

Document de Référence **2015**

incluant le rapport financier annuel



sommaire

01

PRÉSENTATION DU GROUPE 3

- 1.1 Profil, organisation et stratégie du Groupe 4
- 1.2 Chiffres clés 9
- 1.3 Présentation des branches en 2015 13
- 1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements 46
- 1.5 Politique de l'innovation, recherche & technologies 48

02

FACTEURS DE RISQUE 51

- 2.1 Processus de gestion des risques 53
- 2.2 Risques liés à l'environnement externe 54
- 2.3 Risques opérationnels 58
- 2.4 Risques industriels 61
- 2.5 Risques financiers 64

03

INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES 67

- 3.1 Éthique et compliance 68
- 3.2 Informations sociales 70
- 3.3 Informations environnementales 83
- 3.4 Informations sociétales 92
- 3.5 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes désigné organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de gestion inclus dans le Document de Référence 94
- 3.6 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 96

04

GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 99

- 4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 100
- 4.2 Assemblée Générale du 3 mai 2016 - Composition du Conseil d'Administration 122
- 4.3 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société ENGIE 123
- 4.4 Direction Générale 124

- 4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service 125
- 4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction 130

05

INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT 153

- 5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital 154
- 5.2 Actionnariat 165

06

INFORMATIONS FINANCIÈRES 169

- 6.1 Examen de la situation financière 170
- 6.2 Comptes consolidés 187
- 6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 305
- 6.4 Comptes sociaux 307
- 6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 354

07

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 357

- 7.1 Dispositions légales et statutaires particulières 358
- 7.2 Litiges et arbitrages - Concurrence et concentrations (actualisation) 363
- 7.3 Documents accessibles au public 363
- 7.4 Responsable du Document de Référence 364
- 7.5 Mandats des Commissaires aux comptes 365

A

ANNEXE A - LEXIQUE 367

- Unités de mesure énergétiques 368
- Sigles et acronymes 369
- Glossaire 371

B

ANNEXE B - TABLES DE CONCORDANCE 375

- Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004 376
- Informations sociales, environnementales et sociétales 379
- Informations relatives au rapport de gestion 382
- Informations relatives au rapport financier annuel 384



Document de Référence 2015

incluant le rapport financier annuel



Le présent Document de Référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2016 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.

Rapport financier annuel et rapport de gestion

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) (figure en Annexe B au présent Document de Référence une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent Document de Référence), et (ii) toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 3 mai 2016 prévu aux articles L. 225-100 et L. 225-100-2 du Code de commerce (les éléments correspondant à ces mentions obligatoires sont référencés dans la table de concordance figurant en Annexe B au présent Document 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 2014 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires y afférent, figurant aux pages 176 à 193, et 195 à 328 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2015 sous le numéro D.15-0186 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2013 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 174 à 186, 191, 192 et 195 à 317 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 20 mars 2014 sous le numéro D.14-0176.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2015.

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 1.1.6 «Positions concurrentielles», à la Section 1.1.5 «Amélioration de la performance», à la Section 1.3 «Présentation des branches» et à la Section 6.1.1.7 «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 le Chapitre 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, ayant eu GDF SUEZ pour dénomination sociale jusqu'au 29 juillet 2015. 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).

01

Présentation du Groupe

1.1	Profil, organisation et stratégie du Groupe	4	1.3	Présentation des branches en 2015	13
1.1.1	Présentation générale	4	1.3.1	Branche Énergie Europe	13
1.1.2	Histoire et évolution de la Société	4	1.3.2	Branche Energy International	22
1.1.3	Organisation	5	1.3.3	Branche Global Gaz & GNL	29
1.1.4	Priorités stratégiques	6	1.3.4	Branche Infrastructures	36
1.1.5	Amélioration de la performance	7	1.3.5	Branche Énergie Services	42
1.1.6	Positions concurrentielles	8	1.3.6	Solairedirect	45
1.2	Chiffres clés	9	1.4	Propriétés immobilières, usines et équipements	46
1.2.1	Indicateurs financiers	9	1.5	Politique de l'innovation, recherche & technologies	48
1.2.2	Indicateurs opérationnels	10	1.5.1	L'innovation	48
1.2.3	Indicateurs extra-financiers	12	1.5.2	Recherche & Technologies	49

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 :

- achat, production et commercialisation de gaz naturel et d'électricité ;
- transport, stockage, distribution, développement et exploitation de grandes infrastructures de gaz naturel ;
- fourniture de services énergétiques.

Ce business model a été fortement affecté en 2015 par la révolution énergétique qui s'est caractérisée par un effondrement durable des prix du gaz, du pétrole et de l'électricité sur de nombreux marchés mondiaux, dans un contexte de surcapacité de production.

Dans ce contexte, le Groupe a néanmoins pu compter sur ses fortes positions dans les infrastructures régulées, les services aux entreprises et sa dynamique de croissance dans la production d'électricité renouvelable. Ce sont ces mêmes activités dont le développement permettra en accompagnement d'un plan de rotation d'actifs audacieux, au cours des trois ans qui viennent de transformer le Groupe pour le mettre en situation de devenir un leader de la révolution énergétique.

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.

Le 25 février 2016, la nouvelle vision stratégique du Groupe a été présentée aux marchés à la suite de la réunion du Conseil d'Administration d'ENGIE tenue la veille.

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, 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 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.

Outre cet accord-cadre, SUEZ Environnement Company et la Société ont signé un accord dans le domaine des achats externes, ce qui a permis à SUEZ Environnement Company de bénéficier des conditions d'achats de la Société jusqu'en juillet 2015.

Enfin, les deux sociétés ont signé début mars 2016 un contrat prévoyant l'apport par ENGIE à 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 4.5.1.

Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires, réunie sous la présidence de Gérard Mestrallet, 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 devient également ENGIE et son code mnémotechnique «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 1^{er} janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

1.1.3 Organisation

Jusqu'au 31 décembre 2015, ENGIE était organisé, sur le plan opérationnel, autour de cinq branches dont une présentation détaillée figure au Chapitre 1.3 «Présentation des branches en 2015».

Fin 2014, Gérard Mestrallet avait confié à Isabelle Kocher, nommée Directeur Général Délégué, la mission de proposer une organisation capable d'accélérer la transformation du Groupe et de fixer, à l'intérieur de la stratégie dont le Conseil d'administration a discuté à l'occasion du séminaire stratégique 2014, des objectifs à moyen et long terme pour chacune des activités. Les principes visaient à simplifier l'organisation, à rapprocher ENGIE des clients et des territoires, à s'inscrire dans la transition énergétique, qui rapproche les technologies des consommateurs, et à mieux faire collaborer les entreprises du Groupe.

Le 1^{er} avril 2015, Gérard Mestrallet et Isabelle Kocher ont présenté devant le Comité d'Entreprise Européen, un nouveau projet d'entreprise. Ce projet d'entreprise a également été porté à la connaissance des entités représentatives du personnel (IRP) à partir d'avril 2015 dans le cadre d'un processus qui s'est achevé le 13 novembre 2015. L'organisation a finalement été approuvée le 23 novembre 2015 par l'Entreprise qui a alors procédé à la nomination d'environ 350 personnes dans leur nouveau poste de responsabilité.

Depuis le 1^{er} janvier 2016, la nouvelle organisation d'ENGIE est effective. L'objectif est d'abaisser le centre de gravité du Groupe et de piloter son résultat et sa performance par le biais des 24 entités opérationnelles (BU) nouvellement créées. Ces BUs sont responsables de leur compte de résultat. Cette organisation s'adapte aux enjeux d'un monde de l'énergie qui se décentralise. Les entités sont donc constituées à l'échelle d'une géographie, d'un pays ou d'un groupe de pays, en fonction de la densité d'activités, dans la géographie concernée. Ces BUs rassemblent l'ensemble des activités du groupe pour répondre, sur un territoire donné, aux enjeux de leurs clients et contreparties.

- Sont ainsi constituées 10 BUs géographiques (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) 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 entités, dont quatre spécialisées dans les infrastructures gazières (transport ; distribution ; terminaux ; stockage) et quatre liées aux activités BtoB ; BtoC ; Réseaux ; et Renouvelables.
- S'y ajoute la BU Generation Europe (production d'électricité à partir de centrales thermiques).
- Enfin cinq entités de pilotage global, au regard de la portée mondiale de leurs activités, complètent les entités opérationnelles : Exploration et Production International ; Global Energy Management ; Global LNG ; Tractebel Engineering ; et Gaztransport & Technigaz (GTT).

En complément d'une logique géographique, sont créées cinq lignes Métiers : 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, auxquelles s'ajoute Solairedirect. Elles ont pour rôle :

- d'accélérer le développement par le support apporté aux projets et par la gestion de grands programmes d'avenir (efficacité énergétique, rénovation énergétique des bâtiments, mobilité verte, GNL porté, biométhane, etc.) ;
- de participer aux décisions structurantes (investissement, désinvestissement, etc.) et cela en lien avec le responsable du territoire ;
- de se mettre en réseau pour notamment identifier les compétences nécessaires aux BUs dans leur développement et être capables de les leur mettre à disposition.

Six fonctions opérationnelles et cinq directions fonctionnelles viennent compléter l'organisation et sont placées sous la responsabilité d'un Directeur Général Adjoint. Elles visent à renforcer l'action des Métiers pour développer les synergies dans le Groupe et soutenir les BUs.

Les fonctions opérationnelles sont les suivantes : Sourcing Stratégique & Achats ; Business Development Oversight (BDO) ; Recherche et Technologies ; Développement Nucléaire ; Projets Industriels ; Knowledge Management Groupe.

Les directions fonctionnelles sont constituées comme suit : la Direction Financière ; le Secrétariat Général ; la Direction des Communications, Marketing et Responsabilité Environnementale et Sociétale ; la Direction des Ressources Humaines Groupe ; la Direction de la Stratégie.

Enfin, quatre directions sont placées sous la responsabilité du Président-Directeur Général : la Direction Audit, Risques et Contrôle Interne Groupe ; la Direction des Relations Européennes et Internationales ; la Direction Commerciale, Innovation et Nouveaux Métiers ; la Direction de la Sûreté Nucléaire et Radioprotection, complétée par la Mission Digital.

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales directes ou indirectes de la Société (contrôle majoritaire) était d'environ 2 000 à fin 2015. La liste des principales sociétés consolidées du Groupe figure en Section 6.2 «Comptes consolidés – Note n° 2 (principales filiales au 31 décembre 2015)». La liste des principales filiales et participations détenues directement par la Société figure en Section 6.4 «Comptes Sociaux – Note n° 23 (Filiales et participations)».

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 branches en 2015», qui est structurée en fonction de l'organisation du Groupe à fin 2015.

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 : 100% de l'accroissement de la consommation d'énergie primaire entre 2013 et 2040 aura lieu hors OCDE selon l'Agence Internationale de l'Énergie ⁽¹⁾ (AIE) ;
- le gaz naturel voit son rôle renforcé au niveau mondial : des ressources abondantes avec l'essor de la production de gaz non conventionnels (près de 220 ans de réserve probables⁽¹⁾), une demande en hausse (+1,4% par an entre 2012 et 2040⁽¹⁾) et la perspective de nouveaux usages à développer (GNL de détail...);
- en Europe (UE 28), la transition énergétique a démarré dans de nombreux pays : la part des énergies renouvelables (hors hydraulique) dans le mix de production d'électricité devrait progresser de 16% à 38% entre 2013 et 2040⁽¹⁾, et les enjeux d'efficacité énergétique se développent ;
- la gestion de l'énergie se décentralise de plus en plus, au niveau des collectivités, voire des particuliers. Le client «consomm'acteur» devient maître de sa consommation et parfois producteur.

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 transition, voire la révolution énergétique, qui s'opère depuis quelques années, s'observe à trois niveaux :

- la révolution technologique s'accélère grâce aux progrès du photovoltaïque, des batteries ou encore des micro-pompes à chaleur ;
- s'y ajoute la révolution digitale. Les solutions «smart» ont modifié le rapport à la ville, à la maison ou au véhicule ;
- enfin, une transformation sociétale et culturelle est en cours. Le consommateur aspire désormais à une plus grande sobriété énergétique et souhaite des solutions bas carbone sur-mesure pour gérer sa consommation et parfois produire son énergie verte.

ENGIE avait anticipé ce changement de paradigme il y a deux ans et avait adapté sa stratégie pour permettre d'accompagner le Groupe vers le nouveau monde énergétique. L'ambition du Groupe reposait sur deux axes forts jusque 2015 :

- être un énergéticien de référence dans les pays à forte croissance ;
- être leader de la transition énergétique en Europe.

En Europe, le Groupe s'est adapté à la transformation du secteur énergétique et renforce la priorité donnée au client.

Le Groupe a poursuivi la restructuration de son portefeuille d'approvisionnement en gaz en optimisant sa diversification et la renégociation des contrats à long terme avec ses fournisseurs.

Dans la production électrique, face à la crise de la production thermique, le Groupe a poursuivi l'optimisation de son parc de centrales thermiques et milite pour une amélioration de la régulation européenne, notamment

au travers du Groupe Magritte⁽²⁾ qui appelle à des mesures visant à préserver l'avenir énergétique de l'Europe.

Dans les énergies renouvelables, le Groupe souhaite poursuivre son développement dans certains pays, avec une priorité donnée aux technologies les plus matures : solaire, hydraulique, éolien terrestre et biomasse pour l'électricité et la chaleur. Les partenariats sont recherchés dans ces projets.

Concernant les activités d'infrastructures, il s'agit de répondre au contexte de la transition énergétique :

- en adaptant ses infrastructures à l'évolution de la demande et aux nouveaux usages (mobilité, *smart grids*) ;
- en adaptant les infrastructures et les offres commerciales au gaz vecteur d'énergies renouvelables (biométhane, *power to gas*, etc.).

ENGIE souhaite renforcer son leadership dans l'efficacité énergétique, comme partenaire de référence de ses clients, entreprises, collectivités et particuliers, en s'appuyant sur l'accentuation du contenu technologique de ses métiers, pour proposer l'offre globale énergies-services la plus adaptée et souhaite accroître sa présence internationale en créant des positions locales fortes. L'objectif est de capitaliser sur les pays où le Groupe est déjà présent.

Aujourd'hui, la révolution énergétique devient mondiale et le Groupe accélère la mise en œuvre de sa stratégie. Le projet d'entreprise vise à accompagner la transformation d'ENGIE pour devenir le leader de la transition énergétique dans le monde. Il est notamment fondé sur une organisation plus décentralisée, aux lignes hiérarchiques plus courtes.

Pour cela, à partir de fin février 2016, ENGIE adapte son portefeuille d'activités à sa vision long terme et saisit de nouvelles opportunités de développement concentrées sur :

- les activités peu émettrices de CO₂ qui représenteront plus de 90% de l'EBITDA du Groupe à horizon 2018 ;
- les activités non exposées aux prix des commodités, afin que la part des activités contractées / régulées dans l'EBITDA du Groupe soit inférieure à 85% en 2018 ;
- les solutions intégrées pour ses clients, dont l'EBITDA augmentera de plus de 50% sur la période.

Cette accélération s'appuie sur la structure financière solide du Groupe, 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, notamment gazières,
- les solutions de services et de fourniture d'énergie adaptées pour chaque type de clients (entreprises, particuliers et professionnels, villes et territoires).

Cette accélération s'accompagne d'un plan de transformation à trois ans avec quatre objectifs :

- redessiner le portefeuille d'activités du Groupe, en s'appuyant sur ses positions historiques et sa structure financière solide,
- améliorer la performance du Groupe,
- préparer le futur du Groupe, notamment en investissant dans l'innovation et les nouvelles technologies, notamment digitales, afin de

(1) Source : World Energy Outlook 2015, scénario New Policies.

(2) Le Groupe Magritte, dont ENGIE est un membre fondateur, est une initiative qui réunit les dirigeants des 11 plus grands groupes énergétiques européens : Centrica, CEZ Group, Enel, Eni, E.ON, Fortum, Gas Natural Fenosa, GasTerra, ENGIE, Iberdrola et RWE pour se mobiliser auprès des chefs d'État et de gouvernement.

proposer à tous ses clients de nouvelles offres cohérentes avec la transition énergétique.

- adapter le fonctionnement du Groupe pour le rendre agile et ouvert vers l'extérieur, en s'appuyant sur une organisation simplifiée et plus proche des territoires (voir Section 1.1.3 "Organisation").

Ce plan de transformation vise à créer de la valeur et à améliorer le profil risque du Groupe. Il s'appuie sur quatre programmes principaux :

- un programme de rotation de portefeuille de 15 milliards d'euros (impact dette nette) sur 2016-2018 qui vise à réduire son exposition aux activités exposées aux prix des commodités par le biais de cessions, de partenariats et/ou de fermetures de sites,
- un programme d'investissements de 22 milliards d'euros sur 2016-2018 dont 7 milliards d'investissement de maintenance et au moins 500 millions d'euros sur l'innovation, financés principalement par la génération de cash-flow opérationnel,
- un programme de performance baptisé *Lean 2018*, visant des économies récurrentes sur les coûts opérationnels ayant un impact cumulé net sur l'EBITDA de 1 milliard d'euros à horizon 2018,
- un programme de développement de nouvelles activités et de digitalisation pour un montant de 1,5 GEUR qui permettra de générer une importante croissance organique en 2018 et au-delà.

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 code de conduite «*Management Way*».

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 flows* (voir Section 6.1.1.7 «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 2014, ENGIE a procédé à l'émission d'une obligation verte («*Green Bond*») pour un montant total de 2,5 milliards d'euros. Cet emprunt contribue au financement du développement du Groupe dans les projets d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique (voir Section 5.1.6.4 «Obligation verte»).

1.1.5 Amélioration de la performance

Perform 2015 a été lancé en 2012 pour accompagner la stratégie du Groupe et améliorer de façon durable sa performance. L'objectif brut du programme⁽¹⁾ a été porté à 4,5 milliards d'euros en cumulé sur la période 2012-2015, afin de soutenir l'intensification de la transformation du Groupe et de faire face à un environnement économique toujours dégradé en Europe.

Les résultats du programme Perform 2015 s'élèvent à 5,8 milliards dépassant de 30 % l'objectif initial. En 2015, ce programme a eu un impact brut positif sur l'année de 0,6 milliard d'euros sur le compte de résultat grâce aux actions ciblées sur l'efficacité opérationnelle et l'optimisation des OPEX. La part qui impacte le résultat net récurrent part du Groupe s'est élevée à 135 millions d'euros.

Devant des événements exogènes défavorables (chute importante des prix du pétrole et du gaz début 2015), le Groupe a lancé le *Quick Reaction Plan* (QRP) avec un objectif de réduction des OPEX porté à 250 millions d'euros en 2015 qui a été atteint.

L'année a été marquée par la poursuite des actions de performance avec notamment la rationalisation du parc immobilier en France et en Belgique : le passage de 13 à 2 sites – Engie Towers et Ariane – à Bruxelles a généré des gains financiers de 48 millions d'euros en 2014-2015.

Les économies d'OPEX en termes d'achats en 2015 s'élèvent à 380 millions d'euros soutenus par la mise en place des *Category Management* au travers du programme *One For Value* (à titre d'exemple, la réduction des achats de maintenance de turbines à gaz a généré une économie de 25 millions d'euros en OPEX et CAPEX pour le Groupe en 2015).

En 2016, le Groupe lance un programme ambitieux de performance baptisé *Lean 2018*, ayant un impact cumulé net sur l'EBITDA de 1 milliard d'euros à horizon 2018. L'effort est 50% supérieur à Perform 2015 (base annuelle). Ce nouveau plan s'inscrit dans la continuité des efforts de performance passés et vise des gains récurrents sur les coûts opérationnels du Groupe.

(1) La notion de «brut» s'applique notamment à la partie de l'objectif relative aux coûts OPEX, soit 2,6 milliards d'euros pour le programme. Un gain brut correspond aux seuls gains récurrents, moins les coûts de mise en œuvre et avant inflation et autres dérivés des coûts et impôts.

1.1.6 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, tout en restant régulés de manière différenciée selon les pays, notamment s'agissant des prix de vente aux particuliers. Les activités constituant des monopoles naturels – comme le transport et la distribution de l'électricité et dans une large mesure du 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 pour l'électricité et le gaz naturel :

- en Europe, ENGIE est le 3^e vendeur⁽¹⁾ de gaz naturel. Dans le GNL, ENGIE est un acteur mondial : 1^{er} importateur en Europe, 5^e importateur⁽²⁾ dans le monde. Il est aussi un acteur de taille significative en exploration-production ;
- le Groupe est le 1^{er} opérateur d'infrastructures gazières en Europe : il détient le 2^e réseau de transport, est le 1^{er} opérateur de distribution, le 1^{er} stockeur européen en termes de volume utile et le 2^e opérateur/propriétaire de terminaux GNL. Il détient également le 3^e distributeur de gaz en Turquie ;
- en électricité, le rapprochement d'ENGIE et d'International Power a donné naissance au leader mondial des IPP (*Independent Power Producers*). Cette opération renforce à l'international ses positions de 1^{er} producteur développeur dans les pays du Golfe, 1^{er} producteur indépendant d'électricité au Brésil et en Thaïlande, 2^e au Pérou, 3^e au Chili. Le Groupe est le 6^e producteur⁽¹⁾ et le 7^e fournisseur⁽¹⁾ en Europe. 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 2^e producteur et fournisseur⁽¹⁾ d'électricité. Dans les énergies renouvelables, ENGIE est le 2^e opérateur hydraulique en France et le leader dans l'éolien ;
- en Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le 1^{er} producteur et fournisseur d'électricité⁽²⁾ et le 1^{er} fournisseur de gaz naturel⁽¹⁾.

Le Groupe est également le leader européen des services à l'énergie B2B : la branche Énergie Services a la position de coleader en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie⁽¹⁾. ENGIE bénéficie également d'une position forte en Allemagne, Suisse, Autriche, Espagne, et au Royaume-Uni dans les réseaux de chaleur (où il est numéro 1) et le *facility management* depuis l'acquisition de Balfour Beatty WorkPlace. Enfin, il s'est doté de premières bases de développement en Europe centrale, en Asie, en Amérique du Nord et en Amérique Latine.

(1) Source : Analyses internes ENGIE, données 2015

(2) Source : IHS CERA 2015

1.2 Chiffres clés

1

1.2.1 Indicateurs financiers

En millions d'euros	2011	2012	2013 publié	2013 retraité ^(a)	2013 retraité ^(a) pro forma ^(b)	2014 publié	2014 retraité ^(c)	2015
1. Chiffre d'affaires	90 673	97 038	89 300	87 898	79 985	74 686	74 686	69 883
dont réalisé hors de France	59 517	61 124	54 331	52 944	47 947	46 852	46 852	44 817
2. Résultat								
EBITDA ^(e)	16 525	17 026	14 775	14 223	13 017	12 138	12 133	11 262
• Résultat opérationnel courant	8 978	9 520	7 828	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
• Résultat opérationnel courant yc résultat net des entreprises mises en équivalence	N/A	N/A	N/A	8 254	7 665	7 161	7 156	6 326
• Résultat net part du Groupe ^(d)	4 003	1 544	(9 289)	(9 198)	(9 646)	2 440	2 437	(4 617)
• Résultat net récurrent part du Groupe ^{(d) (e)}	3 455	3 825	3 440	3 449	3 449	3 125	2 725	2 588
3. Flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	13 838	13 607	12 024	11 980	11 333	8 751	8 751	10 383
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	16 117	16 612	14 313	14 129	13 125	11 776	11 771	10 942
Flux issus de l'investissement	(7 905)	(8 451)	(5 611)	(5 103)	(4 368)	(3 939)	(3 939)	(6 230)
Flux issus du financement	(2 496)	(8 322)	(6 982)	(7 027)	(7 041)	(4 973)	(4 973)	(3 295)
4. Bilan								
Capitaux propres part du Groupe^(d)	62 930	59 834	47 955	47 971	47 971	49 257	49 548	43 078
Capitaux propres totaux ^(d)	80 270	71 303	53 490	53 659	53 659	55 959	55 981	48 750
Endettement net	37 601	43 914	29 840	28 800	28 800	27 511	27 511	27 727
Endettement net / EBITDA	2,28	2,58	2,02	2,02	2,21	2,27	2,27	2,46
Total bilan ^(d)	213 410	205 448	159 611	155 932	155 932	165 305	165 304	160 658
5. Données par action (en euros)								
• Nombre moyen d'actions en circulation ^(f)	2 221 040 910	2 271 233 422	2 359 111 490	2 359 111 490	2 359 111 490	2 366 768 979	2 366 768 979	2 392 150 727
• Nombre d'actions à la clôture	2 252 636 208	2 412 824 089	2 412 824 089	2 412 824 089	2 412 824 089	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action ^{(d) (f)}	1,80	0,68	(3,94)	(3,90)	(4,09)	1,00	1,00	(1,99)
• Résultat net récurrent part du Groupe par action ^{(d) (f)}	1,56	1,68	1,46	1,46	1,46	1,32	1,12	1,02
• Dividende distribué ^(g)	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00
6. Effectifs moyens totaux	240 303	236 156	223 012	223 012	223 012	236 185	236 185	241 913
• Sociétés en intégration globale	218 905	219 253	178 577	178 870	139 134	150 589	150 589	155 494
• Sociétés en intégration proportionnelle	17 610	12 477	3 431	3 138	3 138	769	769	777
• Sociétés mises en équivalence	3 788	4 426	41 004	41 004	80 740	84 827	84 827	85 642

(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 1^{er} 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»).

(d) Données au 31 décembre 2012 retraitées en raison de l'application rétrospective d'IAS 19R (voir Note 1.1 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2013).

(e) Indicateur financier utilisé par le Groupe dans ses comptes consolidés depuis le 31 décembre 2012 (voir Note 8 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2013). La donnée 2011 a été calculée pour comparaison.

(f) Résultat par action calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle. Les données des exercices précédant une distribution de dividendes en actions n'ont pas été recalculées.

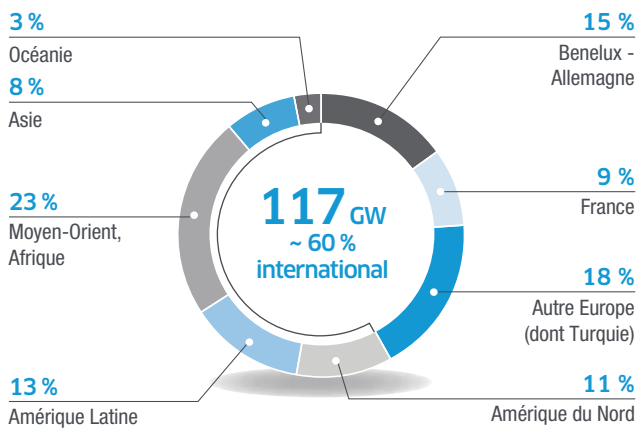
(g) Dividende 2015 : proposé y compris l'acompte de 0,50 euro payé en octobre 2015.

1.2.2 Indicateurs opérationnels

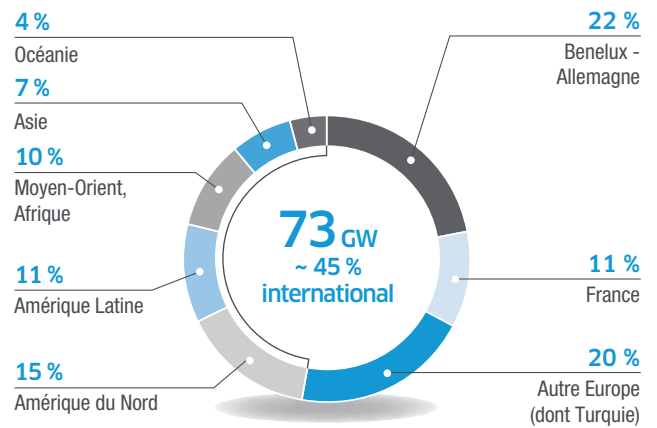
1.2.2.1 Production d'électricité

ENGIE détient et développe un parc de production flexible et performant dans ses marchés clés : l'Europe, l'Amérique Latine, le Moyen-Orient, l'Asie-Pacifique ainsi que l'Amérique du Nord. La capacité installée du Groupe au 31 décembre 2015, calculée à 100%, atteint 117 GW⁽¹⁾ et, calculée en détection nette, atteint 73 GW⁽²⁾.

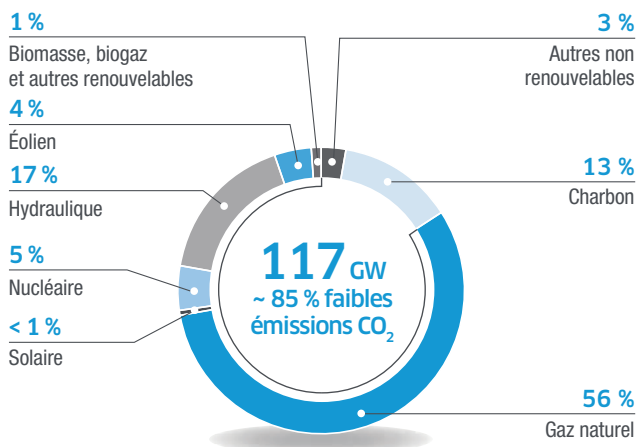
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR ZONE (À 100%)



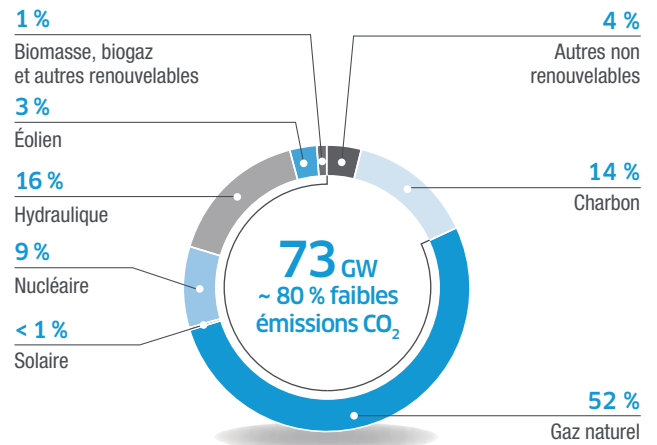
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR ZONE (DÉTENTION NETTE)



RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR FILIÈRE (À 100%)



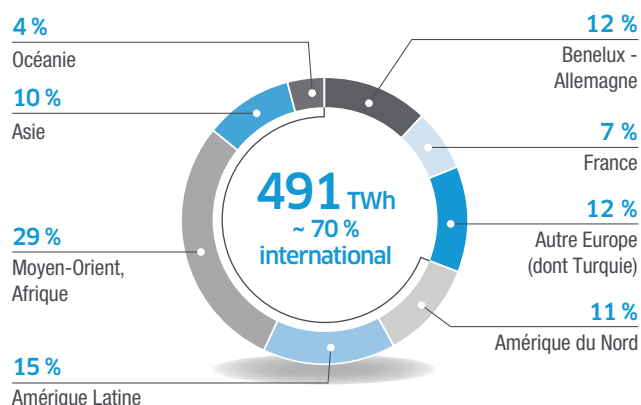
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR FILIÈRE (DÉTENTION NETTE)



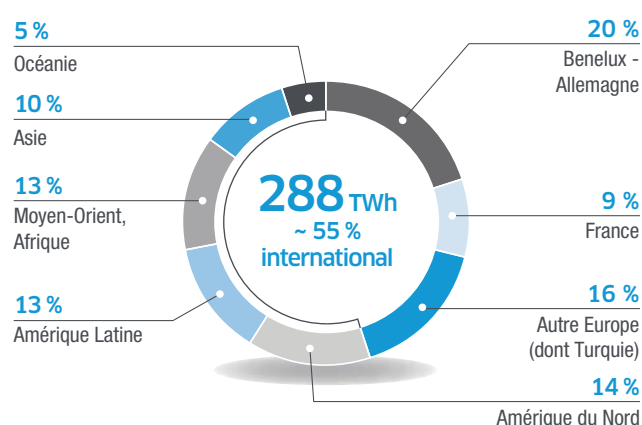
(1) Le calcul à 100% prend en compte l'intégralité des capacités des actifs d'ENGIE, quels que soient le taux réel de détection et la méthode de consolidation, sauf cas particulier des droits de tirage, ajoutés lorsque le Groupe en est détenteur et déduits lorsqu'ils sont octroyés par le Groupe à des tiers.

(2) Le calcul par détection nette prend en compte les capacités à leur pourcentage de détection nette d'ENGIE dans l'ensemble des sociétés.

PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR ZONE (À 100%)

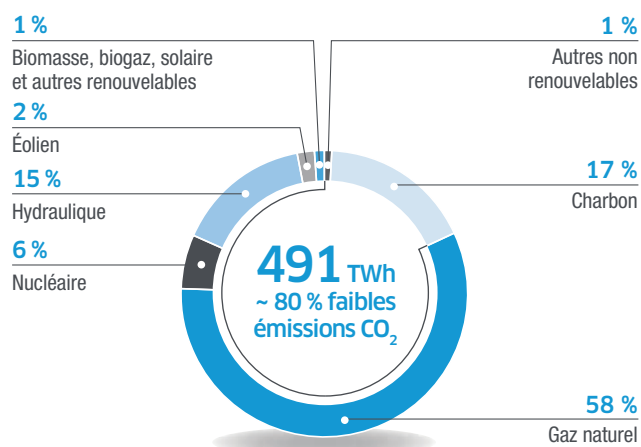


PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR ZONE (DÉTENTION NETTE)

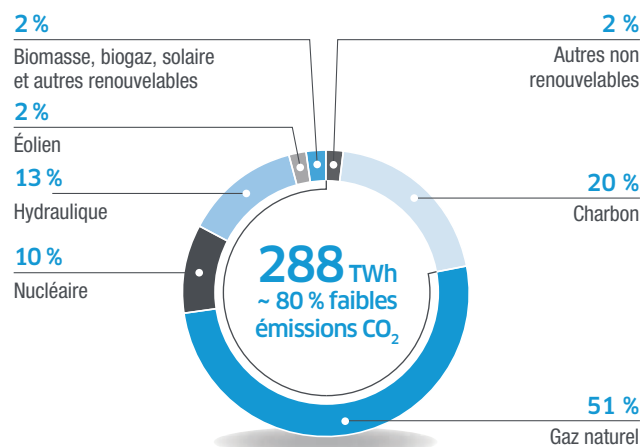


En 2015, le Groupe a produit, calculé à 100%, 491 TWh, et calculé en détection nette, 288 TWh.

PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR FILIÈRE (À 100%)



PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR FILIÈRE (DÉTENTION NETTE)



La capacité cumulée des projets du Groupe en cours de construction (calculée à 100%) atteint 8,1 GW au 31 décembre 2015, dont 34% à partir de gaz naturel et 18% à partir de sources d'origine renouvelable.

Avec une part significative et croissante de ses capacités électriques d'origine renouvelable, le parc de production électrique centralisée du Groupe est faiblement émetteur de CO₂ avec un taux moyen d'émission de 356 kg de CO₂eq./MWh en 2014 en Europe. Sur la même année, la moyenne européenne évaluée par PricewaterhouseCoopers (PwC) se situe à 313 kg de CO₂eq./MWh.

Au niveau mondial, le taux d'émission du parc de production du Groupe mesuré en 2014 est de 434,2 kg de CO₂ eq./MWh.

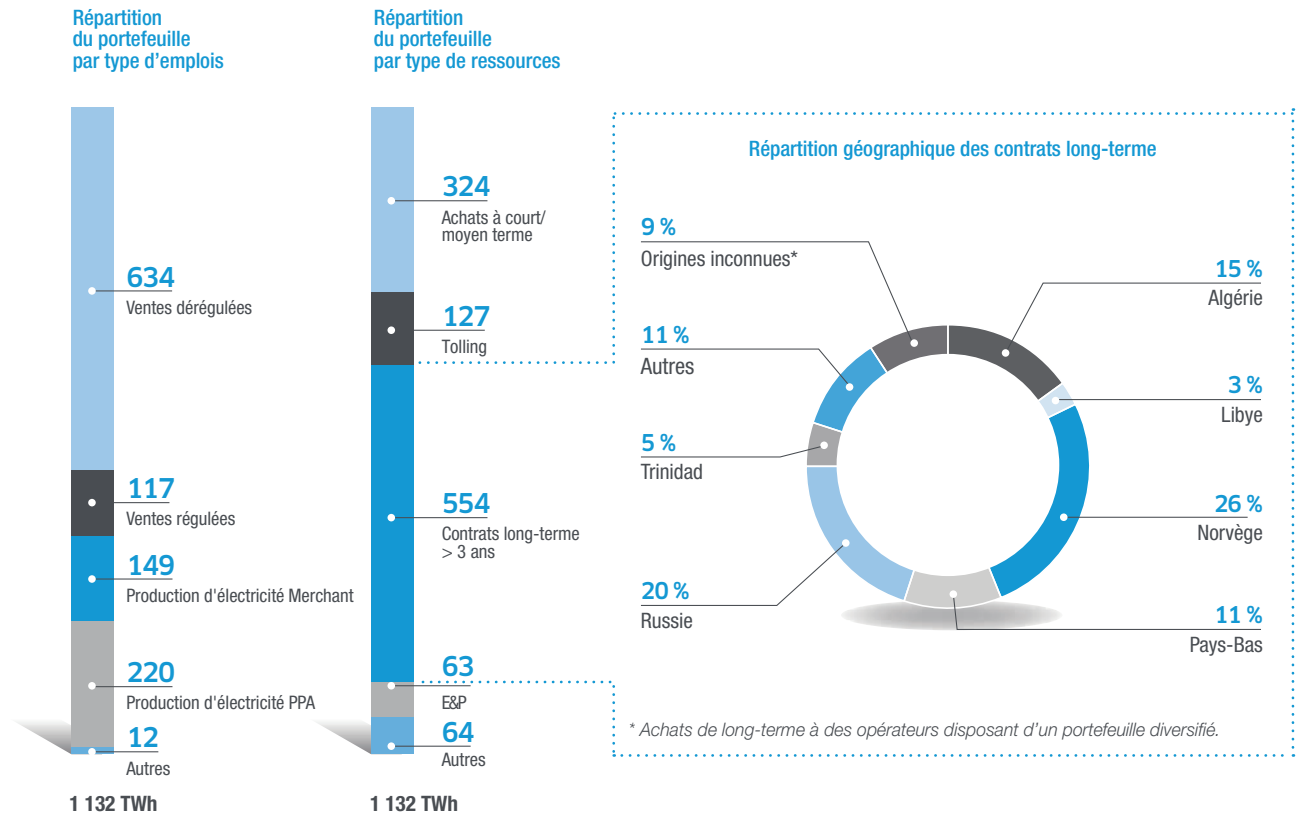
1.2.2.2 Bilan emplois-ressources gaz

L'approvisionnement en gaz naturel du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille de contrats à long terme parmi les plus diversifiés d'Europe, en provenance de plus d'une dizaine de pays. Ces contrats offrent à ENGIE la visibilité nécessaire pour assurer son développement et la sécurité de ses approvisionnements. ENGIE est également l'un des acteurs les plus importants sur les marchés de court terme en Europe. Il ajuste ainsi ses approvisionnements à ses besoins en optimisant ses coûts d'achat.

Le portefeuille du Groupe, de l'ordre de 1 132 TWh (calculé en quote-part⁽¹⁾) soit environ 105 milliards de m³, est l'un des plus diversifiés du monde. Environ 13% du portefeuille de ressources est constitué de GNL.

(1) Le calcul par quote-part prend en compte les capacités à leur pourcentage de consolidation pour les sociétés consolidées par intégration globale ou proportionnelle, et à leur pourcentage de détection pour les sociétés mises en équivalence.

RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE (CALCULÉ EN QUOTE-PART)



1.2.3 Indicateurs extra-financiers

La performance extra-financière du Groupe se fonde sur l'établissement d'objectifs datés et chiffrés et sur une évaluation globale organisée autour de différents moyens de suivi (haut niveau de gouvernance, tableau de pilotage, reporting, revues de performance, indices de notation extra-financiers).

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 de Direction Générale statue sur les orientations dans le domaine (voir Chapitre 4 «Gouvernance d'entreprise»). Le Comité Exécutif de la Responsabilité Environnementale et Sociétale 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 tableau de pilotage extra-financier composé d'indicateurs clés couvrant les trois axes de la politique de responsabilité environnementale et sociétale est présenté au Comité de Direction Générale 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 extra-financiers du Groupe.

Concernant les objectifs environnementaux, ENGIE affiche en 2015, comme prévu, une stabilité des émissions spécifiques de CO₂ par rapport à 2012 (voir Section 3.3.4.1 «Le changement climatique»), du fait de l'exploitation en année pleine en 2015 des centrales charbon à Maassvlakte (Pays-Bas) et Wilhelmshaven (Allemagne) et dépasse l'objectif d'augmentation de 50% des capacités installées en énergies

renouvelables par rapport à 2009 (+60%). Sur les 179 sites jugés prioritaires en Europe sur la biodiversité, 176 ont validé leur plan d'action ciblé, satisfaisant quasiment l'objectif de 100%. Seuls 3 sites ont encore un plan en discussion.

Concernant les objectifs sociaux ou de gouvernance, ENGIE affiche en 2015 un taux de fréquence des accidents de salariés de 3,6 (Section 3.2.6 «Politique de santé et sécurité»), qui est inférieur à l'objectif de 4 ; maintient un taux de formation de 66% conforme à l'objectif, même si le taux s'établit à 64% en intégrant les filiales de Cofely Workplace et Cofely Ltd (Royaume-Uni) acquises en 2014 et qui n'ont pas encore mis en place la politique du Groupe ; s'approche de l'objectif de 3% d'actionnariat salarié (2,7%), aucun plan d'actionnariat salarié n'ayant été lancé en 2015, alors que cet objectif avait été dépassé en 2014 (3,18%) (Section 3.2.4.3 «Actionnariat salarié»). Les quatre objectifs de mixité en 2015 sont également quasiment atteints : le taux de femmes recrutées dans le Groupe est en progression sensible (+ 5%) et atteint 25% pour une cible de 30% ; le taux de femmes dans l'encadrement s'élève à 22% pour une cible de 25% ; le taux de femmes dans les hauts potentiels poursuit sa progression et atteint 28,4% pour une cible de 35% ; enfin le taux de femmes nommées dans les cadres-dirigeants atteint 30% très proche de la cible de 33%.

Dans ses projets d'investissement, le Groupe intègre dix critères extra-financiers relatifs à l'éthique, aux émissions de CO₂, à l'impact social, aux ressources humaines, à la gestion environnementale des écosystèmes, à la concertation avec les parties prenantes, aux achats locaux ainsi qu'à la santé et la sécurité. Par ailleurs le Groupe prend en compte un coût du CO₂ pour ses investissements.

Les *reportings* social (voir Section 3.2 «Informations sociales»), environnemental (voir Section 3.3 «Informations environnementales») et sociétal (voir Section 3.4 «Informations sociétales») du Groupe donnent lieu à la publication d'un ensemble d'indicateurs vérifiés par un organisme tiers indépendant.

En 2015, ENGIE a intégré les indices extra-financiers Dow Jones Sustainability Index (DJSI) World et Europe, établis par l'agence de notation extra-financière RobecoSAM. Cette intégration place le Groupe parmi les 10% des entreprises considérées comme les plus durables dans le secteur «Multi- and Water Utilities». Le Groupe a été noté C+ en 2014 par l'agence de notation Oekom et est dans le classement de l'agence de notation Vigeo. ENGIE est présent dans les indices :

Euronext Vigeo Eurozone 120, Euronext Vigeo Europe 120, Euronext Vigeo France 20.

Enfin, ENGIE répond chaque année au questionnaire du Carbon Disclosure Project (CDP). En 2015, le Groupe a obtenu une note de 100 sur 100 pour la partie qualité et transparence de son reporting, en progression de 5 points par rapport à 2014, et conserve une note stable à A⁻ pour la partie performance dans la lutte contre le changement climatique. Le Groupe se maintient dans le CDP France Benelux Climate Disclosure Leadership Index (CDLI) qui reprend les entreprises ayant obtenu une note maximale (l'index étant passé d'un périmètre France à un périmètre France-Benelux).

1.3 Présentation des branches en 2015

Dans cette Section 1.3, la présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques du Groupe est structurée en fonction de son organisation à fin 2015. Les sous-chapitres correspondent aux cinq branches telles qu'elles existaient jusqu'à fin 2015. Un sous-chapitre est également consacré à Solairedirect, une société acquise par le Groupe

en 2015 et rattachée au Centre jusqu'à fin 2015 (voir Section 1.3.6 «Solairedirect»).

Les évolutions organisationnelles à compter du 1^{er} janvier 2016 sont décrites en Section 1.1.3 «Organisation».

1.3.1 Branche Énergie Europe

1.3.1.1 Mission

La branche Énergie Europe est en charge des activités énergétiques du Groupe en Europe continentale⁽¹⁾. L'électricité et le gaz naturel constituent le cœur de métier de la branche, avec des activités de production thermique et renouvelable, de gestion de l'énergie, de *trading*, et de marketing et ventes. Le portefeuille de production de la branche Énergie Europe se compose de 40,2 GW de capacité en opération et 0,16 GW en construction. Avec une présence industrielle dans 12 pays⁽²⁾ et une présence commerciale dans 14 pays⁽³⁾ la branche Énergie Europe est au service de 21,3 millions de clients comprenant l'industrie, le secteur tertiaire (entreprises commerciales et publiques) et les clients résidentiels.

1.3.1.2 Stratégie

La branche Énergie Europe intervient dans un environnement marqué par une évolution structurelle des marchés de l'énergie. Les priorités stratégiques de la branche peuvent être résumées comme suit :

- maximiser la valeur des activités existantes, par l'amélioration de la performance dans tous les métiers et la gestion active du portefeuille : restructuration de la flotte thermique, renégociation dynamique des contrats d'approvisionnement gaz, repositionnement des offres commerciales, amélioration des coûts d'opération et maintenance du renouvelable ;
- développer les activités liées à la transition énergétique : énergies renouvelables, services et nouveaux métiers ;
- participer à l'établissement d'un nouveau modèle de marché pour l'énergie en Europe.

(1) Hors infrastructures relevant de la branche Infrastructures.

(2) Hors Slovaquie (participation minoritaire dans Pozagas), Suède et Norvège (sociétés de projet détenant des droits dans des projets éoliens terrestres)

(3) Le Groupe dispose d'activités commerciales sans présence industrielle en Autriche et République Tchèque.

1.3.1.3 Organisation

La branche Énergie Europe a une présence industrielle dans les pays suivants : France, Belgique, Luxembourg, Allemagne, Pays-Bas, Pologne, Hongrie, Roumanie, Italie, Grèce, Espagne et Portugal. Elle a également une présence commerciale sans présence industrielle en Autriche et République Tchèque.

Rôle des métiers

- L'activité du métier Energy Management Trading (EMT) est en priorité l'optimisation des actifs du groupe ENGIE en Europe continentale. Le rôle d'EMT est d'optimiser la valeur créée dans un cadre de risque harmonisé. Les équipes d'EMT négocient les contrats d'approvisionnement en gaz naturel, optimisent les actifs et fournissent aux entités de vente du gaz naturel, de l'électricité et des services de gestion de risque des prix de l'énergie. Les équipes assurent la gestion de l'un des portefeuilles d'énergie les plus importants et les plus diversifiés d'Europe, comprenant l'électricité, le gaz naturel, le charbon, les produits pétroliers, la biomasse, le CO₂ et les produits environnementaux. Au service de l'ensemble des métiers d'ENGIE, des clients et des contreparties externes, EMT pilote quotidiennement le portefeuille de la branche, au travers notamment de ses activités de *trading* et de sa présence sur les principales places de marché de l'énergie en Europe et à Singapour. Le métier couvre également la fourniture de gaz et d'électricité et les services associés aux Grands Comptes industriels paneuropéens et nationaux à travers sa marque Global Energy.

- Le métier Production (*Generation*) pilote l'ensemble des actifs thermiques et nucléaires de la branche (y compris biomasse). Il assure l'exploitation et la maintenance des centrales et coordonne les équipes locales de production. Parmi ses priorités, le métier Production revoit en permanence le portefeuille d'actifs, en lien avec le métier Energy Management Trading, pour l'adapter aux conditions de marché. Le métier est également responsable d'accroître la performance des centrales (efficacité, flexibilité et disponibilité) afin de les rendre plus compétitives et attractives sur le marché ainsi que d'optimiser les coûts d'exploitation et de maintenance du parc de production. Enfin le métier Production développe et délivre des services et des solutions énergétiques pour les clients industriels.
- Le métier Énergies Renouvelables (RES) pilote l'ensemble des actifs de production et des projets d'énergie renouvelable⁽¹⁾ de la branche (principalement hydroélectricité, éolien terrestre et solaire, nouvelles énergies terrestres et marines). Il est ainsi responsable du développement, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de ces actifs. Parmi ses priorités, le métier Énergies Renouvelables a pour objectif d'accroître de manière rentable ses capacités installées en ligne avec les ambitions du Groupe.
- Le métier Marketing et Ventes (*Marketing & Sales – M&S*) couvre principalement la fourniture de gaz et d'électricité et les services associés sur les segments de clientèle des particuliers, des professionnels, des entreprises et des collectivités locales⁽²⁾. Il est aussi responsable d'activités d'infrastructure : distribution et stockage de gaz, principalement en Hongrie et en Roumanie. Le métier Marketing et Ventes, en lien avec les entités opérationnelles dans les pays, pilote la performance commerciale et clientèle, la politique commerciale et les activités marketing qui la sous-tendent, prépare les nouvelles offres européennes et leur déploiement et conduit des projets innovants.

1.3.1.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2015	2014 ^(*)	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	32 011	35 158	-9,0%
EBITDA	1 612	2 015	-20,0%

* 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»)

Capacités installées par fuel (en MW) – données à 100%	CWE*	Autre Europe
Charbon	2 964	2 541
Gaz naturel	7 779	9 626
Hydro	5 191	173
Éolien	1 997	1 313
Autres renouvelables	503	389
Autres non renouvelables	1 510	0
Nucléaire (y compris droits de tirage)	6 197	0
TOTAL	26 140	14 042

Capacités électriques par pays (en MW) – données à 100%	Capacités installées	Capacités en construction
Central Western Europe*	26 140	139
Autre Europe	14 042	17
TOTAL	40 182	156

Production d'électricité (en TWh) – données à 100%	CWE*	Autre Europe
Charbon	14,1	10,5
Gaz naturel	23,5	21,7
Hydro	16,2	0,5
Éolien	3,8	2,8
Autres renouvelables	2,1	2,5
Autres non renouvelables	4,4	0,0
Nucléaire (y compris droits de tirage)	28,0	-
TOTAL	92,1	38,0

* Central Western Europe (CWE) : Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas.

(1) Hors biomasse, opérée par le métier «Production».

(2) Hors activités B2B France, transférées à la branche Énergie Services.

Ventes aux clients finaux (en TWh) – consolidation comptable	Électricité	Gaz
France ⁽¹⁾	21,9	150,1
Belgique ⁽¹⁾⁽²⁾	26,3	35,2
Reste de l'Europe ⁽¹⁾	23,5	69,6
Global Energy	35,4	54,1
TOTAL	107,1	309,0

Nombre de contrats (en milliers) – données à 100%	Électricité	Gaz	Services
France	2 828	8 625	1 903
Belgique ⁽²⁾	2 703	1 381	0
Reste de l'Europe	528	2 646	655
TOTAL	6 059	12 652	2 558

Répartition du portefeuille d'approvisionnement gaz de la branche ⁽³⁾ (en TWh)	
Contrats long terme avec les tiers	284,2
Achats auprès de la BU GNL	55,5
Achats auprès de la BU Exploration-Production	2,6
Achats de court terme	87,1
TOTAL	429,4

Chiffres au 31 décembre 2015.

(1) Hors Grands Comptes industriels (Global Energy).

(2) Incluant Luxembourg.

(3) Sauf ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading).

1.3.1.5 Faits marquants 2015

- Dans les métiers Energy Management Trading (EMT) :
 - En 2015 ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) a reçu le prix de «Risk Manager of the Year 2015 – Utility» par la revue *Energy Risk* ainsi que la distinction «Excellence in Energy Markets» par la revue *Commodities Now*.
 - Septembre : ENGIE a signé, aux côtés de E.ON, Shell, OMV et BASF/Wintershall, un pacte d'actionnaires avec le groupe Gazprom pour la mise en œuvre du gazoduc Nord Stream 2. Le projet vise à doubler les capacités existantes de transport de gaz via la mer Baltique et à sécuriser davantage l'approvisionnement de gaz en Europe. ENGIE détiendra 10% de New European Pipeline AG, l'entreprise dédiée au projet.
 - Octobre : EMT a conclu un accord d'approvisionnement de biomasse pour 10 ans avec la société Sumitomo Corporation, premier contrat d'approvisionnement long terme de biomasse conclu par le Groupe.
- Dans le métier Production :
 - En 2015 ENGIE a poursuivi le programme d'optimisation de sa flotte thermique.
 - Février : au terme de quarante années de service, la centrale de Doel 1 a été mise à l'arrêt et déconnectée du réseau en vertu de la loi de 2013 en vigueur.
 - Juin : l'acceptabilité du site de Moorside pour la construction de trois réacteurs AP1000 a été confirmée. En conséquence, ENGIE et le Conseil d'Administration de NuGen ont approuvé le paiement d'un montant (non divulgué) à la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA), comme prévu au Contrat d'Option sur Terrain signé en 2014. Si la décision finale d'investissement est positive, NuGen exercera intégralement l'option et paiera le solde du prix pour conclure un bail de location du terrain pendant une période nécessaire à la construction et à l'exploitation de la centrale.
- Dans le métier Énergies Renouvelables :
 - Juin-juillet : le Parlement belge a voté le 18 juin la loi autorisant l'extension décennale de la durée d'exploitation de Doel 1 & 2. En juillet, Electrabel, filiale d'ENGIE, et l'État belge ont trouvé un accord de principe sur les conditions de prolongation de l'exploitation des deux réacteurs.
 - Octobre : redémarrage de la centrale CCGT de Cycfos (France) après une période de 2 ans de mise en conservation
 - Novembre : signature par ENGIE et l'État belge de la convention sur la prolongation de Doel 1 & 2.
 - Décembre : arrêt définitif de la centrale au charbon de Gelderland (Pays-Bas) conformément à l'accord SER⁽¹⁾ avec les autorités du pays.
- Dans le métier Marketing et Ventes :
 - En 2015, ENGIE a poursuivi son développement dans les énergies renouvelables en Europe et mis en service 363 MW⁽²⁾.
 - Juin : ENGIE et Vattenfall, actionnaires de GASAG, ont signé un accord de consortium afin d'exercer un contrôle conjoint sur GASAG.
 - Septembre : en Hongrie, cession de GDF SUEZ Energia Magyarország Zrt à Fővárosi Gázművek Zrt (Főgáz).
 - En 2015, dans le domaine des objets connectés et de l'efficacité énergétique, ENGIE a signé des accords commerciaux avec Quby en Belgique, Salus en Roumanie, Nest en France, Netatmo au niveau européen et a lancé deux expérimentations avec Tendril en Italie et aux Pays-Bas.

(1) Conseil économique et social

(2) Hors acquisitions

1.3.1.6 Description des activités

1.3.1.6.1 Central Western Europe

Central Energy Management Trading (Central EMT)

Le métier Energy Management Trading (EMT) a pour mission de structurer le portefeuille d'actifs (physiques et contractuels), de négocier les contrats correspondants, d'optimiser la gestion de ces actifs et d'apporter un appui aux activités commerciales du Groupe en Europe.

EMT est organisé autour de quatre activités : Portfolio & Risk Management (PRM), Optimization & Prompt (O&P), Origination & Sales Support (OSS) et Trading.

EMT opère principalement pour le compte de la branche Énergie Europe et intervient également pour d'autres branches du Groupe, notamment pour les activités d'exploration-production, de GNL et de fourniture de charbon.

Portfolio and Risk Management (PRM)

La branche gère de nombreux actifs à travers l'Europe : centrales électriques, *virtual power plants*, contrats d'approvisionnement ou de fourniture de gaz ou d'électricité, capacités de transport, droits de stockage, capacités de regazéification...

PRM développe une vision intégrée et pluriannuelle de ces actifs et définit les stratégies de réduction des risques de prix associés à ces actifs. Cette politique est ensuite mise en œuvre par les équipes Optimization and Prompt. PRM contribue ainsi à optimiser le profil risque/rendement du portefeuille et à sécuriser la rentabilité des actifs.

Optimization and Prompt (O&P)

O&P optimise, dans le cadre de la politique de risque de la branche, les portefeuilles gaz et électricité sur différents horizons de temps en s'appuyant sur une grande variété de modèles. L'exposition aux risques prix et volume est progressivement réduite jusqu'à la livraison physique, par transfert systématique au Trading, tout en assurant la capacité à faire face aux aléas de production, d'approvisionnement et de consommation.

ENGIE a l'obligation légale, comme tous les fournisseurs de gaz naturel, d'être en mesure de livrer tous ses clients français ne disposant pas de clause d'interruptibilité dans des conditions climatiques ne se rencontrant statistiquement pas plus de deux fois par siècle – risque dit «2%».

O&P identifie également les flexibilités du portefeuille afin de les structurer sous forme d'options et de produits de marché à transférer au Trading.

O&P assure enfin l'ensemble de la logistique (capacités de transport, de stockage...) jusqu'à la livraison physique de l'énergie auprès des différents opérateurs.

Origination and Sales Support (OSS)

OSS est en charge de la fourniture d'énergie aux entités commerciales du métier Marketing et Ventes, des relations commerciales avec les contreparties (hors contreparties de marché), notamment les fournisseurs de gaz, et de la vente d'électricité et de gaz aux Grands Comptes industriels.

Contrats gaz à long terme

OSS achète, dans le cadre de contrats long terme, du gaz naturel auprès de ses principaux fournisseurs. La stratégie d'approvisionnement vise à assurer la compétitivité du portefeuille et la sécurité d'approvisionnement des clients du Groupe, notamment par la diversification géographique des ressources et l'adaptation permanente du portefeuille à la situation du marché.

Suivant les pratiques de marché, les contrats d'achat long terme contiennent des clauses volumétriques : volumes minimaux à enlever sur une période (*take-or-pay*), report des enlèvements sur une période ultérieure (*make-up*) ou déduction des volumes enlevés sur une période antérieure (*carry forward*).

Les contrats comportent des clauses qui permettent la révision périodique de leur prix en fonction des évolutions de marché soit sur une base régulière, soit à titre exceptionnel. Les parties sont alors tenues de négocier de bonne foi et peuvent, en cas de désaccord, recourir à l'arbitrage.

En 2015, EMT a poursuivi la renégociation des contrats avec ses principaux fournisseurs afin d'adapter ces contrats aux nouvelles conditions de marché. Au 31 décembre 2015, plus de 60% des volumes du portefeuille de contrats long terme en Europe étaient indexés sur les prix du gaz vendu sur les places de marché.

Global Energy

Global Energy est l'entité de la branche Énergie Europe en charge de la commercialisation de gaz, d'électricité et des services associés aux Grands Comptes industriels paneuropéens ou nationaux. Elle propose des offres intégrées (commodité, flexibilité, équilibrage et transport jusqu'au site), des produits de marché (blocs en livraison au hub ou produits financiers), des solutions de conseil en ingénierie de prix (*risk management*), et des services liés à la transition énergétique.

Activité commerciale propre avec des contreparties de marché

OSS développe également une activité commerciale propre à destination de clients présents sur les marchés de gros (autres énergéticiens, grands consommateurs actifs directement sur les marchés, banques...).

Trading

Trading assure l'accès de la branche à l'ensemble des marchés de l'énergie ainsi qu'au marché des devises.

Trading contribue à l'optimisation des actifs par la gestion dans les marchés des positions issues d'O&P et appuie les activités commerciales d'OSS. Trading développe également des activités de «*Proprietary trading*» dans des limites de risques réduites.

Enfin, pour le charbon et la biomasse, Trading assure l'approvisionnement des actifs de la branche Énergie Europe et d'une partie de la branche Energy International ainsi que des activités de négoce international.

ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading - GST) et GDF SUEZ Energy Management Trading (GSEMT)

Les activités de marché d'O&P, OSS et Trading sont effectuées par ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading), filiale disposant d'un statut de «Prestataire de Services d'Investissement» et à ce titre supervisée par les autorités bancaires et financières, et par GDF SUEZ Energy Management Trading. Les deux entités légales sont détenues à 100% par le Groupe.

Les activités d'EMT bénéficient d'un dispositif de contrôle des risques spécialisé et dédié avec des équipes en charge notamment de la définition des procédures de mesure des risques liés à l'activité, la proposition de limites, la surveillance des outils de mesure et le suivi quotidien de ces risques.

Ce dispositif s'intègre dans la gouvernance d'ENGIE, via le Comité Risques d'EMT (EMTRC), composé de membres du management ainsi que des représentants de la branche et du Groupe. Le périmètre couvert par l'EMTRC porte sur l'ensemble des risques portés par EMT.

Les risques de marché (risques de prix, de change et de taux) et les risques physiques (risques de défaillance d'actifs physiques) sont suivis à partir de modèles de type VaR (*Value at risk*) et de modèles de scénario catastrophe (*stress tests*).

En matière de risques de crédit, des lignes de crédit sont allouées contrepartie par contrepartie. La réduction de ces risques s'opère via la mise en place de différents outils : contrats de *netting* et appels de marge, obtention de garanties à première demande et de garanties maison mère, *clearing* des transactions, etc.

Les risques opérationnels sont suivis par une équipe spécifique qui assure l'amélioration systématique des procédures internes.

Le risque de liquidité est appréhendé au travers de *stress tests*.

Tout dépassement de limite est signalé à la Direction Générale et à l'EMTRC.

L'efficacité de l'ensemble du cadre de maîtrise des risques est testée régulièrement dans le cadre d'audits.

Le cadre de risques des activités de marché s'inscrit dans ce dispositif et répond en outre à toutes les exigences réglementaires.

France

La branche Énergie Europe est solidement implantée en France où elle dispose d'un large portefeuille d'activités.

Le métier Production opère 4 cycles combinés gaz en France. Dans le cadre de l'optimisation de son portefeuille d'actifs, 3 unités (Montoir-de-Bretagne, Combigolfe et Cycofos PL2) sont sous cocon estival ou annuel depuis avril 2013. L'unité PL1 à cycle combiné de Cycofos (428 MW) a été relancée en octobre après une période de conservation de longue durée (2 ans).

Le métier Énergies Renouvelables poursuit le développement du Groupe dans ce domaine. En 2015, ENGIE a augmenté sa capacité de 254 MW en France, dont 189 MW dans l'éolien terrestre, 7 MW en capacité hydroélectrique et 59 MW⁽¹⁾ dans le solaire photovoltaïque. Dans le cadre du partenariat entre ENGIE et Predica, filiale assurance du groupe Crédit Agricole, 90 MW de projets éoliens additionnels ont été développés en 2015. Suite à l'attribution de deux projets de fermes éoliennes en mer à ENGIE et ses partenaires⁽²⁾ en mai 2014, une phase de débats publics s'est tenue à Dieppe-Le Tréport (avril-juillet) et à Noirmoutier-Île d'Yeu (mai-août). ENGIE poursuit également ses investigations dans le domaine des énergies marines, en particulier autour des hydroliennes du projet du Raz Blanchard. Par ailleurs, dans le cadre du 3^e appel d'offres solaires lancé par la Commission de régulation de l'énergie en France, ENGIE, à travers ses filiales Solairedirect, la Compagnie Nationale du Rhône, la Compagnie du Vent et Futures Energies, a remporté 14 projets photovoltaïques représentant 95,5 MW de puissance installée.

En mars 2016, ENGIE a signé un contrat pour l'achat de 51% des actions de MAÏA EOLIS, une société spécialisée dans le développement,

(1) Dont 15 MW acquis au travers du rachat de Novenergia.

(2) EDP Renewables, Neoen Marine et AREVA.

(3) Hors Grands Comptes industriels.

la construction, l'exploitation et la maintenance de parcs éoliens en France. Déjà détenteur de 49% du capital de cette société, le Groupe devient ainsi son unique actionnaire, moyennant levée des conditions suspensives dès que la cession sera finalisée.

En Marketing et Ventes le Groupe reste leader de la vente de gaz en France (150,1⁽³⁾ TWh vendus en 2015) malgré une concurrence intense, notamment en B2B. Le Groupe confirme son avance sur les autres fournisseurs alternatifs d'électricité (21,9⁽³⁾ TWh vendus en 2015), et a encore accéléré son développement en 2015, notamment auprès des clients B2C (2,7 millions de clients à fin 2015). ENGIE est également présent sur la chaîne de valeur de l'efficacité énergétique dans l'habitat : diagnostic énergétique, conseil, financement de travaux, conception, installation et maintenance des installations (leader sur la maintenance, avec 1,9 million de contrats). Par ailleurs l'année 2015 a vu le lancement de la marque ENGIE sur les marchés B2C.

Cadre réglementaire

L'arrêté définissant les règles du mécanisme de capacités visant la sécurité d'approvisionnement électrique en France a été signé le 23 janvier 2015. La Commission européenne a ouvert une enquête sur le mécanisme pour aide d'Etat le 13 novembre 2015. La Commission conditionne à minima son acceptation du mécanisme à son ouverture aux échanges transfrontaliers de capacité et à l'adoption plus complète des remèdes au pouvoir de marché d'EDF définis en 2012 par l'Autorité de la concurrence en France. Le démarrage du mécanisme devrait être de ce fait reporté de 2017 à 2018.

Par ailleurs la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte a été promulguée le 17 août 2015. Le texte fixe des objectifs ambitieux pour la France : réduction de 40% des émissions de gaz à effet de serre à horizon 2030 vs. 1990, réduction de 30% des consommations d'énergie primaire en 2030 par rapport à 2012, développement de la part des énergies renouvelables à 32% de la consommation finale d'énergie et 40% de la production d'électricité en 2030, réduction à 50% de la part du nucléaire dans la production d'électricité.

Enfin, un contrat de service public signé en novembre, établi en application de la loi, lie spécifiquement ENGIE et l'État. Le Groupe réaffirme ses engagements pour la transition énergétique par le développement des énergies renouvelables (solaire, éolien, biogaz en particulier), l'efficacité énergétique et la maîtrise de la consommation d'énergie (financement du programme «habiter mieux» pour les ménages modestes, développement de passeports de rénovation énergétique). ENGIE renouvelle également son engagement pour la qualité du service aux clients, la sécurité d'approvisionnement gazière et la lutte contre la précarité énergétique (e.g. accompagnement des consommateurs modestes, contrôle du délai de traitement des réclamations, suivi de la qualité du service de ses partenaires artisans). En retour l'État s'engage pour l'établissement et l'application d'un cadre législatif, réglementaire et contractuel offrant la visibilité et la stabilité nécessaires aux activités du Groupe, notamment la couverture des coûts par les tarifs réglementés.

Prix de vente du gaz naturel

ENGIE vend du gaz sur la base de deux types d'offres : d'une part, les tarifs réglementés, et d'autre part des offres à prix négociés pour les clients ayant exercé leur faculté de sortir du système des tarifs fixés par l'État au profit d'offres de marché alternatives proposées par les commercialisateurs.

Part des tarifs réglementés dans le portefeuille de vente

45% des ventes totales de gaz⁽¹⁾ d'ENGIE sont réalisées dans le cadre de tarifs établis par le gouvernement au travers de lois, décrets et décisions réglementaires.

Tarifs réglementés

Conformément à l'article 11 bis du projet de Loi Consommation, le 31 décembre 2015 a marqué la fin des tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz naturel et d'électricité pour les clients professionnels. En 2015 cette mesure de suppression concernait environ 100 000 clients pour le gaz.

Au 1^{er} janvier 2016 :

- sur le marché du gaz, seuls subsistent les tarifs réglementés pour les particuliers, les petits professionnels (consommation annuelle <30 MWh) et les petites copropriétés (consommation annuelle <150 MWh) ;
- sur le marché de l'électricité, seuls subsistent les tarifs réglementés «Bleu» (particuliers et petits professionnels)

Début 2015, il existait encore deux types de tarifs réglementés :

- les tarifs de distribution publique pour les clients raccordés au réseau de distribution (6,4 millions de clients⁽²⁾ ; 73 TWh vendus en 2015) ;
- les tarifs à souscription pour les clients à forte consommation et raccordés au réseau de distribution ou directement au réseau de transport. Supprimés au 1^{er} juillet 2015 suite au basculement de l'ensemble des clients vers des offres de marché, ces tarifs ne concernaient que peu de clients et des volumes de ventes très faibles en 2015.

Modalité de fixation des tarifs du gaz

Les tarifs sont fixés conformément aux dispositions du Code de l'énergie et du décret du 18 décembre 2009 modifié le 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Ces dispositions prévoient que les tarifs doivent couvrir l'ensemble des coûts des fournisseurs. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) audite chaque année les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement d'ENGIE et fait des préconisations d'évolution des tarifs sur cette base. Le gouvernement fixe par arrêté la formule représentative des évolutions des coûts d'approvisionnement et le niveau des tarifs au 1^{er} juillet de chaque année. Ainsi, la formule tarifaire depuis le 1^{er} juillet 2015 est indexée à près de 77% sur des indices représentatifs du prix du gaz sur les marchés et le reste sur des indices de produits pétroliers et sur le taux de change de l'euro en dollar.

Entre deux arrêtés gouvernementaux, ENGIE répercute chaque mois – après avis de la CRE – les changements survenus dans les coûts d'approvisionnement résultant de l'application de la formule tarifaire fixée par arrêté. Dans des circonstances d'augmentation exceptionnelle des prix des produits pétroliers ou du gaz naturel, le gouvernement peut, par décret après avis de la CRE, définir temporairement des tarifs inférieurs aux coûts d'ENGIE pour une période n'excédant pas une année.

Au cours de l'année 2015 (12 mouvements mensuels), les tarifs réglementés de vente en distribution publique ont diminué de 9,7%. La dernière publication des tarifs réglementés de ventes à souscription a eu lieu en juillet 2015.

Belgique-Luxembourg

Electrabel, filiale à 100% d'ENGIE, est le principal producteur d'électricité en Belgique.

Le métier Production opère en Belgique à fin 2015 une capacité de 9 101 MW, dont 4 377 MW en unités nucléaires (droits de tirage compris) et 2 637 MW en centrales thermiques au gaz naturel. Au Luxembourg le métier opère la centrale de Esch-sur-Alzette (376 MW) qui a été introduite dans la réserve stratégique en 2015. La fermeture des unités de Drogenbos GT & CCGT et Awirs 4 (48 MW, 460 MW et 95 MW, Belgique) initialement prévue en 2015 a été reportée à des dates ultérieures. Le métier Production opère également différentes unités de cogénération chez des clients industriels. Le contrat avec Bayer a été reconduit pour une durée de 10 ans en incluant des services d'opération et maintenance (O&M). L'unité de cogénération chez Solvay à Jemeppe-sur-Sambre a quant à elle été transférée à Solvay au terme du contrat. Solvay et Electrabel ont signé un contrat pour la fourniture de services O&M à ce même site.

Le métier Énergies Renouvelables opère en fin d'année 2015 une capacité installée d'éolien terrestre de 212 MW. Six nouveaux projets représentant une capacité installée totale de 40 MW ont été mis en service à la fin de l'année 2015. D'autres projets représentant une capacité installée de 39 MW sont en cours de construction et devraient être mis en service au cours du second semestre 2016. Dans le cadre du développement de ses actifs éoliens terrestres, Electrabel a signé un accord de partenariat avec des intercommunales belges se traduisant par la création de deux coentreprises en Flandres et en Wallonie (Wind4Flanders et Wind4Wallonia). ENGIE est également partenaire de la société Greensky avec, entre autres, Infrabel (gestionnaire de l'infrastructure ferroviaire belge) pour le développement d'un parc éolien situé le long de la ligne à grande vitesse Louvain-Liège et qui sera à terme l'un des plus grands de Belgique. En ce qui concerne l'éolien en mer, le projet Mermaid (mer du Nord) a franchi une étape administrative importante suite à l'attribution par l'État belge du permis environnemental et du permis de construction et d'exploitation du parc.

Suite à l'introduction d'un dossier prouvant l'absence de rentabilité de la centrale biomasse des Awirs, le mécanisme de soutien en certificats verts a été revu par le régulateur wallon pour les 5 années à venir. Cette révision devrait permettre d'atteindre une rentabilité de référence (IRR) de 9%. Une révision annuelle est prévue.

(1) Y compris Grands Comptes Industriels

(2) En moyenne annuelle.

Le métier Marketing et Ventes dispose d'un portefeuille de clients professionnels (industrie et tertiaire), en électricité (14,6 TWh⁽¹⁾ en 2015) et en gaz naturel (13,5 TWh⁽¹⁾ en 2015), ainsi que des offres de services énergétiques. Malgré une concurrence toujours agressive les efforts commerciaux ont permis de stabiliser la part de marché en électricité voire de l'augmenter en gaz sur le marché B2B. Sur le marché *retail* ENGIE gère environ 2,7 millions de contrats en électricité et 1,4 million en gaz naturel. Les actions concrètes entamées depuis 2013 (repositionnement des prix, actions marketing, amélioration de la performance opérationnelle) ont continué à porter leurs fruits en 2015 permettant une stabilisation des parts de marché. Enfin, le métier Marketing et Ventes développe une gamme de produits et services innovants pour toutes les catégories de clients (isolation, remplacement de chaudières individuelles, objets connectés, développement de stations services au gaz en partenariat avec les acteurs locaux...).

En Wallonie, la convention de finalisation prévoyant le retrait anticipé au 31 décembre 2016 (initialement prévu fin 2019) d'Electrabel du capital d'Ores Assets⁽²⁾ a été adoptée fin mai 2015. Le protocole d'accord prévoyait également la sortie du capital d'Electrabel Customer Solutions des intercommunales pures de financement, avec effet au 31 décembre 2014.

Production nucléaire⁽³⁾ (4)

Pour l'année 2015, le montant de la contribution nucléaire à charge d'Electrabel a été établi à 165,8 millions d'euros.

ENGIE, EDF et l'État belge ont signé en mars 2014 une convention qui régit la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire de Tihange 1 : le programme d'investissement pour continuer à exploiter cette centrale en toute sûreté jusqu'en 2025 est à présent engagé. Le mécanisme de partage de marge défini dans cette convention en substitution de la contribution nucléaire forfaitaire est applicable depuis le mois d'octobre 2015.

La loi du 28 juin 2015 autorise l'extension décennale de la durée d'exploitation de Doel 1 & 2. Un arrêté royal du 27 septembre 2015 complétant les conditions d'exploitation des réacteurs nucléaires Doel 1 et Doel 2 dans le cadre de l'exploitation à long terme et une décision de l'AFCN du 30 septembre 2015 concernant le plan d'action LTO (*Long Term Operation*) de Doel 1 et Doel 2 ont été publiés. ENGIE et l'État belge ont conclu une convention portant sur l'extension de la durée d'exploitation des deux réacteurs le 30 novembre 2015. Cette dernière prévoit le paiement par Electrabel à l'État d'une redevance annuelle de 20 millions d'euros à partir de 2016 et jusqu'en 2025 en contrepartie de la prolongation de Doel 1 & 2. Elle prévoit également un nouveau système de contribution nucléaire jusqu'en 2026 pour les réacteurs nucléaires Doel 3 & 4 et Tihange 2 & 3. L'entrée en vigueur de la convention est conditionnée par l'adoption de deux lois avant le 31 juillet 2016.

Dans ce contexte, l'unité de Doel 1 a été redémarrée le 30 décembre 2015 (arrêtée depuis le 15/02/2015) et l'unité de Doel 2 le 25 décembre 2015 (arrêtée depuis le 23/10/2015).

En novembre, l'AFCN a autorisé le redémarrage en toute sécurité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2, à l'arrêt depuis mars 2014 suite à l'observation de défauts formés lors de la phase de forgeage des cuves. À travers une série importante de tests et d'examen, il est apparu que ces défauts dus à l'hydrogène n'affectent en rien l'intégrité structurelle de la cuve, garantie en toute circonstance. Par conséquent, l'AFCN a octroyé l'autorisation du redémarrage des deux centrales en décembre (Doel 3 le 21/12/2015 et Tihange 2 le 14/12/2015).

Production thermique

En vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement du pays à moyen et plus long terme, des discussions sont en cours avec le cabinet de la ministre de l'Énergie et son administration. Une réserve stratégique hors marché a été établie pour les hivers 2014-2017 et des propositions sont attendues en vue d'introduire un mécanisme de rémunération de la capacité pour les installations de production existantes et nouvelles dans le marché.

Allemagne

La branche Énergie Europe est présente en Allemagne à travers ses activités de production d'électricité et de ventes d'énergie.

Le métier Production opère actuellement 1 924 MW de capacités gaz et charbon en Allemagne, dont 1 619 MW pour les centrales de Farge, Zolling et Wilhelmshaven (principalement au charbon) et 603 MW de droits de tirage nucléaire. Le métier gère également 431 MW de centrales de cogénération détenues et exploitées par des sociétés municipales de service collectif (Energieversorgung Gera GmbH et Kraftwerke Gera GmbH, EnergieSaarLorLux AG, WSW Energie & Wasser AG, GASAG Berliner Gaswerke AG). La mise en service de la centrale au charbon supercritique de Wilhelmshaven (731 MW) a eu lieu en octobre.

À fin 2015, ENGIE opère en Allemagne une capacité installée en éolien terrestre de 196 MW et en installations hydroélectriques de 142 MW. En 2015, la puissance de la centrale hydroélectrique de pompage-turbinage de Pfreimd a été augmentée de 6 MW suite à la réalisation d'une révision majeure de la centrale.

Le métier Marketing et Ventes est actif sur la plupart des segments de clientèle. Les ventes aux clients B2B se sont élevées à 13,6 TWh d'électricité et 7,8 TWh de gaz. Le Groupe est aussi présent dans la vente et la distribution d'électricité, de gaz et de chaleur aux clients résidentiels et aux PME au travers de ses participations dans les sociétés municipales de services collectifs. En juin, ENGIE et Vattenfall ont signé un accord de consortium afin d'exercer un contrôle conjoint sur GASAG. Cet accord, approuvé par la Commission européenne en décembre, porte sur une période de 20 ans et ne sera pleinement effectif qu'à partir de 2020-2021. Le litige opposant GASAG au Land de Berlin dans le cadre de l'appel d'offres pour le renouvellement de la concession du réseau de gaz est toujours en cours.

(1) Hors Grands Comptes industriels.

(2) Ores Assets est un distributeur d'électricité et de gaz naturel né de la fusion des huit intercommunales mixtes wallonnes de distribution d'énergie.

(3) Concernant les litiges relatifs aux contributions nucléaires et à la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, veuillez vous référer à la Section 6.2 «Comptes Consolidés», Note 27 «Litiges et Concurrence».

(4) Concernant les facteurs de risque liés à l'exploitation des centrales nucléaires belges, veuillez vous référer à la Section 2.4.3 «Centrales nucléaires en Belgique».

Après avoir initié le processus de débat législatif sur la réforme du marché de l'électricité en 2013, le gouvernement a publié en juillet le « Livre Blanc » contenant ses propositions, suivi d'une proposition de loi en septembre. Le débat devrait se poursuivre en 2016 avec l'objectif d'une mise en œuvre en 2017. Il vise à améliorer le fonctionnement du marché de l'énergie grâce à 20 mesures dites « sans regret » (notamment des prix de marché non plafonnés, des marchés mieux adaptés aux énergies renouvelables et aux besoins de flexibilité (e.g. *balancing/intraday*) et une meilleure intégration au niveau européen). Une réserve de capacité (jusqu'à 4,4 GW) et une réserve « climatique » de 2,7 GW regroupant d'anciennes centrales au lignite font aussi partie du paquet de réformes. Par ailleurs les centrales de cogénération au gaz devraient bénéficier d'un soutien renforcé.

Pays-Bas

ENGIE est un acteur important du marché néerlandais de l'énergie.

Le métier Production opère une capacité installée totale de 4 402 MW à fin 2015, comprenant plusieurs centrales au gaz et au charbon. Les unités Eems 6 et Flevo 5 (359 MW et 438 MW) ont été mises sous cocon saisonnier. Les unités de Gelderland (592 MW) et Harculo HC62 (86 MW) ont été fermées au 1^{er} janvier 2016. La nouvelle centrale charbon supercritique de Rotterdam, d'une capacité de 731 MW, disponible au réseau depuis 2014, a été mise en service le 29 janvier 2015. L'accord énergétique sur la « croissance durable » signé en 2013 par le gouvernement et les membres du Conseil Économique et Social (SER) prévoyait, entre autres, la fermeture avant le 1^{er} janvier 2016 de plusieurs centrales charbon (dont Gelderland, détenue à 100% par le Groupe) ainsi que la suppression de la taxe charbon pour les centrales encore en activité après le 1^{er} janvier 2016.

ENGIE se développe dans les énergies renouvelables. Le métier Énergies Renouvelables opère à fin 2015 56 MW d'éolien terrestre. En 2015 ENGIE a construit et mis en service 2 parcs solaires sur les sites des centrales de Gelderland (Nimègue) et Harculo (Zwolle) pour une puissance totale d'environ 2 MW, projets ouverts à la participation financière de ses clients.

Le métier Marketing et Ventes est également présent sur le marché néerlandais. Sur le marché B2C, l'entreprise fournit du gaz et de l'électricité à plus de 0,5 million de clients sous la marque Electrabel. ENGIE est également un fournisseur important sur le marché B2B avec 5,1 TWh d'électricité et 6,2 TWh de gaz vendus.

ENGIE développe aussi des offres globales pour les transporteurs (routiers, fluviaux et côtiers) allant de la vente de gaz naturel liquéfié (GNL) au déploiement d'installations de ravitaillement. En 2015 ENGIE a augmenté son nombre de stations de remplissage de GNL, en signant des accords pour la construction de 10 stations aux Pays-Bas ainsi que l'ouverture de sa première station pour les camions.

1.3.1.6.2 Europe de l'Est et Europe du Sud

Pologne

En Pologne, la branche Énergie Europe est principalement active en production d'électricité.

Fin 2015, le métier Production opère 1 717 MW, dont 1 527 MW pour la centrale charbon de Polaniec et 190 MW pour l'unité biomasse Green Unit, l'une des plus importantes du monde. ENGIE rénove ses unités de production afin d'accroître leur capacité et leur efficacité, et les rendre conformes avec la Directive européenne sur les émissions industrielles. Les travaux ont été réalisés sur les unités 1, 2, 3, 6 et 7 entre 2013 et 2014. En 2015 la mise à niveau de l'unité 4 a été achevée ; la modernisation de l'unité 5 a été reportée.

Le métier Énergies Renouvelables dispose de 147 MW de puissance éolienne terrestre installée, répartie sur différents sites : Jar Moltowo, Wartkowo, Gluchow⁽¹⁾ et Pagow. Le site de Dabrowice (36 MW) a été mis en service en décembre.

L'environnement réglementaire concernant les énergies renouvelables a significativement changé pour les nouveaux projets. Au 1^{er} janvier 2016, en substitution à l'ancien système de certificats verts, le gouvernement a introduit un système de contrats pour différence définis sur 15 ans et dont le niveau sera fixé grâce à un système d'enchères fondé sur un prix de référence spécifique à chaque technologie. Les actifs existants ont le choix d'être traités selon le système actuel (certificats verts) ou de participer à des enchères spécifiques pour bénéficier du nouveau système. La cocombustion conserve le bénéfice des certificats verts mais leur octroi est réduit de moitié.

Le métier Marketing et Ventes est actif dans la vente d'électricité aux clients B2B (0,6 TWh vendus en 2015).

Hongrie

ENGIE est présent en Hongrie par le biais de la filiale GDF SUEZ Energia Holding Hungary et Égáz-Dégáz active dans la distribution de gaz naturel.

En septembre, ENGIE a cédé ses activités de vente de gaz (753 000 clients résidentiels) à Fővárosi Gázművek Zrt (Főgáz) qui est devenu alors le nouvel actionnaire majoritaire de GDF SUEZ Energia Magyarország Zrt (GSEM).

En février 2015, ENGIE a envoyé au ministère de la Justice un avis de contestation (*Notice of Dispute*) concernant Égáz-Dégáz (réseau de distribution de 23 184 km, 13,7 TWh de gaz naturel distribué à 774 000 clients en 2015) suivant le *Energy Charter Treaty*. Les négociations initiées en juin 2015 quant au rachat de Égáz-Dégáz par les autorités hongroises sont toujours en cours.

Roumanie

La branche Énergie Europe est active dans la vente et la distribution de gaz naturel, et se développe dans l'électricité.

Depuis fin 2013, le métier Énergies Renouvelables gère deux parcs éoliens, représentant une puissance installée de 98 MW. Ces parcs sont situés à Gemele (région de Braila) et à Baleni (région de Galati). Le cadre réglementaire s'est détérioré depuis la fin de l'année 2013, ayant un effet négatif sur la rentabilité des actifs éoliens. Toutefois des amendements apportés en mai 2015 à la loi régissant les mécanismes de support aux énergies renouvelables ont permis de clarifier la situation des producteurs éoliens.

L'activité principale consiste à fournir du gaz à 1,6 million de clients situés principalement dans le sud et l'est du pays via Distrigaz et CONGAZ. Le Groupe alimente en électricité près de 2 150 clients industriels et commerciaux. La filiale Distrigaz Sud Retele exploite un réseau de distribution de 17 743 km et CONGAZ un réseau de 950 km. Le Groupe a renforcé sa position dans CONGAZ en acquérant les 13,95% détenus par Petroconst, le principal actionnaire minoritaire, passant ainsi de 85,77% à 99,72%. ENGIE intervient également dans le secteur des services énergétiques par le biais de Distrigaz Confort, spécialisée dans l'entretien des installations domestiques, qui sert près de 655 000 clients. La branche Énergie Europe opère en outre dans le secteur du stockage de gaz naturel, par le biais de sa filiale Depomures, affichant une capacité opérationnelle totale de 300 millions de mètres cubes.

La Roumanie se trouve en plein processus de dérégulation des prix de l'électricité et du gaz. En support au processus de libéralisation du marché du gaz le régulateur impose aux producteurs (entre 2015 et 2018) et aux fournisseurs (entre 2015 et 2016) de mettre une partie de

(1) 8,5 MW acquis au travers du rachat de Novenergia.

leur portefeuille à disposition sur un marché centralisé. Par ailleurs, la phase de transition vers la dérégulation complète du prix du gaz pour le secteur non résidentiel s'est achevée le 1^{er} septembre 2015. ENGIE a réussi le basculement de ses clients suite à l'ouverture du marché B2B ce qui lui permet de maintenir une part de marché importante. Par ailleurs, dans la perspective de la libéralisation future du marché B2C, le gouvernement a adopté en juillet un nouveau cadre visant l'alignement progressif du prix du gaz (partie énergie) sur le marché roumain au niveau des prix des marchés européens. ENGIE continue de plaider auprès des autorités pour qu'elles gèrent au mieux la transition vers un marché libéralisé du gaz.

Autriche & République Tchèque

ENGIE est présent sur les marchés autrichien et tchèque du gaz naturel. Les volumes de gaz vendus s'élevèrent à près de 1,0 TWh et 1,7 TWh respectivement.

Italie & Grèce

La branche Énergie Europe est présente en Italie dans la production d'électricité et la vente d'énergie.

Le métier Production opère en Italie directement 1 526 MW au travers d'actifs thermiques détenus majoritairement, auxquels s'ajoute une participation de 50% dans Tirreno Power S.p.A. qui gère 3 276 MW. La branche dispose également de droits de tirage de 1 100 MW. La capacité totale se répartit entre 5 236 MW au gaz et 591 MW au charbon. Les unités 3 et 4 de Vado Ligure, détenues par Tirreno Power, ont été arrêtées au mois de mars 2014 sur injonction du tribunal de Savone et l'autorisation d'exploitation de ces unités a été suspendue par le ministère de l'Environnement italien⁽¹⁾.

Par ailleurs des discussions politiques sont en cours en vue d'une révision du cadre institutionnel entourant les activités traditionnelles de production électrique. Un mécanisme de capacité centralisé est en cours de définition depuis 2011. Le ministère du Développement Économique italien est en discussion avec la Commission européenne sur les amendements proposés par le régulateur national, qui modifient le système actuel.

Le métier Énergies Renouvelables gère également 158 MW d'actifs éoliens et 5 MW d'actifs photovoltaïques. Le Groupe gère par ailleurs 75 MW d'installations hydrauliques à travers Tirreno Power.

Le métier Marketing et Ventes est actif dans la vente de gaz et d'électricité sur différents segments de marché (résidentiel et B2B) et totalise 0,9 million de contrats, dont 0,1 million d'offres duales (électricité et gaz). Un projet de loi proposant la suppression des tarifs réglementés à partir de 2018 est actuellement en discussion au Parlement. Dans le même temps, l'Autorité de régulation de l'énergie cherche à mettre en place un système favorisant un transfert plus rapide vers le marché ouvert, en particulier pour les clients professionnels. Sur le marché B2B, l'instauration pour l'année 2015 d'un diagnostic énergétique obligatoire

pour une certaine catégorie de clients permet à ENGIE de se positionner sur le marché de l'efficacité énergétique.

En Grèce, la branche Énergie Europe est active principalement par le biais de deux sociétés communes avec GEK TERNA (groupe grec privé), via les centrales Heron I et II, d'une capacité totale de 570 MW. La branche est également active dans la vente B2B d'électricité.

Espagne

En Espagne, la branche Énergie Europe est présente dans la production d'électricité, la gestion de l'énergie et la vente (électricité, gaz et placement d'offres pour le compte de tiers).

Le métier Production dispose d'une capacité installée de 1 990 MW grâce à deux centrales à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel : Castelnou (791 MW) et Cartagena (1 199 MW). L'énergie des deux centrales est vendue sur le marché de gros.

La branche opère des actifs hydroélectriques (65 MW) et solaires (22 MW)⁽²⁾

Les activités commerciales se concentrent sur le marché industriel avec 2,4 TWh de gaz vendus et 2,5 TWh d'électricité.

La loi sur les hydrocarbures adoptée en mai 2015 établit un marché organisé du gaz naturel en fonction depuis décembre. Par ailleurs les procédures opérationnelles permettant la participation des énergies renouvelables aux services auxiliaires ont été approuvées en décembre 2015 et sont entrées en vigueur en février 2016.

Portugal

Au Portugal, les activités de la branche Énergie Europe se concentrent sur la production d'électricité et sur la distribution de gaz naturel. Le Groupe est actif au travers d'une joint venture avec Marubeni (Trustenergy) pour ses activités de production thermique et renouvelables.

Le métier Production dispose d'une capacité thermique installée de 2 406 MW, dont 1 830 MW issus de centrales au gaz à cycle combiné et 576 MW issus d'une centrale charbon.

Le métier Énergies Renouvelables gère également 963 MW issus d'actifs renouvelables (principalement éoliens) à travers des participations détenues par Trustenergy, notamment dans les sociétés Lusovento Holding B.V. et Generg SGPS. Trustenergy a pris en septembre 2015 une participation minoritaire dans la société Windplus, afin de participer en partenariat avec les sociétés EDP-R, Repsol, Mitsubishi Heavy Industries et Chiyoda, au développement d'un projet d'installation pilote de 25 MW d'éolien flottant au large des côtes portugaises (WindFloat Atlantic).

En janvier 2016, ENGIE a finalisé la cession de sa participation de 25,35% dans Portgás au groupe EDP. Portgás commercialise et distribue du gaz naturel et du propane dans une concession au nord du pays.

(1) Voir Section 6.2 «Comptes Consolidés», Note 27 «Litiges et Concurrence»

(2) 21 MW acquis au travers du rachat de Novenergia

1.3.2 Branche Energy International

1.3.2.1 Mission

La branche Energy International est en charge des activités énergétiques du Groupe hors Europe⁽¹⁾. Elle est actuellement présente dans 26 pays répartis dans cinq régions du monde. Outre la production d'électricité, elle est aussi active dans d'autres secteurs connexes, notamment en aval de la chaîne GNL, la distribution de gaz, le dessalement de l'eau et la vente d'énergie au détail. La branche détient une forte présence sur ses marchés avec 74,9 GW⁽²⁾ en exploitation et un vaste programme de projets de 7,8 GW⁽³⁾ en construction au 31 décembre 2015.

1.3.2.2 Stratégie

Générer de la valeur à long terme est au cœur du modèle opérationnel de la branche. Pour ce faire, la branche Energy International utilise une approche de gestion de portefeuille impliquant le maintien d'un équilibre en termes de présence géographique, d'activités, de diversité de combustibles, de technologies et de types de contrats. Cette approche ouvre l'accès à de multiples opportunités tout en atténuant les risques grâce à la diversification.

Les quatre priorités stratégiques majeures de la branche sont les suivantes :

- poursuivre la croissance sur les marchés en pleine expansion : renforcer les positions sur les marchés existants et être considérée comme un acteur local. Saisir les opportunités sur les nouveaux marchés attractifs moyennant une combinaison de technologies, y compris de nouvelles opportunités sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Développer des sources d'énergie renouvelables viables ;
- optimiser la valeur du portefeuille : poursuivre un modèle opérationnel davantage intégré avec une approche «system-play»⁽⁴⁾. Cibler des synergies permettant de réduire les coûts et de réaliser des économies d'échelle dans le cadre de l'exploitation. Redéployer le capital dans des projets qui offrent des rendements supérieurs ;
- optimiser les actifs : mener le programme de construction à bonne fin et favoriser l'optimisation opérationnelle, en assurant à tout moment la sécurité de l'environnement de travail de tous les employés ;
- explorer les opportunités de diversification des activités : tirer parti de la croissance sur de nouveaux marchés et de nouvelles activités tout au long de la chaîne de valeur. Identifier et saisir de nouvelles opportunités métier dans des secteurs connexes, y compris la production décentralisée et des solutions globales pour les clients.

1.3.2.3 Organisation

La branche Energy International s'articule autour de cinq régions clés : Amérique latine, Amérique du Nord, Royaume-Uni – Turquie, Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique (SAMEA) et Asie-Pacifique. Les sièges se situent à Londres et à Bruxelles, avec des sièges régionaux à Santiago, Houston, Londres, Dubaï et Bangkok.

Chaque région est dirigée par un Chief Executive Officer (CEO) qui est responsable des performances financières et des activités opérationnelles de la région, et propose des orientations stratégiques et de nouveaux projets de développement.

La branche est organisée comme une matrice afin que les équipes régionales puissent profiter d'un niveau de flexibilité et de responsabilité suffisant pour gérer et développer leurs activités, et que les équipes de support puissent assurer la direction et la cohérence et participer à l'optimisation des synergies entre les régions et le Groupe.

Les régions interagissent avec le siège de la branche par le biais de six départements de support fonctionnel : Stratégie et Communications, Finances, Business Development Oversight, Juridique, Ressources humaines et les responsabilités du Chief Operating Officer (Opérations, Marketing et Ventes et Technologies de l'Information). Les responsables de ces fonctions de support et leurs équipes assurent la supervision, la direction, la définition de méthodologies et procédures communes, proposent des suggestions d'amélioration et mettent à disposition des équipes régionales leur expertise ainsi que leur expérience engrangée à l'échelle de l'organisation.

(1) Sauf en ce qui concerne les activités de la région Royaume-Uni – Turquie.

(2) GW et MW correspondent toujours à la capacité technique nette maximale des centrales électriques, ce qui correspond à la puissance brute moins la consommation propre. Les capacités installées équivalent à 100% des capacités totales de toutes les participations d'ENGIE quel qu'en soit le taux réel de détention.

(3) Les projets en construction incluent les projets qui ne sont pas encore en construction pour lesquels l'entreprise a une obligation contractuelle de construire ou d'acquiescer.

(4) Une approche «system-play» est une approche qui cherche à créer des synergies industrielles en marge des investissements dans la production d'énergie via des activités connexes comme les terminaux de GNL, la distribution de gaz et la vente d'énergie au détail (en majorité à des clients industriels et commerciaux).

1.3.2.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2015	2014	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	14 534	13 977	+4,0%
EBITDA	3 589	3 716	-3,4%

Note ⁽¹⁾	Amérique latine	Amérique du Nord	Royaume-Uni – Turquie	Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique	Asie-Pacifique
Capacités en service (GW)	15,7	13,0	6,3	27,9	12,0
Capacités en construction (GW)	2,4	0,1	0,0	5,4	0,0
Production d'électricité (TWh)	73,8	51,4	20,9	149,6	60,8
Ventes d'électricité (TWh)	56,1	72,0	26,1	8,5	41,3
Ventes de gaz (TWh)	9,8	39,7	42,1	0,0	4,3

(1) Toutes les informations se rapportent au 31 décembre 2015. Les capacités installées sont consolidées à 100% ; les chiffres relatifs aux ventes sont consolidés conformément aux règles comptables.

1.3.2.5 Faits marquants 2015

Janvier

- SAMEA – Le Groupe a remporté l'appel d'offres du parc solaire de Kathu, un projet de centrale solaire à concentration (CSP) greenfield de 100 MW situé dans la province du Cap-Nord en Afrique du Sud.

Février

- Amérique du Nord – Think Energy a annoncé une expansion majeure du marché par le lancement de services résidentiels de vente d'électricité au détail dans le Massachusetts.

Mars

- Amérique latine – EnerSur a commencé la construction d'une capacité supplémentaire de 113 MW à la centrale thermique ChilcaUno au Pérou.

Avril

- Royaume-Uni – Turquie – Le projet de centrale nucléaire de 4 400 MW, proposé près de Sinop en Turquie, a obtenu l'approbation officielle du Parlement dans le cadre de l'accord intergouvernemental entre la Turquie et le Japon, et de l'accord du gouvernement hôte.
- Royaume-Uni – Turquie – L'activité de vente au détail au Royaume-Uni a conclu des PPA d'une durée de 15 ans pour l'achat d'énergie renouvelable produite par deux nouvelles centrales de biomasse du Royaume-Uni.

Juillet

- Amérique latine – E-CL a entamé la construction du premier pylône de la ligne d'interconnexion SING-SIC au Chili.
- Amérique du Nord – ENGIE a signé quatre mémorandums d'accord et de coopération afin de promouvoir le développement énergétique au Mexique.

- Asie-Pacifique – Le concessionnaire de la centrale CHP5 a signé un contrat d'achat d'énergie avec les entités représentant le Gouvernement de Mongolie.

- Amérique latine – La centrale hydroélectrique de Jirau au Brésil a atteint la pleine capacité d'énergie assurée (moyenne de 2 185 MW) après la mise en exploitation commerciale de la 33e turbine.

Septembre

- SAMEA – Le projet de centrale électrique de pointe de 335 MW de Dedisa à Port Elizabeth, en Afrique du Sud, a été mise en service.

Octobre

- SAMEA – Un mémorandum d'accord (MoU) a été signé par ENGIE et SUEZ avec la Jeddah Economic Company (JEC) en vue de collaborer pour la fourniture de services clés et d'électricité au projet de Kingdom City en Arabie saoudite.

Novembre

- SAMEA – Inauguration West Coast One, un parc éolien de 94 MW situé à 130 km au nord de Cape Town en Afrique du Sud.

1.3.2.6 Description des activités

1.3.2.6.1 Energy Amérique Latine

Energy Amérique Latine gère les activités de production d'électricité et de gaz du Groupe en Amérique latine. Energy Amérique Latine est organisée en quatre pays : Brésil, Chili, Pérou et Argentine. L'entité gère 15 741 MW de capacité en service et 2 376 MW de capacité en construction. ENGIE a pris la décision de se retirer du projet en Uruguay.

Argentine

En Argentine, ENGIE détient une participation de 64,2% dans Litoral Gas SA, une entreprise de distribution de gaz qui possède 12% de parts de marché en termes de volume livré dans la région de Santa Fé 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, une entreprise de transport de gaz propriétaire d'un gazoduc d'environ 1 000 km entre l'Argentine et le Chili, et détenue à 100% par E-CL.

Le gouvernement a suspendu l'application du cadre réglementaire préexistant à travers la déclaration d'une situation d'urgence en 2002. Celle-ci implique un gel des tarifs et une réduction des tarifs en dollars en raison de la dévaluation de la monnaie locale. Depuis, un nombre très limité d'ajustements tarifaires ont été adoptés dans le secteur de l'énergie.

Brésil

Au Brésil, les actifs énergétiques existants d'ENGIE ainsi que le développement de centrales électriques de petite et moyenne taille sont gérés par Tractebel Energia (TBLE), le plus grand producteur d'électricité indépendant du pays (environ 6% des capacités installées au Brésil), dans lequel ENGIE détient une participation de 68,7%. L'entreprise exploite une capacité installée totale de 8 765 MW. Les actions de TBLE sont cotées à la bourse brésilienne, conformément aux principes de gouvernance les plus stricts.

Energia Sustentável do Brasil (ESBR) détient le contrat de concession pour la construction, la gestion et l'exploitation du projet de centrale hydroélectrique de 3 750 MW de Jirau. Les participations d'ESBR sont ventilées comme suit : GSELA, 40% ; Mitsui, 20%⁽¹⁾ ; Eletrosul, 20% et CHESF, 20%. Des contrats d'achat d'électricité d'une durée de 30 ans ont été signés avec des entreprises de distribution en vue du prélèvement de 73% de la production d'énergie assurée du projet, soit 2 185 MW. L'énergie assurée restante sera vendue aux actionnaires GSELA, Eletrosul et CHESF. À la fin du troisième trimestre de 2015, le projet a commencé la mise en exploitation commerciale de la 35^e unité, totalisant ainsi 2 625 MW de capacité installée totale connectée au réseau national. Grâce à la mise en exploitation commerciale de la 33^e turbine le 31 juillet, la centrale hydroélectrique de Jirau a atteint 100% de sa capacité commerciale (moyenne de 2 185 MW). La mise en exploitation commerciale de la centrale est prévue au deuxième semestre 2016. La mise en œuvre du projet a en effet été retardée par rapport à son calendrier initial à la suite d'actes de vandalisme qui se sont produits en 2011 et 2012. Jirau négocie actuellement une levée de ses obligations commerciales en justice. Une décision en première instance a autorisé à octroyer 535 jours de retard à Jirau HPP par rapport au calendrier de départ. La décision finale sur le fond doit maintenant être rendue. En ligne avec le modèle opérationnel en vigueur, la participation d'ENGIE dans Jirau sera transférée à Tractebel Energia après atténuation des principaux risques liés au développement.

Outre la centrale hydroélectrique de Jirau, ENGIE possède par le biais de sa filiale Tractebel Energia une capacité totale de 765 MW en construction dans le cadre de différents projets.

Sur le plan de la réglementation, les mesures récentes les plus importantes ont été la mise en œuvre du régime de «drapeaux tarifaires» en janvier 2015 ainsi que la loi 13.205 votée en novembre 2015 et sa résolution normative 688 adjacente approuvée en décembre 2015.

- La mise en œuvre du régime de «drapeaux tarifaires» impose un coût variable aux tarifs de l'électricité du consommateur final à partir du 1^{er} janvier 2015. Si le système électrique brésilien est confronté à une situation hydrologique critique, qui requiert la distribution entre centrales thermiques à un coût variable onéreux, les factures d'électricité seront sur-tarifées selon la distribution thermique prévue, qui est donc classée en drapeau vert (pas d'augmentation du tarif de base), orange ou rouge.
- La loi 13.205/2015 et sa résolution normative 684 proposent un cadre réglementaire pour la répartition du risque hydrologique (exprimé par le *Generation Scaling Factor* – GSF⁽²⁾) entre les producteurs. Ce cadre propose un système d'assurance auquel les producteurs peuvent adhérer pour être protégés, à différents niveaux, contre le risque hydrologique. Cette mesure constituait la réponse du Gouvernement aux multiples injonctions introduites par des producteurs hydroélectriques privés, qui remettent en cause l'application du GSF. Tant Tractebel Energia qu'Energia Sustentável do Brasil ont décidé d'adhérer à cet accord et par conséquent de retirer leur participation à l'injonction légale obtenue par l'Association brésilienne des producteurs indépendants d'énergie électrique (APINE).

Malgré une reprise relative au cours de la deuxième moitié de 2015, le Brésil a connu une nouvelle année défavorable en termes d'hydrologie, qui a continué à influencer les performances du secteur.

Pérou

Au Pérou, ENGIE détient 61,73% d'EnerSur, qui dispose d'une capacité installée de 1 902 MW et d'une part de marché d'environ 16% en matière de production d'énergie. Les actions d'EnerSur sont cotées à la bourse de Lima.

La conversion d'une centrale thermique de 538 MW à ChilcaUno en une installation à cycle combiné d'une capacité de 805 MW a été achevée en 2012 et la centrale thermique en réserve froide située à Ilo (Sud du Pérou) de 564 MW a été terminée en 2013. Une nouvelle centrale hydroélectrique de 121 MW construite à Quitaraca a été mise en exploitation commerciale en octobre 2015. EnerSur a remporté un appel d'offres en décembre 2013 pour la construction et l'exploitation d'une centrale thermique de 500 MW à Ilo (Nodo Energetico), dont la mise en exploitation commerciale est prévue au quatrième trimestre de 2016. En outre, EnerSur a commencé la construction d'une unité supplémentaire de TGCC (*Combined Cycle Gas Turbine*) sur le site de Chilca (Chila Plus) dont la mise en exploitation commerciale est prévue au quatrième trimestre de 2016.

ENGIE dispose aussi d'activités de transport de gaz naturel au Pérou, avec une participation de 8,1% dans TGP (Transportadora de Gas del Perú), qui transporte du gaz naturel et des liquides associés.

Les réglementations sont basées sur le dégroupage des activités de production, de transport et de distribution. Ces activités ont été en partie privatisées. Par conséquent, tous les nouveaux investissements dans la production sont assumés par le secteur privé. Environ un tiers de la production péruvienne est toujours contrôlé par l'entreprise étatique Electroperú.

(1) Vente de 20 % de participation à Mitsui en janvier 2014.

(2) Le GSF représente le facteur d'ajustement de l'énergie assurée appliquée aux producteurs hydroélectriques lorsque la production de l'ensemble du système est inférieure à son énergie assurée totale. Par conséquent, dans une situation de déficit du système, l'énergie répartie des centrales hydroélectriques est actualisée par rapport au GSF.

En juillet 2004, l'offre concernant la construction et l'exploitation d'un nouveau gazoduc reliant la zone de production nationale (Camisea) et la partie méridionale du Pérou a été attribuée au consortium constitué par Odebrecht et Enagas. Cette évolution permettra à ENGIE de convertir Nodo Energetico au gaz.

Chili

E-CL est la première entreprise de production d'électricité dans la partie nord du Chili, avec une capacité installée de 2 081 MW. ENGIE possède 52,76% d'E-CL. Sa filiale, Electroandina, 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.

ENGIE détient également une participation de 63% dans le terminal de GNL de Mejillones (GNLM). La mise en exploitation commerciale a débuté en juin 2010, en utilisant dans un premier temps une unité de stockage flottante de 162 400 m³ (capacité brute). Depuis mars 2014, elle a été remplacée par une unité de stockage de GNL terrestre d'une capacité nette de 175 000 m³.

Depuis avril 2011, Solgas (auparavant Distrinor – 100% ENGIE) vend le gaz naturel fourni par GNLM à des clients industriels et des centrales électriques situés dans le nord du Chili.

Sur le réseau d'électricité central du Chili, le Groupe possède via sa filiale détenue entièrement Eólica Monte Redondo deux principaux actifs, le parc éolien de Monte Redondo (48 MW) et la centrale hydroélectrique de Laja (34,4 MW), qui a été mise en exploitation commerciale en mai 2015.

Pour satisfaire le contrat de fourniture avec les sociétés de distribution attribué en décembre 2014, E.CL a commencé la construction d'une nouvelle centrale électrique de 375 MW et d'un port dans la région de Mejillones, en plus de la ligne de transmission de 2 x 500 kV, 1 500 MW entre les villes de Mejillones et Copiapó, laquelle interconnecte les deux principaux réseaux du Chili. Le projet d'interconnexion est actuellement en cours de développement par TEN, une filiale détenue entièrement par E.CL.

Le décret 158, publié en avril 2015, a déclaré que les installations du projet TEN (Transmisora Eléctrica del Norte) faisaient partie du système de transmission interurbain du Chili, assurant un bénéfice réglementaire. E.CL a entamé le processus de recherche d'un partenaire stratégique pour la participation à 50% de TEN. En décembre 2015, E-CL et Red Eléctrica Internacional ont conclu un contrat prévoyant l'acquisition de 50% du capital social de TEN par Red Eléctrica Internacional, par le biais de sa filiale Red Eléctrica Chile.

Uruguay

En juillet, ENGIE a envoyé, par le biais de GNLS – contracté par Gas Sayago SA pour la construction et l'exploitation du terminal de regazéification de GNL à Montevideo, en Uruguay –, une lettre à Gas Sayago pour lui faire part de l'impossibilité de poursuivre le projet de terminal de regazéification en Uruguay. Depuis lors, GNLS a collaboré avec Gas Sayago afin d'assurer la transition des travaux, des actifs et des informations. Le contrat de résiliation relatif à la résiliation du contrat d'utilisation du terminal (TUA) a été signé le 30 septembre et toutes les conditions préalables (CP) rendant la résiliation du TUA effective ont été atteintes le 6 octobre.

1.3.2.6.2 Energy Amérique du Nord

Energy Amérique du Nord gère les activités d'électricité et de gaz du Groupe aux États-Unis, au Canada, à Porto Rico et au Mexique. Les activités de GSENA sont organisées en cinq divisions : production d'électricité aux États-Unis, vente au détail aux États-Unis, gaz naturel/GNL aux États-Unis, Mexique et Canada. Un groupe de gestion de portefeuille centralisée veille à optimiser les interfaces entre chaque division. L'entreprise emploie plus de 2 300 collaborateurs.

Energy Amérique du Nord détient des participations pour un total de 12 971 MW de capacité électrique et cogénération, dont près de 1 000 MW générés par des sources renouvelables.

Les activités de GNL et de gaz naturel aux États-Unis de GSENA comprennent une unité de réception du GNL et des activités de vente de gaz en Nouvelle-Angleterre. Aux États-Unis, l'entreprise commercialise aussi de l'électricité pour des clients commerciaux et industriels dans 11 États et dans le District de Columbia, ainsi que pour des petites entreprises et des clients résidentiels. Au Mexique, l'entreprise exploite des entreprises de distribution locales (LDC) de gaz naturel, des gazoducs de transport et des centrales électriques. Au Canada, les activités se composent principalement d'infrastructures solaires et éoliennes d'utilité publique.

États-Unis

Le siège des activités nord-américaines se trouve à Houston, au Texas et emploie 1 500 personnes. GSENA possède et exploite le terminal Everett au nord de Boston, dans le Massachusetts, affichant une capacité de fourniture d'environ 20 millions de m³ de gaz naturel par jour sur le marché de la Nouvelle-Angleterre. Energy Amérique du Nord loue plus de 300 millions de m³ de système de stockage de gaz naturel. Les activités américaines ont une capacité opérationnelle de 11 379 MW.

En février 2016, ENGIE a signé deux accords finaux portant sur la vente de 10 GW de capacités de production d'électricité *merchant* situées aux États-Unis. 8,7 GW d'actifs thermiques seront cédés à une joint-venture entre Dynegy et ECP. 1,2 GW d'actifs hydroélectriques à réserve pompée et 0,2 GW d'actifs hydroélectriques conventionnels, situés au Massachusetts et au Connecticut, seront cédés à l'Office d'Investissement des régimes de pensions du secteur public (Investissements PSP), un gestionnaire de fonds pour des caisses de retraite au Canada. Ces transactions sont soumises aux conditions de clôtures habituelles et devraient être conclues respectivement au 2ème semestre 2016 et au 1er semestre 2016.

Energy Amérique du Nord fournit ses produits à de gros clients commerciaux et industriels sous la marque du Groupe et à de petits clients de détail sous la marque *Think Energy*. L'activité de vente au détail dessert quelque 60 000 compteurs de clients avec une charge de pointe de près de 10 000 MW. La vente au détail d'électricité et de gaz naturel aux clients est régulée aux États-Unis par chacune des commissions publiques de l'énergie des 50 États.

Les participations dans le domaine de l'énergie du Groupe aux États-Unis sont régies par des réglementations de l'État fédéral et des États fédérés. Aux États-Unis, les marchés de vente de gros d'électricité et de gaz naturel entre États sont régulés par la Commission fédérale de régulation de l'énergie (FERC). Depuis 1992, la FERC a publié des réglementations successives afin de supprimer les barrières à la concurrence sur les marchés de vente en gros d'électricité. Plus de 60% de l'électricité consommée est fournie par l'un des dix opérateurs systèmes indépendants (ISO) ou entreprises de transport régionales (RTO) créés pour faciliter la concurrence dans le secteur de l'électricité.

En 2015, le jalon suivant a été réalisé :

- Think Energy est désormais active dans 12 États déréglementés des États-Unis.

La version finale du Plan pour une énergie propre (*Clean Power Plan*) de l'Environmental Protection Agency américaine, qui fixe des objectifs de réduction des émissions des gaz à effet de serre des centrales électriques, a été publiée au Registre fédéral en août et oblige les États à réduire les émissions de 32% par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030.

Porto Rico

Les activités à Porto Rico comprennent une participation de 35% dans la centrale à gaz de 507 MW EcoEléctrica et dans le terminal GNL EcoEléctrica.

Mexique

Au Mexique, ENGIE exploite six entreprises de distribution locales (LDC) fournissant du gaz naturel à quelque 425 000 clients par le biais d'un réseau de 10 500 km, et deux entreprises de transport de gaz exploitant 900 km de gazoducs. ENGIE gère également trois usines de cogénération électricité-vapeur d'une capacité installée totale de 320 MW. La production de ces centrales électriques est vendue dans le cadre d'un contrat à long terme aux clients industriels.

En 2015, les jalons suivants ont été réalisés :

- ENGIE, en coopération avec son partenaire PEMEX, construit le gazoduc Ramones Phase II South (Ramones II South), segment du gazoduc Ramones considéré comme l'un des projets d'infrastructure énergétique les plus importants de l'histoire du Mexique, puisqu'il s'étend de la frontière du Texas jusqu'au centre du Mexique. Le projet a avancé comme prévu et commencera ses opérations au début de 2016 ;
- l'extension de 80 km du gazoduc de Mayakan a été achevée et est désormais totalement interconnectée physiquement au réseau de gazoducs mexicain.

Des réformes énergétiques fondamentales ont été votées en 2013. De nouvelles législations et réglementations ont été publiées en 2014/2015. En conséquence de ces réformes, la régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel est assurée par la *Comision Reguladora de Energia* (Commission de Régulation de l'Énergie), qui est aussi chargée d'encourager les investissements et de promouvoir la concurrence sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité. Le nouveau marché de l'électricité sera opérationnel en 2016. ENGIE élabore des options de croissance sous ce nouveau régime soit sur le marché de l'électricité, soit sur celui du gaz, en se concentrant sur la production d'électricité basée sur la cogénération à haut rendement, le gaz naturel et les énergies renouvelables, et la distribution et le transport de gaz naturel.

Canada

Les activités canadiennes comprennent une production d'énergie solaire et éolienne à l'échelle commerciale totalisant 801 MW. Le portefeuille renouvelable est exploité dans le cadre d'une entreprise commune créée en 2012 par Mitsui & Co et un consortium dirigé par Fiera Axium Infrastructure Inc., qui détiennent chacune une participation de 30%, alors qu'ENGIE est le principal actionnaire avec une participation de 40% et assure l'exploitation et la maintenance de ces actifs. L'entreprise possède et exploite également la centrale au gaz naturel de 112 MW de West Windsor en Ontario.

Au Canada, la politique énergétique relève de la compétence des gouvernements provinciaux. Les marchés de l'énergie canadiens sont

généralement pris en charge par des sociétés de services à la collectivité verticalement intégrées et/ou diverses sociétés appartenant au gouvernement (à l'exception de l'Alberta). Les marchés gérés par le gouvernement représentent une méthode de passation de marchés courante et aboutissent à des contrats d'achat d'électricité à long terme pour les installations de production.

1.3.2.6.3 Energy Royaume-Uni – Turquie

Energy Royaume-Uni – Turquie exploite un portefeuille diversifié de 6 268 MW d'actifs de production, y compris des centrales classiques au charbon, pétrole et gaz, une station de pompage et des sources d'énergie renouvelables. De plus, elle est également active dans la vente au détail, la distribution de gaz et le trading.

Royaume-Uni

Energy Royaume-Uni – Turquie est un des principaux producteurs d'électricité au Royaume-Uni avec un parc de production commercial opérationnel affichant une capacité totale de 5 025 MW.

ENGIE (75%), avec Mitsui (25%), exploite des centrales à Rugely (charbon), Saltend (gaz), Deeside (gaz), First Hydro (station de pompage) et Indian Queens (pétrole léger) ainsi que les structures de vente. La démolition de la centrale au gaz de Teesside, détenue à 100% a été achevée en 2015. En février 2016, il a été annoncé que la centrale de Rugely devrait arrêter ses activités au début de l'été 2016. Energy Royaume-Uni – Turquie détient également 50% de sept parcs éoliens (Barlockhart, Blantyre, Carsington, Craigengelt, Crimp, Flimby, Sober), ainsi qu'un petit portefeuille de projets d'énergies renouvelables à différents stades de développement.

La région compte une division négoce qui se charge du trading de l'électricité et du gaz au Royaume-Uni, du charbon et des crédits carbone de l'UE afin de gérer l'exposition de son portefeuille d'actifs (production et vente au détail) et ses positions sur le marché du détail. L'entité commerciale de vente au détail du Royaume-Uni, basée à Leeds, fournit de l'électricité et/ou du gaz à près de 16 500 sites industriels et commerciaux. Outre la fourniture d'énergie, l'entité commerciale de vente au détail propose des services axés sur la demande et constitue un fournisseur de contrats d'exportation et de contrats d'achat d'électricité en croissance. La région détient aussi une participation de 30% dans OPUS, un fournisseur d'électricité et de gaz qui alimente déjà plus de 200 000 clients britanniques auprès de PME (petites et moyennes entreprises).

Le marché britannique de l'énergie est entièrement libéralisé depuis l'introduction des Nouvelles règles de négoce de l'électricité (*New Electricity Trading Arrangements* – NETA) en 2001. Le gouvernement britannique a mis en œuvre plusieurs changements majeurs au cours des cinq dernières années afin de permettre la réalisation de ses objectifs de la stratégie Europe 2020 dont le prix plancher du carbone en vue d'assurer une plus grande certitude à l'avenir, le régime de contrat de différence (*Contract for Difference* – CfD) afin d'encourager le déploiement des technologies à faibles émissions en carbone et le mécanisme de capacité (CM) en vue d'assurer la sécurité du système. Le gouvernement a également créé le cadre de contrôle des redevances (*Levy Control Framework* – LCF) en vue de contrôler les coûts pour le consommateur. ENGIE s'engage dans ces instruments lorsqu'elle le juge approprié, par exemple en participant à l'enchère CM. Le marché de l'électricité britannique est appelé à évoluer dans les prochaines années au gré du déploiement croissant des technologies à faibles émissions en carbone sous ces mesures d'encouragement, de la fin de la production à base de charbon et du recours croissant au gaz en tant que base essentielle du système.

Turquie

Avec une capacité de production totale de 1 243 MW, Energy Royaume-Uni – Turquie est présente dans deux actifs de production en Turquie grâce à une participation de 95% dans la centrale au gaz à cycle combiné (CGCC) de Baymina Enerji (763 MW) et à une participation de 33,3% dans la centrale au gaz à cycle combiné (CGCC) d'Uni-Mar (Marmara) (480 MW). L'électricité produite est vendue à TETAS, l'acheteur national d'électricité, dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme. La région détient aussi 90% du troisième 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. Par ailleurs, Energy Royaume-Uni – Turquie a également développé ses activités de négoce d'électricité et d'origination, ainsi que ses activités de détail dans le pays.

En coopération avec ses partenaires japonais Mitsubishi Heavy Industries (MHI) et Itochu, ENGIE a lancé une étude de faisabilité relative au projet de centrale nucléaire à proximité de la ville de Sinop, basé sur la technologie ATMEA1, développée par MHI et Areva (environ 4,5 GW). L'accord intergouvernemental entre les gouvernements turc et japonais et l'accord conclu entre les opérateurs du projet et le gouvernement turc ont été validés par les autorités respectives et ratifiés en 2015 par le Parlement turc.

La Turquie est historiquement un marché à acheteur unique. Toutefois, le marché de l'électricité turc déploie aujourd'hui un processus de libéralisation visant à le transformer en marché totalement libre. Le trading a été graduellement introduit avec un marché au comptant actif depuis fin 2010 sur le «Balancing and Settlement Market» (marché d'équilibrage et de règlements).

1.3.2.6.4 Energy Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique (SAMEA)

Moyen-Orient

Dans les pays du Conseil de Coopération du Golfe (CCG), Energy SAMEA intervient en tant que développeur d'actifs, de propriétaire et d'exploitant, et vend l'énergie et l'eau produites en direct à des entreprises de distribution publiques dans le cadre de contrats d'achat d'électricité et d'eau à long terme. Elle est le premier développeur privé d'énergie et d'eau dans la région avec des capacités de production totale de 28,6 GW et de 1 212 MIGD (5,5 millions de m³) d'eau/jour provenant des installations de dessalement en exploitation ou en construction. Dans le cadre du modèle commercial IP(W)P au Moyen-Orient, les projets sont généralement la propriété du gouvernement/exploitant local aux côtés de partenaires. La région gère les opérations de toutes les centrales qu'elle possède, souvent dans le cadre de contrats d'opérations et de maintenance privilégiés.

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.

Energy SAMEA détient des participations dans les centrales de production d'eau et d'électricité au gaz naturel suivantes dans les pays du Conseil de Coopération du Golfe :

- Arabie saoudite : Marafiq, Riyadh PP11, Tihama ;
- 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, Al Rusail, Barka 2, Barka 3, Sohar 1, Sohar 2 ;
- Koweït : Az Zour North.

La région SAMEA compte aujourd'hui une capacité électrique de 2 660 MW et 159 MIGD (723 000 m³) d'eau/jour de capacité en construction dans les pays du Conseil de Coopération du Golfe, en Arabie saoudite (extension de Tihama), au Koweït (Az Zour North) et dans les Émirats arabes unis (Mirfa IWPP).

Un an et demi après le lancement du projet de production indépendante d'électricité et d'eau d'Az Zour North 1 au Koweït, celui-ci a atteint la date de mise en exploitation commerciale précoce (Early Commercial Operation Date – ECOD) pour ses trois unités. La centrale fournit aujourd'hui environ 660 MW à l'État du Koweït jusqu'en mars 2016, lorsque les trois unités opérationnelles seront restituées au contractant EPC pour la conversion vers une capacité à cycle combiné. Az Zour North 1, une CCGT (*Combined Cycle Gas Turbine*) au gaz de 1 500 MW et son usine de dessalement d'eau de 486 000 m³/jour, est le premier producteur indépendant d'électricité et d'eau du Koweït. Le projet est détenu à 40% par un consortium dont ENGIE possède 17,5% et le gouvernement koweïtien 60%.

À Oman, OPWP (Oman Power & Water Procurement Company) a confirmé que le contrat d'achat d'électricité avec Al Kamil, un producteur d'électricité indépendant de 277 MW (détenu à 65% par ENGIE), sera prolongé jusqu'en 2020. Le contrat d'achat d'électricité d'une durée de 15 ans d'Al Kamil avec OPWP expirera normalement en avril 2017.

Asie du Sud

Au sud-ouest du Pakistan, dans la province de Baluchistan, Energy SAMEA détient 100% de la centrale au gaz d'Uch I, d'une capacité de 551 MW. L'unité au gaz de 381 MW (Uch II – détenue à 100%), extension d'Uch I, a démarré son exploitation commerciale en avril 2014. L'électricité produite par Uch II est vendue à l'entreprise de transport et de distribution publique nationale dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité de 25 ans.

Au Pakistan, toute l'électricité produite par les centrales indépendantes est vendue dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité à long terme aux compagnies de distribution. Le marché des consommateurs n'est pas libéralisé. 50% de la capacité de production sont détenus par des IPP privés et le restant appartient à des entreprises étatiques.

En Inde, ENGIE dispose d'une participation de 89% dans le projet thermique Meenakshi (état de l'Andhra Pradesh), lequel comprend 269 MW de capacité opérationnelle et 638 MW de capacité en construction. En février 2016, ENGIE a signé un accord pour la vente de sa participation dans Meenakshi à India Power Corporation Limited. Cette opération devrait être finalisée au cours du premier semestre 2016, suite aux approbations d'usage et autorisations réglementaires.

Le secteur électrique est libéralisé en Inde, où diverses dispositions de prélèvement (contrats d'achat d'électricité à long terme, contrats bilatéraux à court terme et spot trading) sont possibles.

Dans le même état de l'Andhra Pradesh, ENGIE a signé des accords d'entreprise commune contraignants avec Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation (APGDC), GAIL et Shell pour le développement d'une unité flottante de stockage et de regazéification (*Floating Storage and Regasification Unit – FRSU*) à Kakinada. Les deux accords d'entreprise commune couvrent la création d'une société de terminal (*Terminal Company*) et d'une société de fourniture de GNL et de commercialisation de gaz (*LNG Supply & Gas Marketing Company*). ENGIE détiendra une part de 26% dans chacune des sociétés.

ENGIE possède également un partenariat stratégique avec Petronet LNG Ltd.

Afrique

En Afrique, ENGIE possède une capacité de production d'électricité thermique et à partir d'énergies renouvelables de 2,8 GW en service et en construction.

En Afrique du Sud, le parc éolien de 94 MW de West Coast 1, dans lequel ENGIE détient une participation de 43%, a démarré son exploitation commerciale en juin. Le projet fait partie du programme réussi relatif aux achats d'électricité renouvelable auprès de producteurs indépendants (*Renewable Energy Independent Power Producer Procurement – REIPPP*) d'Afrique du Sud. En septembre, la centrale électrique de pointe de Dedisa (détenue à 38% par ENGIE) a été mise en exploitation commerciale, ajoutant ainsi une capacité de 335 MW au réseau de transport national dans la province du Cap oriental. En coopération avec le projet de centrale électrique de pointe de 670 MW d'Avon près de Durban (KwaZulu-Natal) qui est toujours en construction, Dedisa est le premier projet de production d'électricité indépendante à grande échelle d'Afrique lancée par le Département de l'Énergie. L'électricité produite par ces deux centrales électriques à turbine à gaz à circuit ouvert sera vendue à Eskom Holdings, l'entreprise publique d'électricité en Afrique du Sud, dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité (PPA) d'une durée de 15 ans.

En ce qui concerne le parc solaire de Kathu, également en Afrique du Sud, un consortium dirigé par ENGIE (49%) et des investisseurs sud-africains s'est vu attribuer le marché par le Département de l'Énergie. Kathu est un projet de centrale solaire à concentration (CSP) *greenfield* de 100 MW utilisant la technologie des miroirs cylindro-paraboliques et équipée d'un système de stockage du sel fondu qui permet 4,5 heures de stockage de l'énergie thermique. Il se trouve dans la province du Cap-Nord, à 600 km au sud-ouest de la capitale Pretoria.

Au Maroc, le projet Safi de 2 x 693 MW est en construction. Une fois la centrale terminée (prévu en 2018), l'électricité produite sera vendue à l'Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable (ONEE) dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans.

En Égypte, ENGIE a reçu les lettres d'éligibilité et signé les mémorandums d'accord nationaux pour le développement du projet d'énergie solaire photovoltaïque de 50 MW (Binban, Aswan) et deux projets éoliens de 50 MW (Golfe de Suez). ENGIE s'est également vu attribuer le statut de soumissionnaire de premier rang pour le projet éolien du Golfe de Suez de 250 MW.

Sur le plan de la réglementation, un modèle à acheteur unique voyant la production vendue par le producteur privé à une société de services à la collectivité dans le cadre de contrats à long terme a été adopté au Maroc et en Afrique du Sud.

1.3.2.6.5 Energy Asie-Pacifique

Energy Asie-Pacifique possède des participations stratégiques en Australie, en Indonésie, à Singapour et en Thaïlande. Ses activités en Asie-Pacifique comprennent la construction et l'exploitation de centrales, de systèmes de distribution de gaz naturel et d'activités de vente au détail.

Australie

Les activités australiennes se concentrent sur un portefeuille diversifié d'actifs de production opérant sur le Marché National de l'Électricité (NEM, National Electricity Market) qui dessert 90% de la population australienne et de la demande des résidents dans les États de l'Est. Le portefeuille comprend aussi une installation de cogénération dans le marché de système intégré du Sud-Ouest (SWIS, South Western

Integrated System) destiné à l'Australie occidentale, ainsi qu'une activité de vente au détail appelée «Simply Energy» desservant les comptes d'électricité et de gaz sur le Marché National de l'Électricité dans les segments des clients résidentiels, PME et grandes entreprises commerciales et industrielles.

Australian Energy est un acteur important sur le NEM. Il produit principalement de l'électricité en gros et se concentre avant tout sur la fourniture de valeur ajoutée par le biais de la participation optimale de ses actifs sur les marchés australiens de l'électricité, du gaz et des énergies renouvelables, l'exploration des synergies potentielles avec d'autres activités d'ENGIE en Australie et la croissance opportuniste de ses portefeuilles de production et vente au détail, y compris les énergies renouvelables. En 2013, Mitsui a racheté à Australian Energy une participation de 28% dans tous ses actifs (à l'exception de Loy Yang B et Kwinana – dont Mitsui détenait déjà 30%). Le portefeuille en Australie se ventile comme suit :

- actifs de production dans l'État d'Australie-Méridionale : 893 MW ;
- actifs de production dans l'État de Victoria : 2 507 MW ;
- actifs de production dans l'État d'Australie-Occidentale : 123 MW ;
- clients résidentiels Simply Energy : plus de 552 000.

Les marchés de l'énergie australiens se sont libéralisés progressivement depuis le milieu des années 1990, lorsque le premier marché d'électricité de gros a été mis en place dans l'État de Victoria. La ventilation des infrastructures d'énergie privées et publiques varie selon les États. Dans le cadre d'un contrat appelé «Competition Principles Agreement» (Accord sur les principes de concurrence) entre le gouvernement fédéral et les gouvernements régionaux, sur les marchés concurrentiels, les entreprises publiques sont traitées de manière à neutraliser la concurrence entre acteurs privés et publics. Le Queensland est le seul État sur le NEM qui doit encore privatiser ses actifs de production et l'État de Nouvelle-Galles du Sud est en cours de privatisation de son réseau entièrement détenu par le gouvernement.

Exploité depuis 1998, le NEM est un marché de gros déréglementé desservant les États interconnectés de l'Est de l'Australie. Il s'agit d'un marché spot, en «pool», réservé à l'énergie seulement, en quasi-temps réel sans paiement de capacité. Jusqu'à 48 GW des capacités de production installées sont distribuées selon une plage temporelle de cinq minutes entre les cinq États.

Les marchés du gaz existent dans chacun des États de l'Est à l'exception de la Tasmanie et sont moins développés que le marché de l'électricité. Avec le lancement de projets d'exportation de GNL importants en 2015/16, les prix du gaz domestique devraient être liés aux prix d'exportation du GNL. Le marché d'électricité de gros (Wholesale Electricity Market ou WEM) pour le SWIS est entré en phase d'exploitation en septembre 2006. Le WEM exploite la région sud-ouest de l'Australie occidentale, la région la plus peuplée de cet État (population, selon les estimations, légèrement supérieure à 2 millions). En été, le SWIS enregistre un pic de la demande de l'ordre de 4 000 MW. La structure du marché WEM est une structure bilatérale nette et dispose de mécanismes séparés en matière d'énergie et de capacité. Le programme de réduction des émissions des gaz à effet de serre «Clean Energy Future» du gouvernement australien (précédent) a débuté en juillet 2012 et vise une réduction significative des émissions à moyen terme au niveau national. En septembre 2013, un nouveau gouvernement a été élu et a retiré la loi en matière de tarification du CO₂ en juillet 2014. Un fonds pour la réduction des émissions (*Emission Reduction Fund*) a été établi le 1^{er} juillet 2014 en vue de remplacer le programme CO₂ et finance maintenant des projets qui permettent des réductions de CO₂ par le biais d'un processus d'enchères inversées. De plus, un programme d'objectifs visant les énergies renouvelables est mis en place pour encourager les projets en la matière.

Indonésie

ENGIE détient une participation de 40,5% dans Paiton 3 & 7/8, avec une capacité en charbon de 2 035 MW, situées sur l'île de Java. Un contrat d'achat d'électricité à long terme pour Paiton 7/8 et Paiton 3 a été conclu jusqu'en 2042. En février 2016, ENGIE a signé un accord pour la vente de sa participation de 40,5 % dans Paiton à Nebras Power Q.S.C. et certains actionnaires actuels de Paiton. Cette opération devrait être finalisée au second semestre 2016, suite aux approbations d'usage et autorisations réglementaires.

Trois projets d'installations géothermiques sont en développement à Sumatra (Muara Laboh, Rantau Dedap et Rajabasa), en collaboration avec PT Supreme Energy.

Propriété de l'État, PLN détient le monopole des systèmes de transmission et de distribution. Depuis le milieu des années 1990, les producteurs d'électricité indépendants (IPP) ont le droit d'exploiter des installations en Indonésie, et ils gèrent aujourd'hui les 16% restants des capacités. Le marché des utilisateurs finaux n'est pas libéralisé.

En décembre 2009, le programme «Crash 2» a été lancé pour ajouter 10 000 MW de capacité de production supplémentaire. Ce programme prévoit que 50% de ces capacités nouvelles doivent provenir de PLN et 50% des IPP, et que 5 340 MW des nouvelles capacités proviendront de ressources renouvelables. En 2014, le nouveau gouvernement Jokowi a fixé pour objectif de développer 35 000 MW de nouvelle capacité de production d'ici 2019 ; 10 000 MW seront développés par PLN et 25 000 MW seront construits par des producteurs d'électricité indépendants.

Thaïlande & Laos

Le groupe Glow, dans lequel ENGIE détient une participation majoritaire (69,1%) est coté à la bourse thaïlandaise. Il s'agit d'un acteur majeur sur le marché thaïlandais de l'énergie, avec des capacités installées combinées 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 EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) par le biais de programmes de petits producteurs d'électricité (SPP) et de producteurs d'électricité indépendants (IPP), en plus de fournir de l'électricité, de la vapeur, de l'eau industrielle et des services à de gros clients industriels, notamment dans la zone industrielle de Map Ta Phut, dans la province de Rayong.

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.

L'entreprise d'État EGAT est la principale entité dans le secteur de l'électricité. Jusqu'à la libéralisation du secteur, EGAT produisait environ 95% de l'électricité en Thaïlande. Elle représente actuellement quasiment 50% des capacités de production et le reste revient au secteur privé comprenant les producteurs d'électricité indépendants (IPP), les petits producteurs d'électricité (SPP) et les importations depuis le Laos et la Malaisie. Les producteurs d'électricité indépendants en Thaïlande vendent l'énergie qu'ils génèrent à EGAT dans le cadre de contrats à long terme, selon les modalités définies lors de la phase d'offre IPP. Dans les parcs industriels, les entreprises privées peuvent vendre de l'électricité à des clients locaux.

Singapour

ENGIE détient une participation de 30% dans Senoko Energy, la plus grande société d'énergie verticalement intégrée par capacité de production à Singapour. Senoko Energy possède et exploite un portefeuille d'actifs de production électrique unique en son genre avec une capacité combinée de 3 200 MW et une part de marché d'environ 25%. Son entité de vente au détail possède actuellement une part de près de 20% du marché contestable.

En 2001, la production d'électricité et les marchés de vente au détail ont été séparés du monopole naturel existant sur le marché du transport de l'électricité. Le Marché National de l'Électricité de Singapour (NEMS, *National Electricity Market of Singapore*) a vu le jour en 2003. Sur le NEMS, les entreprises de production d'électricité sont en concurrence et vendent leur électricité par demi-heures, alors que les détaillants d'électricité achètent de l'électricité auprès du NEMS et proposent des offres clés en main pour la revendre aux consommateurs éligibles. En 2004, des contrats d'acquisition ont été introduits afin de promouvoir l'efficacité et la concurrence sur le marché de l'électricité. En vertu de ces contrats, les entreprises de production s'engagent à vendre une quantité d'électricité précise à un prix déterminé.

Senoko continue à rénover son portefeuille de production. Ses dernières centrales sont les deux installations à cycle combiné (CCP) rechargeables MHI de 431 MW, connues comme CCP 6&7, qui ont été toutes les deux mises en exploitation commerciale en 2012. Sur le marché de la vente au détail, le seuil de contestabilité a été progressivement abaissé depuis 2001. Aujourd'hui, les clients commerciaux et industriels qui consomment plus de 2 000 kWh d'électricité par mois en moyenne sont éligibles pour la contestabilité.

1.3.3 Branche Global Gaz & GNL

1.3.3.1 Mission

La branche Global Gaz & GNL porte les activités de la chaîne de valeur du gaz naturel et du gaz naturel liquéfié (GNL) du Groupe. Sa mission se définit comme suit :

- la branche incarne et porte les ambitions globales du Groupe dans le domaine du gaz naturel et du GNL, et à ce titre, elle joue un rôle de coordination sur la chaîne de valeur du gaz au sein du Groupe ;
- elle développe les activités dans le domaine de l'ingénierie et des services liés au confinement nécessaire au transport et au stockage du GNL ;
- elle est un opérateur d'actifs d'exploration et de production (gaz et pétrole) et d'actifs physiques et commerciaux de GNL. À ce titre, elle contribue à l'approvisionnement du Groupe en gaz naturel et en GNL.

Par ailleurs, elle incarne l'expertise opérationnelle et commerciale du Groupe dans l'amont gazier.

1.3.3.2 Stratégie

La branche Global Gaz & GNL a un rôle majeur dans la stratégie du Groupe d'intégration sur l'ensemble de la chaîne gazière. Ses principaux objectifs sont les suivants :

- mettre les métiers de l'amont gaz en position de conforter l'approvisionnement des marchés aval existants et potentiels du Groupe, y compris la production d'électricité ;
- gérer et consolider les positions du Groupe dans l'exploration-production en Europe et sur le pourtour méditerranéen, et accompagner son développement sur les nouveaux marchés ;

- développer, sécuriser, diversifier et assurer la compétitivité du portefeuille d'approvisionnement en GNL du Groupe afin de satisfaire les besoins de ses clients ;
- consolider le leadership international d'ENGIE dans le domaine du GNL, en s'appuyant sur l'expertise acquise par le Groupe tout au long de la chaîne de valeur GNL ;
- optimiser la valeur de ses actifs.

1.3.3.3 Organisation

La branche Global Gaz & GNL s'articule autour de trois entités : ENGIE E&P, ENGIE GNL et GTT.

1.3.3.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2015	2014	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	5 993	9 551	-37,3%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	4 246	6 883	-38,3%
EBITDA	1 625	2 225	-27,0%

Chiffres clés 2015 :

- production d'hydrocarbures vendue : 59,1 Mbep ;
- réserves au 31 décembre 2015 : 699,2 Mbep.

1.3.3.5 Faits marquants 2015

Janvier

- Chargement du 1000^e camion de GNL de détail au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne.
- Attribution de trois licences à ENGIE E&P Norge lors du round APA 2014.
- Le contrat de partage de production portant sur le bloc 7 en Mauritanie a expiré le 20 janvier.
- Commande auprès de GTT North America par le chantier Conrad portant sur une barge de soutage GNL, la première du genre pour le marché maritime nord-américain.
- ENGIE renforce sa présence en Chine et signe deux importants contrats : le premier projet d'énergie décentralisée au gaz naturel dans un parc industriel au Sichuan et un protocole d'accord avec Beijing Enterprise Group sur l'approvisionnement en gaz naturel.
- En Indonésie, le projet Jangkrik franchit une étape majeure : le lancement de la construction de l'unité de production flottante, célébré par un «First Steel Cut» (découpe de la première tôle).
- ENGIE, Shell et les compagnies indiennes Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation (APGDC) et GAIL signent deux accords pour un terminal méthanier flottant dans le port en eau profonde de Kakinada en Inde.

Mars

- ENGIE E&P UK annonce la découverte d'un nouveau gisement de pétrole en mer du Nord centrale.

Avril

- ENGIE E&P International cède 11,67% de ses parts dans la licence de Muara Bakau à la société indonésienne Saka et conserve 33,33%.
- ENGIE E&P International annonce le succès d'un troisième puits d'exploration sur la licence Sud-Est Illizi en Algérie.

- GTT signe un accord de coopération avec le chantier naval sud-coréen Samsung Heavy Industries en vue de l'industrialisation de la nouvelle technologie Mark V. Cet accord prévoit la construction, par le chantier naval, d'une maquette pour les derniers travaux de développement et tests associés.
- ENGIE célèbre le 50^e anniversaire de la première livraison commerciale d'une cargaison de gaz naturel liquéfié (GNL).

Juin

- ENGIE E&P International et ses partenaires ont signé les premiers accords d'achat-vente de GNL du projet Jangkrik.
- Signature d'un accord d'approvisionnement long terme de 1 million de tonnes par an (mtpa) de GNL depuis l'usine de liquéfaction Yamal LNG avec Novatek (Russie).
- ENGIE a signé un contrat avec Beijing Enterprise Group pour la fourniture en GNL de la ville de Pékin et approfondir la coopération entre les deux entreprises.

Juillet

- Conclusion d'un accord de partenariat entre ENGIE et la société Kansai Electric (Japon), portant sur l'optimisation de flux GNL.

Août

- ENGIE E&P UK a terminé la deuxième campagne d'installation offshore du projet Cygnus.
- Attribution de quatre nouvelles licences en mer du Nord méridionale et à l'ouest des Shetland à ENGIE E&P UK lors du 28^e round.
- Découverte conjointe d'hydrocarbures par les filiales néerlandaise et britannique d'ENGIE E&P en mer du Nord méridionale.
- Signature d'un nouveau contrat de vente de GNL de détail en Europe avec Prima LNG

Septembre

- Ouverture d'un bureau de représentation GNL à Tokyo (Japon).
- Signature d'un contrat de vente de GNL de détail avec la société Flogas (Royaume-Uni).

Octobre

- Attribution à ENGIE E&P International de deux licences d'exploration dans le bassin de Parnaiba et quatre licences d'exploration dans le bassin de Recôncavo au Brésil lors du 13^e round.
- Signature d'un contrat de vente à long terme avec la société Tohoku Electric portant sur la livraison de 270 000 tpa de GNL à partir de 2018.
- Réalisation, par le biais de sa filiale Cryovision, de la première installation, sur le navire GasLog Singapore, du système innovant de monitoring SloShield(TM). Conçu pour détecter les impacts des mouvements liquides dans les cuves des méthaniers (*sloshing*), SloShield(TM) permet une remontée en temps réel des informations aux équipages.
- Lancement de LNG Advisor, une nouvelle offre, spécialement conçue pour les méthaniers, et dédiée au monitoring du «*boil-off gas*» du GNL lors de son transport avec la société Chenière Marketing International LLP (Etats-Unis).
- Signature d'un accord d'achat-vente de GNL pour une durée de 5 ans avec l'américain Cheniere Marketing International LLP.

Novembre

- Inauguration d'une station biologique de traitement des eaux usées à Adrar en Algérie, dans le cadre du programme RSE du projet Touat.
- En Corée, lancement de la construction du premier navire de soutage de GNL carburant, du Groupe, célébré par une cérémonie de «découpe de la première tôle».

Décembre

- Attribution de nouvelles licences onshore à ENGIE E&P UK lors du 14^e round.
- Conclusion par la BU GNL d'un nouveau contrat de vente de GNL de détail avec la société espagnole Gas Natural. Avec ce contrat, les ventes de GNL de détail cumulées par ENGIE durant l'année 2015 dépassent désormais pour la première fois en volume l'équivalent d'une cargaison moyenne livrée par méthanier.

1.3.3.6 Description des activités

1.3.3.6.1 ENGIE E&P

Missions

Le développement de la production des activités de gaz et d'hydrocarbures liquides d'ENGIE constitue un maillon clé de l'intégration du Groupe le long de la chaîne gazière, contribue à la croissance internationale du Groupe notamment dans les zones à forte croissance et permet de disposer d'un portefeuille de réserves diversifié, équilibré et rentable.

Principaux indicateurs clés

L'essentiel de l'activité d'exploration-production du Groupe s'exerce en Europe et en Afrique du Nord mais le Groupe continue son développement international en soutien des autres entités du Groupe, notamment au Brésil.

Au 31 décembre 2015, le Groupe affichait les résultats suivants :

- implanté dans 13 pays ;
- 343 licences d'exploration et/ou de production détenues (dont 56% opérées) ;
- des réserves prouvées et probables (2P) de 699,2 millions de barils équivalents pétrole (Mbep), dont 76% de gaz naturel et 24% d'hydrocarbures liquides ;
- une production de 59,1 Mbep, dont 62% en gaz naturel et 38% d'hydrocarbures liquides.

Activités d'ENGIE E&P

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 *Business Unit* ENGIE E&P) dans le cadre de licences, de concessions ou d'accords de partage de production conclus avec les autorités publiques ou les entreprises nationales des pays concernés. Dans le cadre des contrats d'association mis en place, l'une des parties est généralement désignée opérateur. La conduite des opérations lui est confiée. L'approbation des autres parties est requise pour les sujets importants tels que l'adoption de plans de développement, les investissements majeurs ou les budgets. Seules les sociétés qualifiées par les autorités publiques locales peuvent être sélectionnées comme opérateurs.

Réserves prouvées et probables (2P)

En 2015, 16 puits d'exploration et d'appréciation ont été forés, dont 9 sont des succès. Les ressources ainsi mises en évidence deviendront en partie des réserves dans les années à venir.

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.

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE ⁽¹⁾

Mbep	2015			2014			2013		
	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total
Réserves au 31 décembre N – 1	571,6	187,2	758,8	609,9	188,9	798,8	642,6	192,9	835,5
Révisions + découvertes	24,2	3,0	27,3	25,9	14,7	40,5	2,9	12,3	15,2
Achats et ventes d'actifs	-27,5	-0,3	-27,8	-27,0	1,9	-25,0	0,0	0,0	0,0
Ventes de production	-36,8	-22,3	-59,1	-37,2	-18,3	-55,5	-35,6	-16,4	-51,9
Réserves au 31 décembre	531,5	167,6	699,2	571,6	187,2	758,8	609,9	188,9	798,8

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE PAR PAYS

Mbep	2015			2014			2013		
	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total
Allemagne	29,8	62,0	91,8	30,6	64,5	95,1	41,9	63,5	105,4
Norvège	190,3	89,8	280,1	206,6	107,4	314,0	203,8	108,0	311,8
Royaume-Uni	45,0	1,0	46,0	46,6	1,0	47,6	56,3	1,2	57,4
Pays-Bas	62,9	5,9	68,9	75,1	6,4	81,4	76,5	6,7	83,2
Autres ⁽¹⁾	203,5	8,9	212,4	212,8	8,0	220,7	231,4	9,6	241,1
TOTAL	531,5	167,6	699,2	571,6	187,2	758,8	609,9	188,9	798,8
Évolution	-7%	-10%	-8%						

(1) «Autres» couvrent l'Algérie, la Côte d'Ivoire, l'Égypte et l'Indonésie.

Au 31 décembre 2015, les réserves 2P d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel d'ENGIE E&P («entitlement»⁽²⁾) s'élèvent à 699,2 Mbep contre 758,8 Mbep en 2014. Le gaz représente 76% de ces réserves, soit un volume de 532 Mbep ou 85 milliards de mètres cubes.

Pour certains des champs exploités dans le cadre d'un contrat de partage de production, les réserves «tax barrels» ont été comptabilisées, conformément aux règles de la SPE (Society of Petroleum Engineers) pour la comptabilisation des réserves 2P. Ces réserves tax barrels correspondent aux taxes payées au nom et pour le compte d'ENGIE E&P par les compagnies pétrolières nationales partenaires, aux autorités des pays respectifs.

La part du Groupe dans les réserves 2P des champs dont il est partenaire (working interest reserves⁽³⁾) est de 864 Mbep à fin 2015, contre 922 Mbep à fin 2014.

Chaque année, une proportion d'environ un tiers des réserves fait l'objet d'une évaluation indépendante par un cabinet spécialisé, cette année DeGolyer and MacNaughton.

Pour estimer ses réserves 2P, le Groupe utilise la classification «SPE PRMS» basée sur les définitions communes de la SPE et du WPC (World Petroleum Congress).

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 a été de 90% sur la période 2011-2013, de 82% sur la période 2012-2014 et 18% sur la période 2013-2015.

(1) Les montants sont arrondis au plus près à partir de la base de données – de petits écarts peuvent donc apparaître entre les lignes détaillées et le total.

(2) Sauf indication contraire, les références aux réserves 2P et à la production doivent être comprises comme la part que 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 détient 70% des participations dans ENGIE E&P International, et les consolide à 100%.

(3) Dans le cadre d'un contrat de partage de production, une part des hydrocarbures produits est rétrocédée directement en nature à l'État. Ces volumes ne sont pas comptabilisés en réserves 2P, qui sont donc inférieures aux réserves calculées sur la base du pourcentage d'intérêts détenus (working interest reserves).

Production

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides vendue par ENGIE E&P s'est élevée à 59,1 Mbep. Le tableau ci-dessous présente la production d'ENGIE E&P, y compris la quote-part des sociétés mises en équivalence par pays :

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION DU GROUPE PAR PAYS – GAZ NATUREL ET HYDROCARBURES LIQUIDES

Mbep	2015			2014			2013		
	Gaz naturel	Hydro-carbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydro-carbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydro-carbures liquides	Total
Allemagne	3,7	2,8	6,5	4,2	2,8	7,0	4,8	3,1	7,9
Norvège	17,9	16,5	34,4	14,5	13,3	27,7	12,0	12,3	24,3
Royaume-Uni	1,7	0,1	1,8	3,3	0,2	3,4	1,7	0,1	1,7
Pays-Bas	12,3	2,5	14,8	13,7	1,7	15,3	15,5	0,5	16,0
Autres ⁽¹⁾	1,2	0,4	1,6	1,6	0,4	2,0	1,6	0,4	2,0
TOTAL	36,8	22,3	59,1	37,2	18,3	55,5	35,6	16,4	51,9

(1) «Autres» couvrent la Côte d'Ivoire et l'Égypte.

France

Le siège de l'activité exploration-production anime et pilote les activités opérationnelles des filiales et des nouveaux actifs. Le Groupe y possède une licence d'exploration.

Activité en filiales

Allemagne (ENGIE E&P Deutschland)

Au 31 décembre 2015, le Groupe détenait en Allemagne une participation dans 53 champs de pétrole et de gaz naturel, dont 48 en production, disposant pour sa part de 92 Mbep de réserves 2P au 31 décembre 2015 dont environ 32% sous forme de gaz naturel.

Norvège (ENGIE E&P Norge)

ENGIE E&P Norge détient une participation dans 17 champs de pétrole et de gaz naturel au large de la Norvège, dont 8 en production, disposant pour sa part de réserves 2P de 280 Mbep au 31 décembre 2015 dont environ 68% sous forme de gaz naturel.

En 2015, trois puits d'exploration n'ont pas réussi à trouver d'hydrocarbures.

Royaume-Uni (ENGIE E&P UK)

À fin 2015, le Groupe détenait des participations dans 22 champs situés en mer du Nord britannique, dont 10 en production. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces champs représentait, au 31 décembre 2015, 46 Mbep, dont environ 98% sous forme de gaz naturel.

Au Royaume-Uni, le Groupe a foré en 2015 cinq puits d'exploration et side-tracks qui n'ont pas réussi à trouver des accumulations commerciales d'hydrocarbures. Le Groupe y participe à des projets d'exploration de gaz non conventionnel.

La découverte conjointe avec les Pays-Bas a prouvé des volumes supplémentaires.

Pays-Bas (ENGIE E&P Nederland)

Le Groupe détient des participations dans 58 champs dans la zone économique exclusive néerlandaise, dont 48 sont en production. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces champs représentait, au 31 décembre 2015, 69 Mbep, dont 91% sous forme de gaz naturel.

En 2015, deux puits d'exploration ont découvert des volumes supplémentaires.

Égypte (ENGIE E&P Egypt)

Le Groupe détient des participations dans quatre concessions en Égypte, deux de ces concessions sont en production. Le Groupe opère deux concessions en exploration.

Australie (ENGIE Bonaparte)

ENGIE, opérateur (60%) et la compagnie australienne Santos (40%) continuent d'étudier différentes solutions pour le développement des champs de gaz de Petrel, Tern et Frigate.

Autres pays

En Algérie, le projet de production de gaz Touat est entré dans sa phase de construction sur site. Un total de 18 puits de production est disponible. Sur la licence de Sud-Est Illizi, 5 nouveaux puits d'exploration et d'appréciation ont prouvé des volumes complémentaires.

En Indonésie, le projet gazier Jangkrik avance. Les premiers contrats de vente du GNL de Jangkrik ont été signés en juin 2015. 10 des 11 puits de production ont été forés ; la construction de l'unité flottante de production et traitement («FPU») et celle des équipements «subsea» se poursuivent. ENGIE a cédé 11,67% de ses parts dans le projet à la société indonésienne Saka et conserve 33,33% du projet.

Au Brésil, ENGIE a été attributaire de 6 nouvelles licences d'exploration dans le cadre de l'appel d'offres du 13^e round.

Au Qatar, l'Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA) a été résilié le 9 avril 2015 suite à l'envoi de la notification d'abandon de l'EPSA par ENGIE E&P et ses partenaires. Le Groupe a décidé de ne pas poursuivre ses activités d'exploration-production dans le pays.

Globalement, hors Europe et retraits en cours, le Groupe détient des participations dans 26 licences en Algérie, en Australie, en Azerbaïdjan, au Brésil, en Égypte, en Indonésie, en Libye et en Malaisie. La part de réserves 2P détenue par le Groupe au 31 décembre 2015 dans ces licences représentait 212 Mbep, dont environ 96% sous forme de gaz.

Commercialisation du gaz

ENGIE E&P a produit au total 63 TWh de gaz naturel en 2015. 28% de cette production est vendue *via* d'autres entités du Groupe (ENGIE GNL, GEM).

Ces ventes réalisées à d'autres entités du Groupe se font sous la forme de contrats de type *arm's length* (transactions sans lien de dépendance entre les parties) comparables aux contrats d'approvisionnement conclus avec des tiers.

Le solde (72%) de la production est vendu directement à des tiers dans le cadre de contrats à long terme (e.g. aux Pays-Bas ou en Allemagne) ou de contrats annuels conclus à l'issue d'appels d'offres (e.g. gaz en provenance de Norvège).

1.3.3.6.2 ENGIE GNL

Missions

- Développer et diversifier le portefeuille d'approvisionnement en GNL (production de GNL et contrats d'achat auprès de producteurs).
- Accroître les ventes GNL du Groupe à court, moyen et long terme en privilégiant les zones à forte croissance (Asie, Amérique Latine, etc.).
- Assurer l'approvisionnement en GNL des différentes entités d'ENGIE et de ses clients, via la gestion de contrats d'approvisionnement et de contrats d'affrètement de navires.
- Augmenter la valeur du portefeuille de contrats d'achat et de vente de GNL par une optimisation physique et financière des contrats et de la flotte de méthaniers.

Positions du Groupe dans le GNL

- Portefeuille d'approvisionnement de long terme de 16,4 millions de tonnes par an en provenance de six pays.

- Capacités de regazéification dans six pays.
- Flotte de 14 navires⁽¹⁾ dont deux méthaniers regazéificateurs.

Description des activités GNL dans le Groupe

ENGIE bénéficie d'une expertise reconnue sur l'ensemble de la chaîne de valeur du GNL, depuis la production jusqu'à l'importation et la commercialisation, en passant par l'exploitation de terminaux méthaniers et le transport maritime, ce qui offre à ENGIE des moyens variés pour répondre aux attentes du secteur.

Le GNL permet au Groupe d'accéder à de nouvelles ressources de gaz naturel, de diversifier et de sécuriser ses approvisionnements. De plus, il lui permet de développer de nouveaux marchés et d'optimiser la gestion de son portefeuille d'approvisionnement en gaz. Le développement de l'activité GNL s'effectue en coordination avec les activités amont du Groupe (exploration-production) et les activités aval (fourniture de gaz naturel, production d'énergie).

Approvisionnement en GNL et positions occupées dans le domaine de la liquéfaction

ENGIE achète le GNL dans le cadre de contrats de long terme (quinze à vingt ans) et de moyen terme (deux à cinq ans). Le Groupe procède également à des achats ponctuels de cargaisons de GNL (dits *spot*). Les engagements annuels du Groupe sur le long terme (à la date du 31 décembre 2015) sont indiqués dans le tableau ci-contre :

	Engagement annuel 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 DES ⁽¹⁾ pour une part des volumes)	6,8	102	-
Égypte	3,7	55	5% dans le train 1 de l'usine d'Idku
Nigéria (contrat DES ⁽¹⁾)	0,4	6	-
Norvège (participation de 12% liée au gisement de Snøhvit)	0,5	7	12% dans l'usine de Melkøya
Trinité-et-Tobago ⁽²⁾	2,0	30	-
Yémen	2,6	39	-
Shell (contrat de long terme-DES ⁽¹⁾)	0,4	6	-
TOTAL (2015)	16,4	245	
États-Unis (Cameron LNG)	4 ⁽³⁾	60	16,6% dans l'usine de Cameron LNG (Louisiane)
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 ENGIE Energy North America.

(3) Les livraisons de GNL démarreront en 2018.

(4) Quantités contractuelles nominales.

ENGIE GNL est également associé à des projets d'usines de liquéfaction :

- une usine de liquéfaction aux États-Unis : en mai 2013, ENGIE a signé un accord de *joint venture* avec Sempra Energy, Mitsubishi et Mitsui pour le développement, le financement et la construction de l'usine de liquéfaction de gaz naturel Cameron LNG sur le site du terminal méthanier Cameron LNG en Louisiane. Cet accord donnera à ENGIE accès à une capacité de liquéfaction annuelle de 4 millions

de tonnes à partir de 2018. La première pierre du projet a été posée en octobre 2014 ;

- une usine de liquéfaction au Cameroun : le projet, en coopération avec la Société Nationale des Hydrocarbures (SNH), consiste en la construction d'une usine de liquéfaction d'une capacité annuelle de 3,5 millions de tonnes de GNL localisée à proximité de Kribi et alimentée par un réseau de gazoducs reliant l'usine aux gisements de gaz naturel *offshore* camerounais ;

(1) À fin décembre 2014.

Destination du GNL et positions occupées dans le secteur des terminaux de regazéification

En 2015, les livraisons de GNL ont été effectuées en Europe et en Asie principalement, ainsi qu'en Amérique du Nord et en Amérique du Sud.

Le Groupe dispose d'accès à des capacités de regazéification dans six pays : France, Royaume-Uni, Belgique, États-Unis, Chili et Porto Rico.

En Inde, ENGIE a été sélectionné en avril 2012 comme partenaire stratégique d'Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation (APGDC) pour le développement d'un terminal d'importation flottant de GNL. D'une capacité de 3,5 mtpa, le terminal sera situé à Kakinada sur la côte est du pays. ENGIE aura une participation dans le terminal, avec accès à des capacités de regazéification. Shell est entré dans ce projet en juillet 2014.

ENGIE GNL se positionne également sur les marchés GNL asiatiques qui connaissent une forte croissance, avec la signature de plusieurs contrats de vente dont :

Contrats de long terme :

- un contrat de vente avec la société taïwanaise CPC pour la livraison de 0,8 million de tonnes par an de GNL à partir de 2018 sur 20 ans, en provenance de l'usine de liquéfaction Cameron LNG ;
- un contrat de vente avec la société japonaise Tohoku Electric Power pour la livraison de 0,3 million de tonnes par an de GNL à partir de 2018 sur 20 ans, en provenance de l'usine de liquéfaction Cameron LNG ;
- un contrat de partenariat avec la société japonaise Kansai Electric portant sur l'achat-vente et l'optimisation de 0,4 million de tonnes par an de GNL américain à partir de 2019 pour une période minimale de 4 ans et jusqu'à 20 ans.

Contrats de moyen terme :

- un contrat de vente de 2,5 millions de tonnes de GNL à la société malaisienne Petronas entre 2012 et 2016 ;
- un contrat de vente de 2,6 millions de tonnes de GNL à la société chinoise CNOOC entre 2013 et 2016 ;
- un contrat de vente de 0,8 million de tonnes de GNL à la société japonaise Tohoku Electric Power entre 2014 et 2017 ;
- un contrat de vente de 1,2 million de tonnes de GNL à la société japonaise Chubu Electric entre 2015 et 2017.

GNL de détail

- ENGIE étend son activité à de nouveaux usages du GNL. Le Groupe a conclu en 2014 un accord de partenariat avec les sociétés Mitsubishi (Japon) et NYK (Japon) pour développer le segment du GNL carburant pour les bateaux. Cette coopération s'est traduite par la commande d'un navire de soutage en GNL, actuellement en construction en Corée, et qui sera opérationnel en 2016. Ce bateau opérera à partir du port de Zeebrugge.
- Par ailleurs, le Groupe distribue du GNL chargé sur des camions, à partir de plusieurs terminaux en France, Belgique et au Royaume-Uni.

(1) Unités flottantes de production, stockage et déchargement du GNL.

(2) Unités flottantes de stockage et de regazéification du GNL.

Transport maritime

ENGIE utilise une flotte de navires méthaniers dont il adapte le dimensionnement en fonction de ses engagements sur le long terme et des opportunités ponctuelles. Les contrats d'affrètement ont une durée variable qui peut aller de quelques jours jusqu'à vingt ans et plus. À fin 2015, la flotte d'ENGIE comprenait 14 navires méthaniers :

- 3 navires dont le Groupe est propriétaire : Matthew (126 540 m³), Provalys (154 500 m³), GDF SUEZ Global Energy (74 130 m³) ;
- 2 navires dont le Groupe est copropriétaire : Gaselys (154 500 m³, détenu par le Groupe NYK et ENGIE) et le BW GDF SUEZ Boston (détenu par le Groupe BW Gas et ENGIE) ;
- ainsi que 9 autres navires affrétés auprès d'autres armateurs.

Dans le domaine du transport maritime, ENGIE détient également une participation de 80% dans la société de gestion de navires GAZOCEAN (les 20% restants étant détenus par l'armateur japonais NYK), ainsi qu'une participation de 40% dans Gaztransport & Technigaz (GTT).

1.3.3.6.3 GTT (Gaztransport & Technigaz)

Missions

GTT est le leader mondial de la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques utilisés dans l'industrie navale pour le transport du GNL. GTT bénéficie de plus de 50 ans d'expérience dans son domaine.

GTT intervient sur cinq secteurs : les méthaniers, les FLNG (unités flottantes de production, stockage et déchargement du GNL), les FSRU (unités flottantes de stockage et de regazéification du GNL), les réservoirs terrestres et les solutions pour l'utilisation du GNL en tant que carburant.

Les missions de GTT consistent à :

- proposer à l'industrie du GNL des systèmes de confinement conçus par la société qui permettent de transporter et de stocker le GNL 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 GNL ;
- 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 taille petite ou moyenne.

Principaux indicateurs clés

Au 31 décembre 2015 :

- le carnet de commandes est composé de plus de 118 commandes (méthaniers, éthaniers, FLNG⁽¹⁾, FSRU⁽²⁾, réservoirs terrestres) ;
- GTT est leader sur son secteur avec, entre 2010 et le 31 décembre 2015, plus de 83% des commandes mondiales de méthaniers, FSRU et FLNG ; et les trois seules commandes de FLNG supérieures à 50 000 m³ ;
- GTT emploie environ 380 collaborateurs dont deux tiers d'ingénieurs.

Activités

GTT a développé au cours des 50 dernières années des technologies éprouvées. S'agissant des navires, elle est la seule société qui commercialise des technologies de confinement «à membranes» ayant reçu l'approbation générale pour l'application sur un navire. 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 (-162 degrés Celsius à pression atmosphérique) et le GNL étant contenu par une fine paroi métallique, cette membrane doublée permet de répondre aux exigences réglementaires.

Les deux principales technologies de GTT dont la mise en œuvre est parfaitement maîtrisée, Mark III et NO 96, sont reconnues pour leur excellence et leur fiabilité. Elles sont protégées par des brevets. Ces technologies et leurs évolutions sont principalement utilisées sur les méthaniers pour le transport du GNL. Cependant, grâce aux investissements à long terme dans la recherche et le développement relatifs à ses technologies historiques, GTT a développé de nouvelles applications, en particulier pour les unités flottantes (FSRU et FLNG) et les réservoirs de stockage terrestre.

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 tout au long de leur projet de construction.

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.

Les technologies de GTT sont depuis longtemps acceptées et validées par les sociétés de classification intervenant dans le domaine maritime.

La Société, certifiée ISO 9001 depuis décembre 2010, met aujourd'hui l'accent sur le perfectionnement de son système de gestion de la qualité, ce qui lui permet de répondre parfaitement au niveau de qualité exigé par ses clients.

Les clients de la Société sont, pour la quasi-totalité, situés en Asie (Chine et Corée principalement).

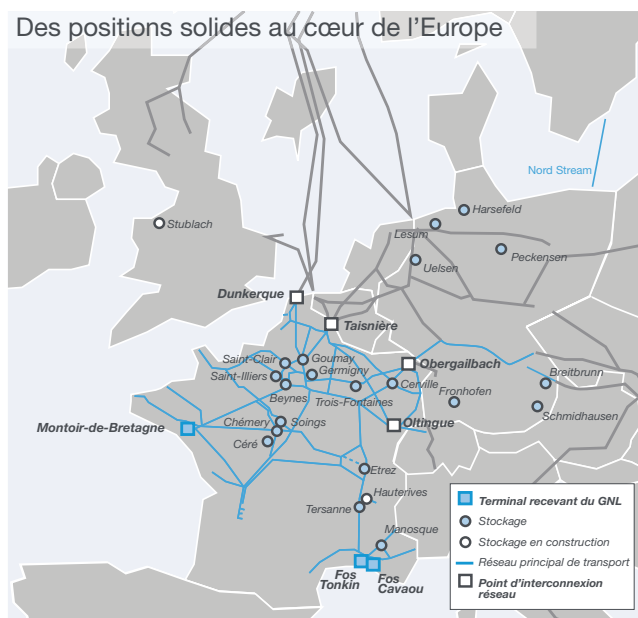
1.3.4 Branche Infrastructures

1.3.4.1 Mission

La branche Infrastructures rassemble dans un ensemble cohérent toutes les infrastructures gazières du Groupe en France, à travers quatre filiales spécialisées dans les activités transport, stockage, terminaux méthaniers et distribution. Dans un souci d'optimisation globale, un certain nombre de filiales étrangères gestionnaires d'infrastructures (en Allemagne, en Grande-Bretagne) lui sont également rattachées.

Les positions combinées de ses filiales et participations font du groupe ENGIE le premier acteur européen du secteur des infrastructures gazières.

Le modèle d'activité de la branche lui assure un chiffre d'affaires et un *cash flow* réguliers et récurrents qui participent efficacement à la stabilité financière du Groupe.



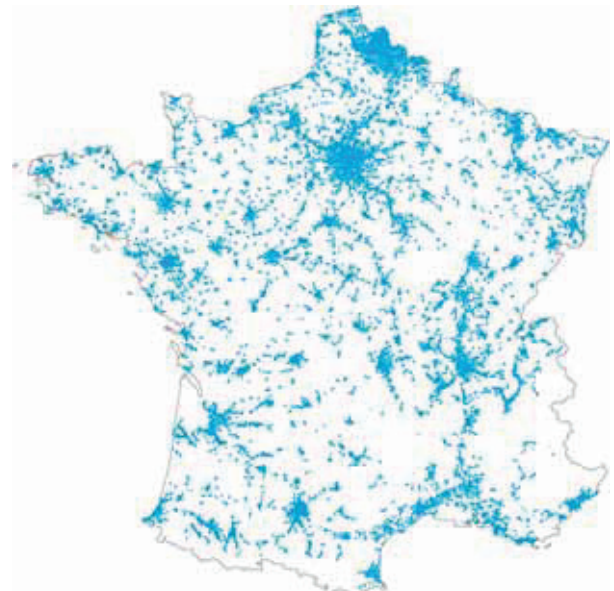
1.3.4.2 Stratégie

La branche Infrastructures et ses filiales visent à favoriser le développement de leurs activités à terme en confortant la place du gaz dans le mix énergétique français et en recherchant des relais de croissance en France et à l'international.

Leurs réflexions stratégiques visent aussi à adapter à court terme l'offre des filiales à un contexte marqué par des contraintes, des incertitudes et des opportunités.

Elles cherchent enfin à conjuguer au quotidien l'excellence professionnelle (sécurité des personnes et des biens et continuité d'alimentation des clients) et l'efficacité économique.

Réseau de distribution de GRDF en France



1.3.4.3 Organisation

L'organisation des activités au sein de la branche Infrastructures s'articule autour de quatre filiales indépendantes, toutes constituées sous forme de sociétés anonymes françaises. En France, chacune d'entre elles exploite, commercialise et développe les installations placées directement sous sa responsabilité : des sites de stockage pour Storengy, des terminaux méthaniers (Montoir-de-Bretagne et Fos Tonkin) pour Elengy, un réseau de distribution pour GRDF, un réseau de transport (gazoducs et stations de compression en ligne) pour GRTgaz.

Au-delà, trois d'entre elles portent des participations du Groupe en Europe :

- les filiales de stockage d'ENGIE en Allemagne et en Grande-Bretagne sont rattachées à Storengy ;

- Megal et GRTgaz Deutschland en Allemagne le sont à GRTgaz ;
- Elengy, actionnaire majoritaire de la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (Fosmax LNG), exploite le terminal.

GRTgaz, en application du Code de l'énergie, est propriétaire des actifs nécessaires à l'exercice de ses activités. Les accords commerciaux et financiers et les contrats de prestations passés entre GRTgaz et ENGIE ou ses filiales sont strictement encadrés (cf. articles L. 111-17 et L. 111-18 du Code de l'énergie). Certains sont soumis à l'approbation préalable de la CRE. En particulier, les contrats de prestation de services de l'«Entreprise Verticalement Intégrée» (cf. article L. 111-10 du Code de l'énergie) au bénéfice de GRTgaz doivent être strictement nécessaires à l'activité de GRTgaz en vue d'assurer l'équilibre, la sécurité et la sûreté du système gazier.

1.3.4.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2015	2014	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	6 608	6 812	-3,0%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	3 055	2 994	+2,0%
EBITDA	3 402	3 274	+3,9%

1.3.4.5 Faits marquants 2015

- Avril : création pour la première fois en Europe d'une zone de marché commune (*Trading Region South* (TRS)), issue des zones GRTgaz Sud et TIGF, pour simplifier le fonctionnement et augmenter l'attractivité du marché français du gaz.
- Juin : achèvement de la démarche de concertation «Nouvelles données pour une Nouvelle donne» réunissant notamment l'État, les collectivités concédantes et GRDF, visant à servir de base à la rédaction d'un décret définissant les données à fournir dans le compte rendu annuel.
- Juin : Elengy signe avec Novatek Gas & Power un accord pour fournir une prestation de long terme de transbordement au terminal de Montoir, à compter de fin 2017.
- Septembre : 1^{re} injection de biométhane dans le réseau de transport de GRTgaz à Chagny (71).
- Octobre : mise en œuvre par GRTgaz des nouvelles règles d'équilibre issues du «code de réseau» correspondant.
- Octobre : changement d'identité visuelle de GRDF et évolution de la démarcation des dénominations et identités visuelles entre GRDF et ENGIE suite aux demandes de la CRE.
- Novembre : mise en service de la canalisation «Artère de Flandres» (23 km) et du poste de comptage de Hondschoote à la frontière francobelge, raccordement du terminal méthanier de Dunkerque.
- Novembre : signature le 30 novembre 2015 du contrat de service public 2015-2018 entre l'État et GRDF sur les engagements sur le service aux clients et aux collectivités, la sécurité d'approvisionnement, la sécurité des personnes, la contribution de GRDF à la transition énergétique et l'accompagnement des ménages en situation de précarité.
- Décembre : Achat par GRTgaz des conduites de gaz pour la construction du gazoduc Val de Saône subventionné par la Commission européenne.
- Décembre : nouvelle offre de transbordement direct au terminal de Fos Cavaou

1.3.4.6 Description des activités

Un environnement législatif et réglementaire spécifique

ENGIE reste un groupe verticalement intégré mais son organisation concernant les activités relatives à la gestion des infrastructures gazières a été fortement impactée par la mise en œuvre des Directives européennes successives organisant le marché intérieur de l'énergie et leurs lois de transposition. Les activités d'infrastructure ont toutes été filialisées.

En 2011, dans sa transposition de la Directive «marché intérieur du gaz naturel» 2009/73/CE, dite «Troisième Directive gaz», la France a opté pour le régime de l'ITO⁽¹⁾ pour le gestionnaire de réseau de transport (GRTgaz). Ce régime définit les règles d'autonomie et d'indépendance auxquelles GRTgaz doit se conformer vis-à-vis d'ENGIE tout en reconnaissant à ENGIE un droit de supervision économique et de gestion. En 2012, la CRE a certifié la conformité de GRTgaz à ces dispositions.

Après analyse approfondie des textes de droit national (en particulier le Code de l'énergie) assurant la transposition de la Troisième Directive gaz, la Commission européenne a formulé quelques remarques sur leur conformité avec la Directive. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a habilité le Gouvernement à prendre par voie d'ordonnance les dispositions nécessaires pour compléter cette transposition.

Le cadre juridique dans lequel s'exercent les activités regroupées au sein de la branche Infrastructures en France comprend notamment le Code général des collectivités territoriales, qui précise le régime propre aux réseaux de distribution en concession et le Code de l'énergie, qui a repris et actualisé une grande partie des autres dispositions législatives relatives au gaz naturel, et le Code de l'environnement qui détermine notamment les règles relatives à la construction et l'exploitation des ouvrages de transport.

(1) Independent Transmission Operator ou gestionnaire de réseau de transport indépendant.

Le Code de l'énergie assigne des obligations de service public à ENGIE et à ses filiales notamment celles gestionnaires d'infrastructures de gaz naturel. Il prévoit que l'État conclut avec ENGIE, GRTgaz et GRDF des Contrats de service public permettant d'assurer la mise en œuvre des missions de service public. Ces contrats ont été signés au quatrième trimestre 2015. Ils porteront sur la période 2015 – 2018. L'État publie un plan indicatif pluriannuel décrivant l'évolution prévisible de la demande en gaz naturel, la façon dont cette demande est couverte et les investissements programmés dans ce cadre.

La CRE assure le bon fonctionnement du marché au bénéfice du consommateur et garantit en particulier le respect par les gestionnaires d'infrastructures des obligations qui leur incombent : accès aux infrastructures, non-discrimination, respect de l'obligation de non-divulgaration des informations commercialement sensibles («ICS»). Les gestionnaires de réseau de transport et de distribution doivent établir un «Code de bonne conduite» approuvé par la CRE. Un responsable de la conformité indépendant, rapportant à la CRE, surveille sa mise en œuvre.

La CRE fixe le cadre de régulation (taux de rémunération des actifs, mécanisme d'indexation des tarifs, mesures visant à favoriser certains types d'investissements...) et les tarifs d'accès aux infrastructures correspondantes.

1.3.4.6.1 Les activités des stockages souterrains

Le Groupe est le leader du stockage souterrain en Europe, avec une capacité nette de stockage d'environ 12,5 Gm³.

France

Au 31 décembre 2015, 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 m³), quatre sont des stockages en cavités salines (pour un volume utile total de 1 milliard de m³) et un est un stockage en gisement déplété (pour un volume utile de 80 millions de m³) ; trois de ces sites sont mis en sommeil (correspondant à un volume utile total de 800 millions de m³) ;
- 51 compresseurs totalisant une puissance de 219 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 le décret du 21 août 2006 fixent les conditions d'accès aux stockages. Le décret précise en particulier les conditions d'attribution et d'allocation des droits d'accès aux capacités de stockage et de répartition de celles-ci. Il impose 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 1^{er} 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.

Ce système devrait évoluer à très court terme. Les pouvoirs publics, après avoir organisé une consultation des parties prenantes en avril 2015, souhaitent organiser une régulation du stockage : Seraient mis en place un système d'enchères pour commercialiser les capacités de stockage aux conditions de marché ainsi qu'un mécanisme de compensation financière permettant aux opérateurs de stockage de percevoir le revenu que le régulateur leur autorisera.

Allemagne

Storengy Deutschland GmbH, filiale à 100% de Storengy, se positionne comme un des leaders sur le marché du stockage en Allemagne avec plus de 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 m³ (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 m³ au total).

Royaume-Uni

Storengy UK Ltd, filiale à 100% de Storengy, a pour objet la construction et la commercialisation du stockage en cavités salines de Stublich, dans le Cheshire. Il s'agit d'un stockage d'une capacité totale à terme de 400 millions de m³ 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.

Stratégie des activités de stockage

Storengy doit s'adapter à un contexte marqué par des conditions de marché durablement défavorables mais aussi par l'évolution en cours vers une «transition énergétique», et pour cela :

- optimiser et valoriser son activité sur ses marchés traditionnels ;
- faciliter le déploiement du vecteur gaz, par exemple en contribuant à l'émergence de nouvelles solutions de stockage d'énergie (stockage d'hydrogène, de chaleur, de biométhane) ;
- valoriser ses compétences clés (forage, géosciences, maîtrise des risques...) à la fois sur son cœur de métier au grand international et grâce au développement d'activités nouvelles comme la géothermie.

1.3.4.6.2 Les activités des terminaux méthaniers

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

Elengy est le deuxième opérateur européen de terminaux méthaniers (*source GII/GNL*) et exploite trois terminaux méthaniers en France. Les installations exploitées par Elengy ont une capacité de regazéification⁽²⁾ totale de 21,25 milliards de m³ (Gm³) de gaz par an au 31 décembre 2015.

(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) *Quantité de gaz naturel, exprimée en volume gazeux, que le terminal est capable, sur une période donnée, de réceptionner sous forme de GNL et d'émettre sur le réseau de transport adjacent sous forme gazeuse.*

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 Gm³ par an. Son appontement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m³ de GNL et son réservoir a une capacité totale de 150 000 m³.

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 Gm³ par an, de deux appontements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 260 000 m³ de GNL (Qmax) et de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m³. La rénovation du terminal s'est achevée en 2013, permettant son exploitation jusqu'en 2035 à sa capacité actuelle.

Terminal de Fos Cavaou

Le terminal de Fos Cavaou, mis en service commercial en 2010, a une capacité de regazéification de 8,25 Gm³ par an, un appontement pouvant accueillir les navires de taille Qmax et trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m³. 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.

Environnement législatif et réglementaire propre aux activités de regazéification en France

Un terminal méthanier constitue une installation classée pour la protection de l'environnement (installation Seveso) et, à ce titre, son exploitation est soumise à une autorisation préfectorale spécifique (autorisation obtenue en 2008 pour Montoir-de-Bretagne et Fos Tonkin et en 2012 pour Fos Cavaou).

Accès aux terminaux méthaniers : principes et tarifs

Les tarifs régulés d'accès aux terminaux méthaniers applicables depuis le 1^{er} avril 2013 ont été fixés par la délibération de la CRE du 13 décembre 2012 et ajustés à mi-période par la délibération de la CRE du 17 décembre 2014. Ils sont applicables jusqu'au 31 mars 2017.

La formule tarifaire présente une structure en cinq termes fonctions (i) du nombre de déchargements, (ii) des quantités déchargées, (iii) de l'utilisation des capacités de regazéification, (iv) du gaz en nature, ainsi que (v) de la modulation saisonnière. La BAR de l'ensemble Elengy et Fosmax LNG s'élève à 1 098 millions d'euros au 1^{er} janvier 2016 avec un taux de rémunération de 8,5% réel, avant impôt sur les sociétés.

Stratégie des activités terminaux méthaniers

La stratégie d'Elengy 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 mettre en place 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 ;
- rechercher des relais de croissance à l'international en valorisant les compétences de gestionnaire d'actifs et d'exploitant développées depuis 50 ans.

(1) Source : benchmark interne à partir de données publiques 2015.

(2) Au 31 décembre 2015, 2 383 991 clients ainsi alimentés faisaient appel à un fournisseur alternatif de gaz.

1.3.4.6.3 Les activités de distribution en France

GRDF assure le développement, l'exploitation et la maintenance du réseau de distribution, achemine le gaz pour le compte des fournisseurs et des consommateurs et raccorde les producteurs de biométhane. L'activité de distribution s'exerce dans le cadre général défini à la Section 1.3.4.1 mais présente des spécificités liées à son caractère de service public local.

Environnement législatif et réglementaire propre à ces activités

Le régime de la concession

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.

Le service commun propre à GRDF et ERDF

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 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.

Les activités de GRDF

Au 31 décembre 2015, le réseau de distribution français de gaz naturel exploité par GRDF constitue le 1^{er} réseau de ce type en Europe par sa longueur (197 928 km⁽¹⁾). Il compte plus de 10,9 millions de points de livraison⁽²⁾ dans les 9 528 communes desservies (dont 8 947 relevant des droits exclusifs attribués à GRDF), représentant environ 77% de la population française.

GRDF représente, avec 276 TWh de gaz naturel livrés en 2015, 95% du marché français de la distribution de gaz en réseau.

La moyenne de la durée résiduelle de ses contrats de concession, pondérée par les volumes distribués, est de 12,91 ans au 31 décembre 2015.

Le service commun a réalisé en 2015 plus de 21,9 millions de relevés périodiques de compteurs gaz actifs et environ 2,3 millions d'interventions techniques chez les clients pour le gaz.

Accès au réseau de distribution : principes et tarifs

Le tarif de distribution de gaz de GRDF (dit «ATRD 4») est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012⁽¹⁾ pour une durée de quatre ans. Il s'applique à la zone de desserte exclusive de GRDF. Le mode de construction de ce tarif s'inscrit dans la continuité du tarif précédent (rémunération de la base d'actifs et prise en compte des charges d'exploitation). Un Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP) permet de compenser l'écart entre les prévisions et les réalisations pour certains postes de charges ou de produits, en particulier pour les recettes liées au volume de gaz acheminé.

La base d'actifs régulés (BAR) comprend tous les actifs de l'activité de distribution tels que les conduites et branchements, les postes de détente, les compteurs ou l'informatique, amortis de façon linéaire pour déterminer les charges de capital annuelles. Les conduites et branchements, qui représentent 92% des actifs figurant dans la BAR, sont amortis sur une durée de 45 ans. La BAR s'élève à 14 226 millions d'euros (sous réserve de validation de la CRE) au 1^{er} janvier 2015 avec un taux de rémunération de 6% réel, avant impôt sur les sociétés.

La grille tarifaire évoluait au 1^{er} juillet de chaque année selon un pourcentage de variation égal à «inflation + 0,2%» (hors effet du CRCP), sur la base d'une productivité de 1,3% par an sur les charges nettes d'exploitation. Au 1^{er} juillet 2015, cette évolution a été de +3,93%, intégrant l'effet CRCP et la couverture des coûts du système de comptage évolué de GRDF sur la période comprise entre mi-2013 et fin 2015. Par ailleurs, les mises à jour périodiques du catalogue et des prix des prestations (aux fournisseurs, clients et producteurs de biométhane) sont désormais soumises à délibération de la CRE.

Suite à la délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, un nouveau tarif (dit « ATRD5 ») entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2016 pour une durée de quatre ans.

L'application du tarif, son mode de calcul et ses grands principes (régulations incitatives, CRCP) s'inscrivent dans la continuité du tarif précédent (ATRD4, appliqué du 1^{er} juillet 2012 au 30 juin 2016).

La base d'actifs régulés (BAR) comprend tous les actifs de l'activité de distribution. Le taux de rémunération de la BAR s'élève à 5% (réel, avant impôts sur les sociétés). La baisse de 100 points de base par rapport au taux retenu par la CRE pour le tarif précédent est principalement liée à la baisse constatée des taux d'intérêts par rapport aux niveaux qui prévalaient lors du précédent tarif. Les charges d'exploitation sont couvertes par le tarif avec une incitation à la maîtrise de ces charges par l'opérateur. Un CRCP permet de compenser l'écart entre les prévisions et les réalisations pour certains postes de charges ou de produits, en particulier pour les recettes liées aux quantités de gaz acheminé (couverture de l'impact climatique).

L'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} juillet 2016 sera de +2,76% et évoluera ensuite au 1^{er} juillet de chaque année selon un pourcentage de variation égal à « inflation – 0,8% » (hors effet du CRCP).

(1) Délibération de la CRE du 28 février 2012.

(2) Source : benchmark interne à partir de données publiques 2010.

(3) Longueur contributive du réseau : longueur en kilomètres des canalisations du réseau considéré multipliée par le pourcentage de participation détenue par ENGIE.

Un cadre réglementaire spécifique au projet de compteurs communicants Gazpar a été défini dans la Délibération de la CRE du 17 juillet 2014. Il repose sur l'attribution d'une prime de rémunération de 200 points de base aux actifs de comptage mis en service pendant la phase de déploiement industriel (2017-2022), s'accompagnant d'un mécanisme global plafonné d'incitation au respect de toutes les dimensions du projet, à savoir :

- Un suivi biennal du respect du calendrier prévisionnel de déploiement du projet, avec des pénalités en cas de retard.
- Un suivi annuel des coûts unitaires des compteurs.
- Un suivi annuel de la performance du système.
- Un suivi annuel des dépenses d'investissements liés aux SI et à la chaîne communicante.

Stratégie de GRDF

La stratégie de GRDF est révisée tous les 4 ans. L'année 2015 a permis de tirer le bilan de l'ancien projet d'entreprise et de fixer un nouveau cap pour 2018 :

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

1.3.4.6.4 Les activités de transport

GRTgaz est détenu à environ 75% par ENGIE et 25% par la Société d'Infrastructures Gazières, un consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructures et la Caisse des Dépôts.

GRTgaz assure le développement, l'exploitation et la maintenance d'un réseau de transport, 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 par ailleurs une participation dans le réseau de transport Megal en Allemagne.

Les installations

GRTgaz possède en propre l'un des plus longs réseaux de transport européen de gaz naturel à haute pression⁽²⁾, représentant 32 323 km, en France, au 31 décembre 2015 : le réseau principal (8 346 km) transporte le gaz naturel des points d'entrée (terminaux méthaniers, points d'interconnexion avec les réseaux internationaux de gazoducs) jusqu'au réseau régional ; le réseau régional (23 977 km) l'achemine vers environ 4 500 postes de livraison desservant les clients industriels et les réseaux de distribution. GRTgaz exploite 27 stations de compression.

Au cours de l'exercice 2015, GRTgaz a transporté 53,6 milliards de m³ de gaz sur le réseau français (590 TWh).

Par ailleurs, GRTgaz dispose d'une participation dans le réseau de transport Megal situé en Allemagne (1 167 km) représentant une longueur contributive⁽³⁾ de 429 km.

Environnement législatif et réglementaire propre à l'activité de transport de gaz en France

Cette activité s'exerce dans un cadre général (défini au § 1.3.4.5) 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 sont 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.

Le 30 novembre 2015, le 1^{er} Contrat de Service Public a été signé entre l'État et GRTgaz portant sur les objectifs et modalités permettant la mise en œuvre des missions de service public (art. L. 121-46 du Code de l'énergie). Cohérent avec le cadre réglementaire (moyens alloués, objectifs), il prend non seulement en compte la sécurité d'approvisionnement et la continuité d'acheminement mais aussi de nouveaux enjeux pour l'industrie gazière (intégration et attractivité du marché gazier français, promotion du gaz et des gaz renouvelables, développement des nouveaux usages...).

Accès au réseau de transport : principes et tarifs

Par la délibération portant décision tarifaire du 13 décembre 2012, la CRE a défini la méthodologie et fixé les tarifs dits «ATRT 5» destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2013 pour une période de quatre ans. La grille tarifaire est mise à jour au 1^{er} avril de chaque année. Elle est établie de façon à couvrir, pour chaque année, le revenu autorisé par la CRE, en fonction des données d'inflation constatées et des meilleures prévisions disponibles de souscriptions de capacités pour l'année considérée.

La trajectoire des charges nettes d'exploitation intègre un objectif de productivité. Une incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissements est introduite, ainsi qu'une clause de rendez-vous au bout de deux ans permettant d'ajuster, sous conditions, la trajectoire des charges nettes d'exploitation sur les années 2015 et 2016.

Le taux de rémunération de base réel avant impôt sur les sociétés appliqué à la BAR est fixé à 6,5%. Une majoration de 3% est maintenue

pour les investissements déjà engagés créant des capacités supplémentaires sur le réseau principal. En ce qui concerne les nouveaux investissements, l'attribution de cette majoration est limitée aux projets Val de Saône et de l'odorisation décentralisée du gaz naturel.

La délibération de la CRE en date du 10 décembre 2015 conduit à une hausse moyenne du tarif de GRTgaz de 4,6% au 1^{er} avril 2016.

La BAR 2015 du réseau de transport s'élève à 7 579 millions d'euros (sous réserve de validation par la CRE).

Transport Europe

Megal GmbH & Co. KG («Megal»), détenue à 49% ⁽¹⁾ par GRTgaz Deutschland (filiale à 100% de GRTgaz) et à 51% par Open Grid Europe, possède un réseau de canalisations reliant les frontières tchèque et autrichienne à la frontière française. Megal a concédé les droits d'utilisation de ses actifs à GRTgaz Deutschland et à Open Grid Europe, qui gèrent séparément la prestation de transport achetée par les expéditeurs sur leur part du réseau. GRTgaz Deutschland GmbH commercialise environ 58% des capacités du réseau Megal.

Stratégie des activités de transport

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

- contribuer à une meilleure intégration des marchés européens en réalisant les investissements nécessaires ou en négociant des accords avec d'autres gestionnaires de réseaux de transport (par exemple avec les suisse FluxSwiss et italien Snam Rete Gas pour créer le premier point majeur d'entrée physique de gaz naturel en France depuis la Suisse, à Oltingue (Haut-Rhin) ;
- favoriser les nouveaux usages du gaz (industrie, mobilité) et 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) En 2013, GRTgaz a cédé ses parts dans le transporteur autrichien BOG et a fait passer sa participation dans MEGAL de 44% à 49%.

1.3.5 Branche Énergie Services

1.3.5.1 Mission

L'efficacité énergétique et environnementale est une des priorités de l'Europe en matière de lutte contre le réchauffement climatique et l'un des axes majeurs des politiques de développement durable des entreprises et des collectivités dans le monde.

C'est un des piliers de la transition énergétique. C'est aussi le cœur des métiers de la branche Énergie Services. Mieux consommer l'énergie, c'est obtenir un service optimal en réduisant à la fois la facture énergétique et l'impact environnemental.

Leader européen des services à l'énergie, la branche Énergie Services propose, principalement sous la marque Cofely, à ses clients de l'industrie, du tertiaire, des collectivités et administrations publiques et des infrastructures, des solutions d'efficacité énergétique et environnementale au travers de prestations :

- multi-techniques (génie électrique, thermique ou climatique, intégration de systèmes...);
- multi-services (ingénierie, installation, maintenance, exploitation, *facility management*);
- multi-énergies (énergies renouvelables, gaz...);
- multi-pays.

Ses prestations couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur des services énergétiques depuis la conception, l'installation et la maintenance d'équipements, jusqu'à la gestion des énergies et des utilités ou encore la maintenance multi-technique ou le *facility management* et ce dans la durée. La branche accompagne ses clients tout au long du cycle de vie de leurs installations et de leurs sites et leur permet d'optimiser leurs actifs, de mieux gérer leurs coûts, d'améliorer leur efficacité énergétique et de se concentrer sur leur cœur de métier. Elle développe des outils de production locale d'énergie intégrant de plus en plus d'énergies renouvelables telles que la biomasse, la géothermie ou le solaire. En outre, elle est en mesure de répondre aux défis auxquels nombre de clients industriels et tertiaires doivent faire face, tant en termes d'expertise technique, de management de projets et de gestion contractuelle que de maillage géographique :

- recentrage sur le cœur de métier et volonté d'externalisation avec recherche de solutions multi-techniques et multi-services intégrées, tant dans le secteur privé que public ;
- mise en œuvre de solutions d'efficacité énergétique ;
- modernisation des établissements publics : établissements de santé, campus universitaires, sites militaires ou pénitentiaires, etc. ;
- attention croissante portée à la mobilité et à la sécurité avec, comme corollaire, des besoins importants de modernisation des infrastructures de transport ferroviaire, routier et urbain ;
- nouvelles formes contractuelles permettant une indexation à la performance ou un partage des économies réalisées.

1.3.5.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2015	2014	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	16 001	15 673	+2,1%
EBITDA	1 227	1 127	+8,9%

La branche est présente dans près de 40 pays, essentiellement en Europe, où les activités s'exercent sur environ 1 300 sites.

1.3.5.2 Stratégie

Les priorités stratégiques de la branche Énergie Services sont les suivantes :

- conforter sa place de leader européen des solutions d'efficacité énergétique BtB par une accentuation de la dynamique commerciale et le développement de nouvelles offres ;
- développer sa présence à l'international sur des zones géographiques ciblées grâce à la croissance organique mais aussi *via* des acquisitions ;
- renforcer le contenu technologique de ses activités et développer l'innovation ;
- renforcer les synergies avec les autres branches du Groupe ;
- poursuivre l'amélioration de la rentabilité en optimisant les process, en mobilisant les synergies internes et en développant des offres transversales.

1.3.5.3 Organisation

Une organisation métier par pays

La branche est constituée de six pôles : Ingénierie, France Systèmes Installations & Maintenance, France Services, Réseaux, Benelux, International.

Chaque pôle est placé sous l'autorité d'un dirigeant unique répondant directement de ses résultats à la Direction Générale de la branche ; le mode de gestion de la branche est décentralisé afin que les décisions puissent être prises au plus près du terrain. Les coopérations commerciales et techniques entre les entités de la branche Énergie Services et avec les autres entités d'ENGIE sont encouragées pour atteindre l'efficacité optimale en termes de partage d'expertise technicommerciale et de coûts.

L'offre de la branche Énergie Services couvre l'ensemble de la chaîne de valeur des services multi-techniques :

- ingénierie-conception ;
- réalisation d'installations en génie électrique, mécanique et climatique ; intégration de systèmes ; grands projets ; maintenance industrielle ;
- gestion multi-techniques : génie électrique, thermique ou climatique, intégration de systèmes...
- gestion des réseaux d'énergie et des utilités sur site mais aussi des réseaux urbains dont la mobilité et l'éclairage public ;
- «*facility management*».

1.3.5.5 Faits marquants 2015

- Janvier : en France, Cofely Services signe un partenariat avec la *start-up* Partnering Robotics pour développer des services avec le robot Diya One.
- Février : en France, Cofely Réseaux s'associe avec Kyotherm, Omnes Capital et Storengy pour concevoir et exploiter le réseau géothermique du futur Villages Nature à Marne-la-Vallée.
- Février : au Royaume-Uni, *joint venture* entre Cofely (51%) et le Cheshire West and Chester Council pour développer les services aux administrés. Le contrat intègre le transfert de 300 employés municipaux dans la JV.
- Mars : en Allemagne, Cofely acquiert, via sa filiale HGS, la division «services» de la société SEVA, spécialisée dans la construction et l'exploitation de centrales de cogénération.
- Avril : en France, Cofely Ineo signe un contrat de performance énergétique de 12 ans pour l'éclairage public de la ville de Sainte-Adresse.
- Mai : en Afrique du Sud, Tractebel Engineering signe un contrat avec Eskom pour étudier et superviser la construction de 6 nouveaux générateurs et remplacer certains générateurs vapeur de la centrale de Koeberg.
- Juin : en France, Cofely Services remporte pour 25 ans la délégation de service public du futur réseau de chauffage urbain biomasse de Périgueux.
- Juin : en Belgique, Cofely renouvelle pour 15 ans son contrat de maintenance des sites de NRB, leader des services informatiques belges.
- Juillet : au Royaume-Uni, Cofely signe un contrat de *facility management* de 5 ans avec les brasseries Molson Coors.
- Juillet : au Chili, Cofely acquiert IMA, fournisseur de services de maintenance pour les industriels, prend 80% d'Energia del Sur (producteur de biomasse) et signe un contrat de *facility management* de 4 ans avec Mall Plaza pour un centre commercial à Santiago.
- Août : en Italie, Cofely signe un contrat d'efficacité énergétique de 5 ans avec le teatro alla Scala de Milan.
- Septembre : aux États-Unis, Cofely remporte, en partenariat public-privé, un contrat de 15 ans pour fournir les services d'exploitation et de maintenance (O&M) pour le *Detroit Metro Region Freeway Lighting*.
- Septembre : à Dubaï, Cofely Besix FM remporte deux nouveaux contrats de *facility management* avec la compagnie aérienne Emirates, pour le siège et le centre de formation.
- Septembre : en Australie, Cofely acquiert la société TSC, active dans la maintenance des bâtiments en Australie et en Nouvelle-Zélande.
- Septembre : en France, Cofely Axima acquiert les sociétés Nexilis, spécialiste du génie climatique, et Promat, expert en protection incendie.
- Octobre : aux États-Unis, Cofely acquiert, via sa filiale Ecova, la *start-up* Retroficiency, spécialisée dans les audits énergétiques à distance des bâtiments.
- Décembre : en Australie, Cofely acquiert DESA, l'un des leaders des solutions de communication, d'électricité et d'efficacité énergétique du pays.

1.3.5.6 Description des activités

Ingénierie (Pôle Ingénierie)

Tractebel Engineering est l'un des premiers bureaux d'ingénierie européens. Présent dans 20 pays, il offre des solutions en matière d'ingénierie et de conseil à ses clients publics et privés dans les secteurs de l'électricité, du nucléaire, du gaz, de l'industrie et des infrastructures. Tractebel Engineering propose une gamme de solutions innovantes et durables tout au long du cycle de vie des installations de ses clients : études de faisabilité, ingénierie de base, assistance à maîtrise d'ouvrage, assistance aux opérations et à la maintenance, démantèlement.

Systèmes, Installations et maintenance (Pôles France SIM, Benelux, International)

À travers ses filiales spécialisées telles que Cofely Axima, Cofely Endel, Cofely Ineo et Cofely Fabricom, ENGIE Énergie Services propose à ses clients des prestations multi-techniques pour améliorer la pérennité, la fiabilité et l'efficacité énergétique de leurs installations. ENGIE Énergie Services intervient dans les secteurs du tertiaire, de l'industrie, de l'énergie, du transport et des collectivités locales et offre des solutions innovantes en matière de :

- génie électrique, systèmes d'information et de communication ;
- génie climatique et réfrigération ;
- génie mécanique et maintenance industrielle.

Services énergétiques (Pôles FSE, Réseaux, Benelux, International)

Cofely développe des offres en efficacité énergétique et environnementale pour des clients du tertiaire et de l'industrie et contribue à l'aménagement urbain durable des collectivités locales. Cofely propose des solutions de :

- amélioration de la performance énergétique et limitation de l'impact environnemental des bâtiments (gestion-maintenance technique, contrats de performance énergétique...) ;
- production, exploitation et distribution d'énergies locales et renouvelables (centrales de cogénération, utilités industrielles, réseaux de chaleur et de froid) ;
- intégration de services (*facility management*, gestion multi-sites, partenariats public-privé...).

Production et distribution électrique (Pôle International)

La branche Énergie Services assure avec sa filiale la SMEG la distribution de l'électricité et du gaz à Monaco, et dans le Pacifique la production et la distribution de l'électricité avec ses filiales EEC (Nouvelle-Calédonie), EDT (Polynésie Française), EEFW (Wallis et Futuna) et Unelco (Vanuatu), étant partenaire à ce titre du développement de ces territoires.

Principaux marchés

La branche Énergie Services est présente sur quatre marchés principaux :

- l'industrie, pour environ 33% de son activité. Les grandes industries clientes de la branche sont l'industrie pétrolière, l'industrie papetière, la chimie, la production électrique, la sidérurgie, l'industrie agroalimentaire ;

- le tertiaire privé, pour environ 28% de son activité, notamment dans les bureaux et centres d'affaires, les centres commerciaux, les *data centers*, le résidentiel privé ;
- le tertiaire public, pour 22%. La branche est notamment présente dans l'habitat collectif, les administrations publiques, les hôpitaux, les campus universitaires ;
- les infrastructures, pour le reste de son activité. La branche effectue des travaux d'installation et de maintenance pour les réseaux électriques et gaziers, les ports et aéroports, les réseaux d'éclairage public, etc.

1.3.5.7 Environnement réglementaire

En France, l'environnement réglementaire de la branche a principalement été marqué par la loi 2015-992 du 17 août 2015, loi de transition énergétique vers une croissance verte. Pour servir des

objectifs ambitieux de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'évolution du *mix* énergétique et de réduction des consommations, cette loi met en place de nombreuses dispositions favorables au développement de l'efficacité énergétique et à celui de solutions énergétiques à l'échelle des territoires. Par la complémentarité unique de ses activités et de ses expertises, la branche est idéalement placée pour répondre aux besoins correspondants.

Au niveau européen, il faut noter la prise de conscience du rôle déterminant de la chaleur sur la voie d'une économie à bas carbone. La Commission européenne publiera prochainement une «Stratégie chaleur» qui sera déclinée dans les textes législatifs en fournissant un cadre propice à l'essor des réseaux de chaleur et à un meilleur déploiement de l'efficacité énergétique dans les bâtiments.

Ces évolutions ne pourront qu'être renforcées par les impulsions obtenues lors de la COP21.

1.3.6 Solairedirect

ENGIE a acquis, le 3 septembre 2015, la société Solairedirect qui est rattachée au Centre au 31 décembre 2015.

Solairedirect est une entreprise mondiale du secteur de l'énergie solaire qui, forte en France métropolitaine au 31 décembre 2015 d'une part de marché de 13,29% (cumul) et 22,37% (2015) en termes de mégawatts (MW) de capacité mise en service⁽¹⁾ et de son expérience acquise en matière de développement et d'exploitation d'unités de production photovoltaïques d'électricité en France et à l'étranger, saisit des opportunités de développement sur le secteur émergent de l'énergie solaire à coût compétitif sur différents marchés à travers le monde.

Solairedirect concentre ses activités sur des unités de production photovoltaïque d'électricité de grande taille, comprenant à la fois des parcs au sol et des installations sur toitures dont la puissance dépasse 1 MW.

Les opérations de Solairedirect se divisent en trois secteurs d'activités, cette structure étant destinée à capter le plus de valeur possible à chaque étape de la vie d'un projet photovoltaïque :

- «Développement et Construction» qui regroupe les activités de services de développement de projet, d'ingénierie, de fourniture et d'installation d'unités de production photovoltaïque d'électricité,
- «Services aux Actifs» correspondant aux services d'exploitation, de maintenance et de gestion relatifs aux unités de production photovoltaïque d'électricité à travers des contrats de long terme (20-25 ans), et
- «Gestion des Participations» correspondant à la gestion et à la valorisation par Solairedirect de son portefeuille de participations dans les unités de production photovoltaïque d'électricité.

Au 31 décembre 2015, Solairedirect a développé, construit et commercialisé 49 parcs solaires d'une puissance installée cumulée de 392,5 MW en France et 9 parcs solaires d'une puissance installée cumulée de 120,3 MW en Afrique du Sud, en Inde, aux Etats-Unis et au Chili. Le Groupe installe actuellement 17 parcs solaires en France, au Chili et en Inde qui totaliseront une puissance installée cumulée de 229,5 MW une fois achevés.

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 un ensoleillement élevé, un accès aisé aux financements et une dynamique de marché favorisant la compétitivité de l'énergie solaire par rapport aux autres sources d'énergie. Outre les parcs solaires visés ci-dessus, qui ont déjà démarré leurs opérations de commercialisation d'énergie ou qui sont en cours d'installation au 31 décembre 2015, Solairedirect dispose de projets potentiels d'une puissance cumulée de 5 855 MW aux différents stades de développement, dont 655 MW sont au stade *backlog*⁽²⁾, 1 807 MW sont au stade *pipeline*⁽³⁾ et 3 393 MW sont au stade de prospect qualifié⁽⁴⁾ (*qualified lead*). Signe de l'internationalisation croissante de ses activités, Solairedirect développe 67% de ses projets en *backlog*, 94% de ses projets en *pipeline* et de ses prospects qualifiés sur des marchés photovoltaïques hors de France.

Solairedirect propose aux investisseurs de l'industrie photovoltaïque une gamme complète de solutions clés en mains leur permettant d'investir dans des installations photovoltaïques produisant une électricité renouvelable et non-émettrice de gaz à effet de serre (GES) dans des conditions financières permettant une forte prévisibilité des flux de trésorerie. Pour chaque projet, Solairedirect choisit, de manière stratégique, soit de céder le contrôle de la société de projet qu'il a constituée à des capital-investisseurs au moment de la décision d'investissement (stade dit «*greenfield*»), auquel cas, il fournit, installe et met en service les installations de production pour le compte des investisseurs aux termes d'un ou plusieurs contrat(s) clés en mains, soit de procéder à cette cession après que l'installation photovoltaïque a démarré ses opérations de commercialisation d'électricité et a atteint sa phase de réception provisoire ou définitive (stade dit «*brownfield*») auquel cas, Solairedirect bénéficie dans ses états financiers consolidés de revenus récurrents de vente d'électricité à partir de la mise en service de l'installation et jusqu'à la cession aux investisseurs de contrôle de la société de projet détenant l'installation photovoltaïque en service. Dans les deux cas, Solairedirect peut fournir des services d'exploitation, de maintenance et de gestion des installations solaires en vertu de contrats long terme.

(1) Calcul établi à partir des statistiques du Panorama EnR RTE-ERDF-SER-ADeF 2015

(2) Avant la phase de construction, dans l'hypothèse de projets qui ne sont pas basés sur la vente d'électricité aux prix du marché de gros, projets pour lesquels le Groupe a conclu ou s'est assuré de la conclusion d'un contrat de vente d'électricité, et a vocation à s'assurer, dans les 12-18 mois à venir, des éléments restants nécessaires au financement du projet dans la juridiction concernée (contrôle du site, permis, conventions de raccordement aux Réseaux) ; dans l'hypothèse de projets basés sur la vente d'électricité aux prix du marché de gros, projets pour lesquels le Groupe s'est assuré des éléments nécessaires au financement du projet dans la juridiction concernée.

(3) Projets pour lesquels le Groupe ne s'est pas encore assuré des éléments permettant de qualifier le projet de projet en backlog mais pour lesquels le Groupe a franchi une des étapes suivantes : (i) le contrôle du site et les permis requis sont assurés, (ii) une convention de raccordement au réseau est signée ou sa signature est assurée, (iii) le projet a été sélectionné ou qualifié à l'issue d'une procédure d'appel d'offres qui comprend une première phase de sélection ou (iv) une offre a été émise dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres qui ne prévoit pas de première phase de sélection.

(4) Projets potentiels pour lesquels des dépenses de développement ont été approuvées par le Groupe et des ressources internes ont été affectées pour en assurer la conduite

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 2015, 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 21 et 22 de la Section 6.2 «Comptes consolidés».

CENTRALES ÉLECTRIQUES (CAPACITÉS > 400 MW ET CONSOLIDÉES À 100%, HORS UNITÉS EN CONSTRUCTION)

Pays	Site/centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type de centrale
Allemagne	Wilhelmshaven	731	Charbon
	Zolling	538	Charbon, biomasse, fioul
Arabie saoudite	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Ju'aymah	484	Gaz naturel
	Shedgum	484	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Hazelwood	1 554	Lignite
	Loy Yang	953	Lignite
	Pelican point	479	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	Pompape hydraulique
	Doel	2 905	Nucléaire
	Drogenbos	508	Gaz naturel
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
	Tihange	3 008	Nucléaire
Brésil	Cana Brava	450	Hydroélectrique
	Estreito	1 087	Hydroélectrique
	Jirau	3 075	Hydroélectrique
	Ita	1 450	Hydroélectrique
	Jorge Lacerda	773	Charbon
	Machadinho	1 140	Hydroélectrique
	Salto Osório	1 078	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 420	Hydroélectrique
Chili	Mejillones	869	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	963	Gaz naturel, charbon, fioul
Émirats arabes unis	Fujairah F2	2 000	Gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Gaz naturel
	Shuweihat 2	1 510	Gaz naturel
	Taweelah	1 592	Gaz naturel
	Umm Al Nar	2 240	Gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Gaz naturel
	Castelnou	791	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.

Pays	Site/centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type de centrale
États-Unis	Astoria 1	575	Gaz naturel
	Astoria 2	575	Gaz naturel
	Armstrong	620	Gaz naturel
	Bellingham	527	Gaz naturel
	Blackstone	478	Gaz naturel
	Coleto Creek	635	Charbon
	Hays	893	Gaz naturel
	Midlothian	1 394	Gaz naturel
	Northfield Mountain	1 146	Pompage hydraulique
	Troy	609	Gaz naturel
	Wise County Power	746	Gaz naturel
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
Grèce	Viotia	570	Gaz naturel
Indonésie	Paiton	1 220	Charbon
	Paiton 3	815	Charbon
Italie	Torre Valdaliga	1 442	Gaz naturel
	Vado Ligure	1 373	Gaz naturel et charbon
Koweït	Az Zour North	668	Gaz naturel
Oman	Al-Rusail	665	Gaz naturel
	Barka 2	678	Gaz naturel
	Barka 3	744	Gaz naturel
	Sohar	585	Gaz naturel
	Sohar 2	744	Gaz naturel
Pakistan	Uch 1	551	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 931	Gaz naturel
	Flevo	873	Gaz naturel
	Rotterdam	731	Charbon
	Gelderland	592	Charbon et biomasse
Pérou	Chilca	805	Gaz naturel
	ILO 31	564	Fioul
Pologne	Polaniec	1 717	Charbon, biogaz et biomasse
Porto Rico	Ecoelectrica	507	Gaz naturel
Portugal	Elecgas	840	Gaz naturel
	Pego	576	Charbon
	Turbogas	990	Gaz naturel
Qatar	Ras Laffan B	1 025	Gaz naturel
	Ras Laffan C	2 730	Gaz naturel
Royaume-Uni	Deeside	515	Gaz naturel
	First hydro	2 088	Pompage hydraulique
	Rugeley	1 026	Charbon
	Saltend	1 197	Gaz naturel
Singapour	Senoko	3 201	Gaz naturel et fioul
Thaïlande	Gheco One	660	Charbon
	Glow IPP	713	Gaz naturel
Turquie	Ankara Boo	763	Gaz naturel
	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 (Mm ³) 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)	640
France	Cerville (Meurth-et-Moselle)	650
Allemagne	Uelsen	840

(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	1,7
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.

Aussi, ENGIE a créé en février 2014 une entité «Innovation, Marketing et Nouveaux Business», 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. Elle 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. Quatre secteurs prioritaires ont été identifiés par le Groupe :

- La gestion digitale de l'énergie ;
- La production décentralisée et le stockage d'énergie ;
- Les villes, les territoires et la mobilité ;
- L'efficacité énergétique et le confort domestique.

De nouveaux outils et processus sont déployés pour favoriser la créativité entrepreneuriale et pour faire en sorte que l'innovation concoure durablement au développement commercial du Groupe. Un réseau social de l'innovation «innov@ENGIE» a été lancé mi-2014 auprès des collaborateurs du Groupe. Cet outil interne a pour ambition de favoriser la dynamique de l'innovation dans le Groupe et l'innovation collaborative. Au 31 décembre 2015, il comptait plus de 8 700 membres. En moyenne, cinq idées de nouveaux produits ou de nouveaux métiers sont déposées chaque semaine. 350 idées ont ainsi été proposées fin 2015.

Pour transformer ces idées en produits, un processus d'incubation des projets de collaborateurs a vu le jour. Au 31 décembre 2015, 14 équipes de collaborateurs du Groupe incubaient leurs projets dans des incubateurs externes, fruits de partenariats conclus avec notamment en France : Paris Région Lab, Le Village, Agoranov, Atlanpole, Euratechnologie, Midi-Pyrénées), en Belgique : Costation, WSL, ou encore aux Pays-Bas, au Royaume-Uni ou au Brésil.

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 2015, la 7^e édition des Trophées de l'Innovation a recueilli environ 500 candidatures.

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 et a lancé environ 20 appels à projets à destination des *start-ups*. ENGIE a également été à l'origine de plusieurs événements publics : un «Hackathon» sur les drones, des «Innovation Days» à Marseille et à Bordeaux. En juin 2015, la «semaine de l'innovation» d'ENGIE a déclenché l'organisation de 120 événements rassemblant collaborateurs du Groupe, *startups* et entrepreneurs dans 21 pays.

Le fonds d'investissement ENGIE New Ventures, doté de 100 millions d'euros, a été lancé en mai 2014 pour accompagner des *start-ups* innovantes. Ce fonds a pour fonction de prendre des participations (minoritaires) dans des startups en développement liées aux activités du

Groupe, en leur offrant un double levier : financier grâce à l'investissement et opérationnel auprès des filiales du Groupe.

Au 31 décembre 2015, huit opérations avaient été menées, dans des domaines comme le stockage de l'énergie (AMS), les réseaux dédiés aux objets connectés (Sigfox), l'effacement (Kiwi), les drones (Redbird),

les nano-technologies (APIX), le big data (Tendril) ou la mobilité (Powerdale). Enfin, le Groupe mène des projets transverses permettant l'émergence de nouveaux produits tels "Terr'Innove", démarche d'accompagnement énergétique des territoires.

1.5.2 Recherche & Technologies

ENGIE mène des travaux de recherche en vue de maîtriser et porter à maturité les technologies de demain qui seront différenciantes pour l'ensemble de ses métiers, et d'améliorer la performance de ses entités opérationnelles. Ces travaux, qui s'appuient sur des partenariats avec des organismes mondialement reconnus, participent à la reconnaissance à l'externe de l'expertise du Groupe et lui permettent de remporter des marchés.

En 2015, les dépenses pour la recherche et le développement technologique du Groupe se sont élevées à 190 millions d'euros.

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

1.5.2.1 Les axes prioritaires

En 2015, la Direction Recherche & Technologies a :

- Développé ses activités et poursuivi son internationalisation avec l'ouverture de nouveaux laboratoires à Masdar (Émirats Arabes Unis) et à Singapour, au-delà du laboratoire déjà ouvert en 2014 au Chili ;
- Créé de nouveaux centres de compétences comme le Drones Lab et le 3D Printing Lab après celui dédié aux batteries en 2014 ;
- Intensifié la politique de projets pilotes avec le démarrage de la construction du projet Gaya (gazéification de biomasse sèche), et le lancement de nouveaux pilotes dans quatre domaines : les objets connectés, la récupération de chaleur à basse température, l'énergie décentralisée et les hydroliennes ;
- Été fortement impliquée dans des actions associées à la COP21 tant par la proposition de solutions techniques (système de cogénération à base de gaz vert pour chauffer le bâtiment du Bourget choisi à la suite de travaux au CRIGEN) que par la réalisation d'actions de sensibilisation du grand public au pilotage intelligent de l'énergie dans le logement (jeu «Smarty21») ou encore l'organisation d'une grande compétition internationale, le «décarbonathon», portant sur la recherche de solutions permettant de réduire les émissions de CO₂ et l'empreinte écologique des villes (en partenariat avec le *World Economic Forum Young Global Leaders*, le *National Physical Laboratory*, la *KIC Climat* et l'INPI).

Les programmes de recherche corporate alimentent la veille technologique et coordonnent les travaux prospectifs portant sur les thématiques technologiques prioritaires. Les réalisations majeures de 2015 pour les thèmes de recherche prioritaires sont les suivantes :

- Ville et usages de l'énergie : développement de «PowerZee», première application digitale ludique permettant aux résidents du campus universitaire de Nanyang (Singapour) de participer aux économies d'énergie ; contribution au développement du simulateur 3D de solutions pour la ville durable à la française («Astainable®») ; réalisation de tests de terrain confirmant les performances de la pompe à chaleur à absorption «Robur» de 18 kW en maisons individuelles ; dans le cadre d'un projet européen, réalisation de tests de piles à combustibles en laboratoire et chez des clients ;

- Mobilité verte : test de solutions performantes de rechargement de véhicules électriques avec la société Powerdale, développement d'une collaboration avec l'école des motoristes de Francorchamps pour former les techniciens aux moteurs au gaz ;
- Technologies numériques et gestion intelligente de l'énergie : quantification de la valeur apportée par les solutions de stockage de l'énergie aux gestionnaires de réseau de distribution confrontés à l'augmentation de la production renouvelable intermittente ; étude de l'opportunité de l'analyse croisée de données de différentes entités du Groupe pour créer de la valeur ; sélection d'un projet permettant de tester l'interopérabilité et la cyber-sécurité de solutions digitales pour la maison ;
- Énergies renouvelables et Énergies distribuées : étude des systèmes d'énergies distribuées et des briques technologiques associées ; lancement de nouveaux projets collaboratifs dans le domaine des énergies distribuées, de l'éolien offshore flottant et de l'hydrolien flottant ; essais comparatifs en conditions réelles des premiers modules photovoltaïques organiques ; poursuite des travaux sur les démonstrateurs de production de biométhane de seconde génération (Lyon, France), de solaire thermodynamique à concentration (Mejillones, Chili) et d'une ferme pilote hydrolienne (Raz Blanchard, France) ;
- Vecteur Hydrogène : poursuite des travaux relatifs au développement d'électrolyseurs pour la production de méthane de synthèse et de méthanol ; démonstration, spécifications industrielles pour la flexibilité ;
- Gaz Naturel Liquéfié (GNL) et chaînes gazières du futur : développement de la filière GNL carburant via la réalisation d'études sur l'évolution des caractéristiques du GNL carburant dans le temps, l'analyse du cycle de vie et le développement d'applications d'optimisation des chaînes de transport et distribution de GNL ; développement de la filière GNL de détail («Retail LNG») : étude d'options d'infrastructures pour développer l'offre de distribution de GNL à petite échelle ;
- Réduction et valorisation du CO₂ : investigation des pistes de valorisation du CO₂ telle l'hydrogénation pour la production de méthane ou de méthanol ou encore la valorisation du CO₂ par voie biologique avec production de combustible liquide renouvelable.

Les activités pilotées par la Direction Recherche & Technologies sont principalement réalisées dans les laboratoires de recherche et d'expertise spécialisés du Groupe qui interviennent dans le monde entier pour les entités opérationnelles du Groupe et des clients externes.

1.5.2.2 Un réseau international d'entités de recherche

- Le CRIGEN est le laboratoire du Groupe dédié aux métiers du gaz, aux énergies nouvelles et aux technologies émergentes. Situé en région parisienne, il compte 345 collaborateurs, 7 centres d'essais, 1 centre de calcul scientifique et des clients dans plus de 30 pays. Il porte aussi le laboratoire du Groupe à Singapour. Le CRIGEN développe des méthodes de travail favorisant l'innovation.

Réalisations marquantes 2015 :

- innovation : organisation de la 3^e édition des «CRIGEN Innovation Days» avec 15 entités du Groupe, du «Hackaton Data Search Engine & Analytics» en partenariat avec la Direction des Systèmes d'Information, participation au premier hackathon sur les drones ;
 - accueil dans son incubateur de *start-ups* pour appui à l'industrialisation des solutions : *startups* Lidron (prise de cotes à partir d'un capteur laser) et Cédalion (*drone testing* pour détection d'anomalies dans les canalisations) ;
 - utilisation de bio-polymères pour remplacer le chlore dans le traitement des micro-organismes dans les circuits d'eau de regazéificateurs des terminaux méthanières d'Elengy ;
 - mise en service d'un laboratoire de test des compteurs et des chaînes communicantes du projet Gazpar pour GRDF ;
 - réalisation de campagnes d'essais de qualification des performances d'une chaudière à condensation raccordée à des objets connectés «intelligents».
- Laborelec est le laboratoire du Groupe dans les technologies de l'électricité. Implanté près de Bruxelles, il dispose de succursales aux Pays-Bas, en Allemagne et porte les laboratoires du Groupe au Moyen-Orient et au Chili. Laborelec compte 236 collaborateurs. Son expertise se focalise sur la réduction des impacts environnementaux, l'amélioration de la disponibilité et de la maintenance des équipements et les systèmes énergétiques du futur.

Réalizations marquantes 2015 :

- assistance technique aux centrales d'EnerSur (Chili) pour la mise en service d'installations, la réalisation d'expertises techniques de turbines à gaz et le développement de centrales photovoltaïques ;
 - actualisation du référentiel cyber-sécurité du Groupe, accompagnement de son déploiement, et création d'un centre de support aux entités du Groupe ;
 - support technique au projet de parc éolien flottant WindFloat (Portugal) dans les domaines de la protection anticorrosion, l'architecture du système électrique, le soudage de composants et la surveillance de l'état des installations ;
 - appuis techniques fournis aux centrales nucléaires de Doël et Tihange pour établissement du dossier de redémarrage des réacteurs (qualification des contrôles non destructifs, analyses des causes des anomalies détectées) ;
 - application des méthodes d'évaluation de l'efficacité des procédés de capture du CO₂ développées : réalisation d'une campagne de suivi d'émissions de l'usine pilote de capture du carbone du centre de test de Mongstad (Norvège).
- Cylergie, GIÉ basé à Lyon, regroupe les activités de recherches de Cofely Services et d'autres entités de la branche Énergie Services en matière de services à l'énergie. Ses axes de recherche portent sur les réseaux de chaleur et de froid, les énergies renouvelables et le stockage thermique, la performance énergétique du bâtiment, le confort et la qualité de l'air intérieur, la gestion du risque santé, la maîtrise de l'impact environnemental de nos installations.

Réalizations marquantes 2015 :

- déploiement des objets connectés SIGFOX sur les métiers de Cofely Services ;
 - intégration des solutions innovantes de plusieurs *start-ups* pour développer une offre dans le domaine de la Qualité de l'Air Intérieur ;
 - développement d'un «immeuble virtuel» pour tester des systèmes de régulation.
- Cofely Ineo, rattaché à la branche Énergie Services, est implanté en France et structure son activité de R&D et d'innovation autour des notions de systèmes et de «systèmes de systèmes» alliant des compétences dans l'énergie, les réseaux de communication et les systèmes d'information.

Réalizations marquantes 2015 :

- poursuite du projet de Smart Grid à l'échelle d'une zone d'activité économique à Toulouse avec le développement de solutions de stockage par batterie et volant d'inertie ;
 - développement d'une plateforme multi-technique de «SmartCity» sur une base technologique «OpenControl®» (Barcelone) ;
 - étude de solutions anti-drones.
- Tractebel Engineering est une société internationale de conseil en ingénierie dans les domaines de l'énergie et des infrastructures complexes, dont les services couvrent l'ensemble du cycle de vie des projets. Ses activités de R&D portent notamment sur l'énergie renouvelable, le nucléaire, l'hydraulique et les réseaux d'électricité.

Réalizations marquantes 2015 :

- travaux dans le cadre de projets collaboratifs sur le fonctionnement du futur réseau électrique paneuropéen ;
 - intégration de la mobilité électrique à la gestion des réseaux tenant compte du développement de la production renouvelable.
- La filiale Gaztransport & Technigaz oriente son activité de R&D sur l'amélioration de la performance de ses technologies et le développement de nouvelles offres de produits et services à fort contenu technologique ;
 - La filiale Exploration & Production International opère la R&D dans le domaine des géosciences et des opérations-production pour répondre aux besoins opérationnels de ses filiales et des stockages souterrains du Groupe. Ses travaux ont par exemple permis de développer et de tester des solutions de traitement des eaux de production pour ses opérations offshore ;
 - Dans le domaine du nucléaire, les activités de R&D portent essentiellement sur la mise en stockage de surface ou géologique des déchets nucléaires, la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement d'installations nucléaires, l'amélioration des performances des centrales existantes et l'extension en toute sûreté de leur durée de vie, l'optimisation de l'utilisation du combustible, les impacts sociétaux du nucléaire et la sûreté des réacteurs et des technologies de 3^e génération et des SMR (*Small Modular Reactors*) notamment le concept innovant de SMR immergé permettant un accès rapide à la production nucléaire.

02

Facteurs de risque

2

2.1	Processus de gestion des risques	53	2.4	Risques industriels	61
2.1.1	Politique de management global des risques	53	2.4.1	Installations industrielles et sites Seveso	62
2.1.2	Gestion de crise	53	2.4.2	Pollution du milieu environnant	62
2.1.3	Couverture des risques et assurances	53	2.4.3	Centrales nucléaires en Belgique	62
2.2	Risques liés à l'environnement externe	54	2.4.4	Exploration-production d'hydrocarbures	63
2.2.1	Environnement économique	54	2.5	Risques financiers	64
2.2.2	Environnement réglementaire et politique	55	2.5.1	Risque de marché sur matières premières	64
2.2.3	Impact du climat	57	2.5.2	Risque de contrepartie	64
2.2.4	Risque de réputation	57	2.5.3	Risque de change	64
2.3	Risques opérationnels	58	2.5.4	Risque de taux d'intérêt	65
2.3.1	Achats - ventes	58	2.5.5	Risque de liquidité	65
2.3.2	Gestion des actifs et développements	59	2.5.6	Risque de dépréciation	65
2.3.3	Risques juridiques	60	2.5.7	Risque sur actions	65
2.3.4	Risques éthiques	60	2.5.8	Risque fiscal	65
2.3.5	Risques liés aux ressources humaines	60	2.5.9	Risque sur le financement des pensions de retraite	66
2.3.6	Risques liés à la santé, la sécurité, la sûreté et la protection du patrimoine	61			
2.3.7	Risques liés aux systèmes d'information	61			



Facteurs de risque

Les risques significatifs auxquels le Groupe estime être exposé sont présentés ci-dessous. D'autres risques non cités 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 management global 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 «mieux 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 de l'Audit, des Risques et du Contrôle Interne qui supervise le Service 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 de Direction Générale : chaque risque prioritaire identifié est coordonné par un membre du Comité de Direction Générale ou par le Directeur de la direction fonctionnelle concernée. 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 observateurs externes et des événements majeurs. Le dispositif actuel de gestion des risques est maintenu et renforcé dans la nouvelle organisation du Groupe.

2

2.1.2 Gestion de crise

ENGIE peut avoir à faire face à des situations de crise. Le Groupe a donc défini une politique de gestion et 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 0,3 % du chiffre d'affaires 2015 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 du Groupe pour un montant total de 800 millions d'euros tous dommages confondus. 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).

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.

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation est 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. 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.

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 de risque 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, exercée principalement *off shore*, 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 50 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 et de se

préparer à certaines évolutions de l'environnement externe. La politique de recherche et d'innovation du Groupe contribue également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Section 1.5.1 «L'innovation»).

2.2.1 Environnement économique

2.2.1.1 Marchés du Groupe

L'activité du Groupe dépend du niveau de l'activité économique qui peut se traduire chez les clients par une baisse de la demande en énergie et en services associés. Des modifications de l'offre ou de la demande sur les marchés de l'énergie impactent les prix des matières premières (gaz, pétrole, charbon, électricité...). Ces changements de l'environnement externe affectent directement les volumes d'affaires et les marges du Groupe.

En zone OCDE, le ralentissement structurel de la demande en énergie est une conséquence de l'amélioration de la performance énergétique (bâtiments neufs et rénovés, réseaux, process industriels), des réglementations volontaristes et de l'attitude écoresponsable des consommateurs (privés et publics).

Dans les pays hors OCDE, la croissance de la demande en énergie est soutenue mais reste sensible au niveau de croissance économique de ces pays.

Face à ces risques, des dispositifs de veille sont mis en place et les modèles d'affaires adaptés. La diversité des géographies et des métiers des activités du Groupe constitue un moyen de mitigation. En outre, le Groupe présente une gamme d'offres en services énergétiques destinés aux clients industriels, professionnels et particuliers en Europe et hors d'Europe, pour répondre aux besoins spécifiques de la transition énergétique.

En Europe, l'absence de croissance significative, l'essor des renouvelables et la compétitivité du charbon génèrent des surcapacités de centrales thermiques, impactant le parc de production électrique du Groupe. Par ailleurs, la stagnation de la demande en gaz naturel pourrait également entraîner des surcapacités dans les infrastructures gazières en Europe, néanmoins de nouveaux usages se développent comme le biogaz ou le *power to gas*.

Les politiques en matière de réduction des émissions de CO₂, les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et d'autres dispositifs réglementaires et fiscaux complexifient les équilibres concurrentiels entre les diverses formes d'énergie et peuvent, d'une part obérer la rentabilité des actifs existants, d'autre part entraîner une incertitude quant aux choix technologiques pertinents pour le futur (gaz, énergies renouvelables, nucléaire, charbon...).

À court terme, le Groupe optimise son parc de production et gère les risques marchés (voir 2.5.1 «Risque de marché sur matières premières»). Le Groupe a fermé ou mis sous cocon plusieurs unités de production thermique en 2015. À moyen terme, le Groupe se mobilise pour proposer un nouveau modèle de marché de l'énergie en Europe, notamment dans le cadre de l'initiative Magritte⁽¹⁾. À plus long terme, un dispositif de veille technologique permet au Groupe de nourrir des scénarios stratégiques d'anticipation des évolutions du mix énergétique.

2.2.1.2 Environnement concurrentiel

Dans ses divers métiers, le Groupe est en concurrence avec des acteurs aux profils de plus en plus variés, tant sur la taille, avec des acteurs internationaux ou locaux émergents, que sur 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 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, mais aussi plus largement des services avec de nouveaux concurrents issus des technologies de l'information, des télécoms et des équipementiers. Le Groupe rationalise son fonctionnement et ses process pour adapter sa structure de coûts, valoriser sa position intégrée sur la chaîne de valeur et développer des offres adaptées à l'évolution de son environnement.

2.2.1.3 Évolution du business model

Le secteur énergétique évolue rapidement : dans les technologies (solaire, éolien, stockage d'électricité), dans les attentes des clients (changement climatique), dans la structure de la concurrence et la digitalisation du secteur. Pour répondre à ces évolutions, le Groupe a mis en place une structure dédiée à l'innovation et aux nouveaux métiers avec des relais dans son organisation afin de proposer des solutions adaptées à ses clients et préparer les relais de croissance du futur.

Le Groupe s'oriente vers le développement des énergies renouvelables et le développement de services adaptés à la transition énergétique. La mise en œuvre de la nouvelle organisation du Groupe, même si elle comporte des risques d'exécution propres à tout projet important, permettra de mettre en œuvre la stratégie de développement du Groupe.

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 pourraient notamment impacter la stratégie et les résultats du Groupe :

- la politique européenne en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 promeut l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de CO₂ et l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique ;
- la loi française sur la transition énergétique fournit une plus grande visibilité s'agissant des objectifs carbone et du pilotage de la transition énergétique. Ces évolutions doivent s'accompagner de vigilance dans la mise en œuvre de certaines mesures, notamment les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, la mise en concurrence des concessions hydroélectriques et les dispositifs de

lutte contre la précarité énergétique, dont l'ambition et le calendrier sont de véritables défis pour tous les acteurs ;

- les évolutions des réglementations européennes et nationales sur les quotas et les prix de CO₂ affectent le marché du CO₂ en Europe et ont des conséquences sur la compétitivité relative du gaz naturel et du charbon dans la production d'électricité. Des pays de plus en plus nombreux adoptent de telles réglementations. Au plan européen, la révision post-2020 du système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre constituera un enjeu d'importance. Dans le secteur non-ETS, 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 et du gaz naturel ;
- 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 ;
- la Directive européenne relative à l'efficacité énergétique, adoptée fin 2012, doit être transposée dans les différentes législations des États Membres et implique notamment en France un doublement de l'obligation en matière de Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) pour la 3^e période 2015-2017, ce qui pourrait avoir un impact sur les marges du Groupe en France ;

(1) Voir 1.1.4 Priorités stratégiques.

- le règlement européen sur la protection des données personnelles qui devrait voir le jour début 2018 devra s'apprécier au regard de son incidence sur les activités commerciales d'ENGIE dans les années à venir ;
- 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 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 3.3 «Informations environnementales»). En 2015, le Groupe a décidé de ne plus lancer de nouveaux développements dans le charbon, convaincu que le prix du carbone va progressivement s'implanter dans les différentes régions du monde et que les centrales charbon seront pénalisées à l'avenir.

2.2.2.2 Réglementation sectorielle

Dans certains États d'Europe ou au niveau européen, ainsi que dans certaines autres régions incluant les États-Unis, l'Asie-Pacifique, le Mexique et le Brésil, des interventions 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 taxation élevée 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 des services collectifs. Le déficit budgétaire et le niveau d'endettement élevés des États contribuent à accroître ce risque.

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

- la Commission européenne a publié le 25 février 2015 les grandes lignes de sa politique sous un chapeau «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 en 2016, le Groupe est particulièrement attentif au cadre qui permettra un développement coordonné des marchés de capacité nationaux ;
- 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 technique de nos opérations ;
- 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 prévue pour le 1^{er} janvier 2017. 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 11 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 nationaux 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 ;
- au Brésil, le Groupe est exposé à des changements de la régulation des marchés de l'électricité ; par exemple, des conditions de sécheresse pourraient conduire à une moindre disponibilité de la production hydraulique et à une exposition accrue à la volatilité des marchés pour substituer la production perdue ;
- aux États-Unis, les développements en cours et l'évolution de la régulation du marché de l'électricité pourraient engendrer une incertitude sur les résultats du Groupe dans cette zone ;
- dans la région Asie-Pacifique et au Mexique, la dérégulation des marchés de l'énergie et le renouvellement des tarifs pourraient aussi augmenter l'incertitude sur les résultats du Groupe.

Par son action au sein de l'initiative «Magritte» réunissant les principaux dirigeants d'entreprises énergétiques européennes ou 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 réglementaires et législatifs. Certaines évolutions de la réglementation sont d'ailleurs porteuses de nouvelles opportunités pour les activités du Groupe (voir au Chapitre 1 la description du cadre législatif et réglementaire dans lequel opèrent les différentes entités).

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.

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.

2.2.2.4 Acceptabilité 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 peuvent impliquer une procédure longue et coûteuse. Par ailleurs, 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 3.4 «Informations sociétales»).

2.2.2.5 Risque pays

Le Groupe est présent, se développe ou s'approvisionne en gaz 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, effets extraterritoriaux de certaines législations... De plus, dans certains pays, le Groupe pourrait être dans l'incapacité de défendre ses droits devant les tribunaux locaux en cas de conflit avec les Etats ou d'autres entités publiques locales.

La diversité des implantations du Groupe procure une certaine mitigation 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'implantation en appliquant une procédure d'investissement formalisée qui évalue le risque. L'insertion de clauses d'arbitrage international dans les contrats 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.

2.2.3 Impact du climat

Des variations climatiques importantes d'une année sur l'autre (essentiellement en termes de températures, mais aussi d'hydraulicité⁽¹⁾ et de vent) peuvent provoquer des variations substantielles de l'équilibre offre-demande en électricité et en gaz. Ces facteurs, combinant des impacts prix et volumes et pouvant s'intensifier par les conséquences du réchauffement climatique à venir, ont un effet direct sur les résultats du Groupe.

Au-delà des variations annuelles, on assiste à un réchauffement du climat moyen, même si des périodes de froid intense sont possibles en Europe. La réglementation impose aux fournisseurs de prévoir des capacités de stockage en fonction de leur portefeuille de clients. Des

réservations inadaptées pourraient conduire à des tensions fortes sur l'équilibre offre-demande de gaz en Europe et notamment en France.

Si le Groupe ne peut se couvrir contre l'aléa de demande, il dispose de moyens de modulation de ses achats de gaz et d'optimisation de ses moyens de production électrique lui permettant d'adapter ses coûts de production et d'approvisionnement (voir Section 2.3.1 «Achats-ventes»).

À plus long terme, le Groupe peut être confronté à une augmentation des événements extrêmes (inondations, pénurie d'eau, sécheresse...). Le Groupe conduit une réflexion associant développement durable et gestion de l'impact du changement climatique sur ses activités, notamment dans le cadre d'une politique environnementale et sociétale proactive (voir Section 3.3 «Informations environnementales»).

2.2.4 Risque de réputation

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, GDF SUEZ est devenu ENGIE dans le but de donner au Groupe 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 (Section 2.3 «Risques opérationnels») et les attaques en dénigrement qui pourraient affecter sa réputation.

(1) Disponibilité de la ressource en eau pour un barrage ou un cours d'eau, dépendant de la pluviométrie.

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 *take-or-pay* à long terme (voir Section 1.3.1.6.1 «Central Western Europe»).

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 Yémen ou Égypte), 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 le résultat 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 menées ces dernières années ont permis d'intégrer des indices marchés dans les contrats à long terme et/ou de réduire le différentiel entre le 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 en Europe, aux États-Unis et en Australie, 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 amené à acheter de l'électricité pour fournir ses clients et pallier par exemple une indisponibilité 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

Les principaux risques portant sur les ventes régulées sont mentionnés en Sections 2.2.2.2 «Réglementation sectorielle» et 2.2.2.3 «Prix régulés, administrés ou réglementés».

Dans ses activités d'optimisation de portefeuille d'actifs physiques (centrales, 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 performance de la fonction Achats et Approvisionnement et son efficacité dans la gestion des risques associés impactent l'ensemble des métiers du Groupe. La gestion des risques achats et fournisseurs fait l'objet d'un suivi au niveau du Groupe, en particulier, les risques externes ayant un impact jugé le plus important, comme la défaillance d'un fournisseur majeur et la dépendance d'une entité du Groupe vis-à-vis d'un fournisseur critique ou inversement.

La mise en place de la gestion des achats par marchés homogènes de fournisseurs permet de renforcer les processus de sélection et de qualification des fournisseurs, de suivre leur performance et donc, de limiter l'impact de ces risques sur les activités du Groupe. De même, dans les projets, la gestion des risques couvre les risques spécifiques achats et fournisseurs/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

Dans le cas de 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'acquisition mis en œuvre par le Groupe, notamment lors des *due diligences*, visent à appréhender au mieux les incertitudes qui pèsent en pareil cas sur ces différents risques. L'appréciation qui en résulte dépend de la qualité de l'information qui lui est transmise et est limitée par l'encadrement juridique et réglementaire applicable en droit local des sociétés.

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 ou des barrages, 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 à long terme, 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 soient pas 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 de management de projet communes viennent renforcer les dispositifs existants au sein des entités réalisant des projets industriels.

Par ailleurs, la mise en œuvre de dispositifs de *contract management* permet de maîtriser une partie de ces risques, entre autres par des mécanismes d'indemnisation, tant vis-à-vis des clients et donneurs d'ordre que des fournisseurs et sous-traitants. La souscription d'assurances permet d'indemniser les sinistres assurés mais aussi d'améliorer la prévention.

2.3.2.3 Risque sur le développement nucléaire

Le Groupe poursuit activement ses projets de développement, de construction et d'exploitation de centrales nucléaires. Le Groupe s'est associé d'une part avec Toshiba Westinghouse (technologie AP1000) au Royaume-Uni, et d'autre part est membre d'un consortium formé avec les entreprises japonaises Mitsubishi Heavy Industries et Itochu (technologie ATMEA1) en Turquie.

Il est à noter que ces projets sont dans des phases initiales de développement et qu'à ce titre l'exposition financière du Groupe n'est pas significative.

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

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 (tels qu'un défaut d'information, un impact sur la réputation du Groupe) 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 amener 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 juridictions ou les instances arbitrales compétentes.

2.3.3 Risques juridiques

Le Groupe est confronté à des risques juridiques dans l'ensemble de ses métiers et sur ses marchés mondiaux. 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 27 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 de la Société et/ou du Groupe.

2.3.4 Risques éthiques

Tout manquement aux principes éthiques du Groupe pourrait l'exposer à un risque éthique et juridique (voir Note 27 de la Section 6.2. «Comptes consolidés»).

Des politiques éthiques sont développées pour éviter dans toute la mesure du possible la survenance de tels risques. Sous l'autorité du Secrétaire Général, déontologue du Groupe, la Direction Éthique et Compliance promeut leur mise en œuvre au sein du Groupe en s'appuyant sur le management et sur la filière des déontologues.

Les risques éthiques (voir Chapitre 3.1 «Éthique et compliance») sont analysés annuellement et les plans d'actions définis. De plus, les risques

liés aux droits humains font l'objet d'une évaluation spécifique au niveau opérationnel dans le cadre de la démarche Groupe d'analyse des risques.

Par ailleurs, la «politique sur l'analyse du risque éthique lié aux projets d'investissement» 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

2.3.5.1 Compétences

L'évolution des métiers du Groupe (par exemple l'impact de la digitalisation), ainsi que sa croissance internationale exigent de nouveaux savoir-faire et la mobilité de certains collaborateurs. De plus, le vieillissement démographique affecte certaines filières techniques. Une politique active de mobilité entre entités, entre métiers, associée à des politiques de professionnalisation, de développement des filières support, de reconnaissance des experts et d'attractivité grâce à des dispositifs de rémunération et de motivation adaptés à l'environnement, est mise en œuvre (voir Section 3.2.1 «Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines»). Le Groupe renforce sa prospective métier au travers de l'Observatoire des Métiers. L'ouverture de négociations pour un accord de projet social mettra l'anticipation des besoins en compétence du Groupe au cœur du dispositif de concertation avec les partenaires sociaux.

2.3.5.2 Engagement des collaborateurs et comportements managériaux

L'évolution rapide des marchés de l'énergie et le nouveau projet d'entreprise entraîneront des transformations majeures qui nécessiteront d'accompagner les collaborateurs et les managers. Il faudra transmettre du sens, faire adhérer l'ensemble de la ligne managériale, rendre les collaborateurs acteurs de leur mobilité et du changement.

Le Groupe investit dans la promotion de comportements soucieux du développement des collaborateurs, en s'appuyant notamment sur le déploiement du «*ENGIE Management Way*» (voir Section 3.2 «Informations sociales») et veille à la prévention des risques psycho-sociaux. Une attention particulière est également portée sur la filière managériale afin de l'aider dans son rôle d'accompagnement du changement.

(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 l'ambition 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 plan d'actions a été décliné pour la période 2010-2015, un nouveau plan a été défini pour la période 2016-2020 (voir Section 3.2.6 «Politique de santé et sécurité»).

Le traitement du risque de décès dans le cadre professionnel est intégré dans le dispositif global de maîtrise du risque d'accidents au travail. En complément, un plan spécifique pour la prévention durable des accidents mortels a été lancé en 2012. Il s'appuie en particulier sur l'adhésion à neuf «Règles Qui Sauvent», dans l'ensemble des activités du Groupe.

2.3.6.2 Sûreté des personnes

L'implantation internationale du Groupe peut l'exposer à un certain nombre de 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 amené à évaluer de façon permanente les risques de terrorisme, de conflits armés et de confrontation avec les organisations criminelles. 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 poursuit ses actions, 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 d'informations sensibles. Un Comité de Sécurité de l'Information, regroupant l'ensemble des fonctions concernées sous l'autorité du Secrétaire Général, coordonne et pilote les politiques de sécurité du Groupe, et rend compte au Comité de Direction Générale.

2

2.3.7 Risques liés aux systèmes d'information

L'introduction de nouvelles technologies, l'évolution des systèmes de contrôle industriels et le développement de nouveaux usages, dont les réseaux sociaux, exposent le Groupe à de nouvelles menaces. Les attaques informatiques et les tentatives d'intrusion sont de plus en plus ciblées et réalisées par de véritables spécialistes qui peuvent viser l'entreprise comme ses clients ou partenaires. Plus globalement, la défaillance des systèmes informatiques pourrait conduire à des pertes ou fuites d'informations, des retards, des surcoûts pouvant nuire aux activités du Groupe ou à son image. Enfin, de nouvelles réglementations relatives à la sécurité informatique imposent un renforcement de ses dispositifs de protection.

En réponse, le Groupe met en place des mesures de prévention et de sécurité de ses systèmes d'information et de ses données adaptées aux risques identifiés. 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...), de campagnes de tests (tests d'intrusion, de *social engineering*, de gestion de cyber-crises...) ainsi que de campagnes de sensibilisation. Le Groupe investit également dans l'architecture de ses systèmes pour la rendre plus sûre et performante. La complexité de ces projets peut engendrer des coûts et des délais non prévus.

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, de stockage de gaz, des installations d'exploration-production, des méthaniers, des installations de regazéification ou de liquéfaction de gaz, 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 process industriels, est en cours de mise en œuvre. 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»).

2.4.2 Pollution du milieu environnant

Les installations que le Groupe possède ou gère pour le compte de tiers comportent 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 3.3.4.9 «Une prévention active des risques environnementaux».

Les risques sanitaires et environnementaux font l'objet de contrôles réguliers du Groupe, des 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

Le 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'incidents majeurs de sûreté nucléaire ayant pu entraîner un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement, ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile du Groupe, notamment en cas d'accident nucléaire ou de rejets importants de radioactivité dans l'environnement.

Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire du Groupe a une qualification adéquate, 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. 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 sécurité des installations. Electrabel poursuit le plan d'action décidé suite à l'accident de Fukushima en 2011 notamment face à des catastrophes naturelles plus sévères et à des risques de cyber attaques. De même, 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. De plus, le risque d'attaque terroriste a été réévalué ; des mesures de protection armée ont été décidées et leur déploiement est en cours.

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

En 2012, des défauts dus à l'hydrogène dont l'origine remonte à la fabrication des cuves ont été détectés dans la paroi des cuves des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2. Les autres cuves, de fabrication différente, ont été également inspectées et n'ont pas révélé d'indication. En 2015, les réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 n'ont pas eu l'autorisation de fonctionner, avec un impact financier sur les résultats du Groupe. En 2015, Electrabel a poursuivi les études permettant de répondre à toutes les demandes de l'AFCN et a remis, le 17 juillet 2015, un nouveau dossier de justification pour chacune des 2 cuves aux autorités de sûreté nucléaire. 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).

Le Gouvernement belge a décidé de rendre possible une prolongation de la durée de fonctionnement de Doel 1 et 2 au-delà de 40 ans. La confirmation de cette décision a été votée au Parlement belge fin juin 2015, mais l'accord de principe avec le Gouvernement quant à la convention définissant les paramètres économiques relatifs à cette prolongation doit encore être consolidé par une loi. Par ailleurs, la prolongation de 10 ans au-delà de 2015 de Tihange 1 est effective depuis le 1^{er} octobre 2015 avec un programme des travaux associés qui s'étendra jusqu'en 2019 (voir Section 1.3.1 «Branche Énergie Europe» et Note 12.3.1 de la Section 6.2 «Comptes consolidés»).

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). En 2013, des fûts de déchets de moyenne activité, originaires de la centrale de Doel et entreposés chez Belgoprocess, ont fait l'objet de contrôles complémentaires liés à la découverte d'un gel à la surface des fûts. Ce problème n'a toutefois pas de conséquence sur la sûreté de l'environnement, ni sur la santé de la population. Le traitement de ce sujet se poursuit en liaison avec l'ONDRAF. Le phénomène n'a pas été détecté à la centrale de Tihange où le procédé d'enrobage utilisé est différent et ne contient pas d'agrégats.

Enfin, les assemblages de combustibles nucléaires usés sont stockés sur les sites de production d'électricité dans l'attente d'une décision politique relative au choix de l'aval du cycle de combustible. 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».

Des voix s'élèvent dans différents pays de l'Union européenne pour contester l'approbation par le Gouvernement Belge de la prolongation ou du démarrage de certaines centrales nucléaires.

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* (OGP) ;
- 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.

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 CO₂ et d'autres produits verts (voir Section 6.1.1.7 «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 risque 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 et États-Unis, 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 les 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, 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 des prestations ou livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou 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. Ce risque est concentré sur les participations en dollars (aux États-Unis et sur les actifs considérés en base «dollarisée»), ainsi que sur les participations principalement situées au Brésil, en Australie et au Royaume-Uni.

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 qui dépendent en partie des décisions des banques centrales. 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. La politique du Groupe consiste à diversifier les références de taux de la dette nette entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*»); 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

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 faites pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché, plus sensibles sur certaines activités, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et 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 2015 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 Environnement (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

Un durcissement des règles par les États recherchant des ressources financières ne peut être exclu. L'évolution de la réglementation fiscale, notamment l'harmonisation entre États européens, ou de la

jurisprudence en matière d'application des règles fiscales peuvent avoir un impact sur les résultats du Groupe (voir Note 27.1 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 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.

03

Informations sociales, environnementales et sociétales

3

3.1	Éthique et compliance	68	3.4	Informations sociétales	92
3.1.1	Engagement au plus haut niveau du Groupe	68	3.4.1	Développement socio-économique dans les territoires	92
3.1.2	Évaluation des risques	68	3.4.2	Dialogue avec les parties prenantes et partenariats	92
3.1.3	Organisation et structure	68	3.4.3	Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité	93
3.1.4	Politique éthique et compliance	68	3.4.4	Achats, sous-traitance et fournisseurs	93
3.1.5	Mise en œuvre opérationnelle	69	3.5	Rapport de l'un des Commissaires aux comptes désigné organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de gestion inclus dans le Document de Référence	94
3.1.6	Formations et sensibilisations	69	3.6	Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales	96
3.1.7	Dispositif de contrôle	69			
3.2	Informations sociales	70			
3.2.1	Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines	70			
3.2.2	L'attraction et le recrutement des talents	71			
3.2.3	Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	71			
3.2.4	Épargne salariale et Actionnariat Salarié	72			
3.2.5	Relations sociales	73			
3.2.6	Politique de santé et sécurité	74			
3.2.7	Données sociales	76			
3.3	Informations environnementales	83			
3.3.1	Le cadre législatif et réglementaire	83			
3.3.2	Le management environnemental	84			
3.3.3	Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, la responsabilité environnementale	85			
3.3.4	Les actions du Groupe	87			

3.1 Éthique et compliance

ENGIE déploie un dispositif éthique et compliance structuré autour des axes suivants :

3.1.1 Engagement au plus haut niveau du Groupe

Les dirigeants du Groupe, en particulier le Président-Directeur Général et le Secrétaire Général, membre du Comité de Direction et déontologue du Groupe, impulsent et supervisent la politique éthique et compliance et garantissent sa bonne application.

Un message fort de «tolérance zéro» concernant l'éthique et tout particulièrement la lutte anti-corruption est inscrit dans les référentiels éthiques et est régulièrement porté par le Président-Directeur Général.

Le Groupe a pris des engagements externes auprès d'organisations telles que EITI (*Extractive Industries Transparency Initiative*) pour la transparence des ressources engagées dans certains pays dans l'industrie extractive, *Global Compact* avec la publication d'un reporting sur le 10^e principe, et *Transparency International France*.

3.1.2 Évaluation des risques

L'évaluation des risques éthiques tenant compte des spécificités de ses activités est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (voir Section 2.2.4). Sept risques sont identifiés : corruption, fraude, non prise en compte des règles de concurrence, atteinte aux droits humains

dans les pays à faible gouvernance, non-respect des engagements d'entreprise responsable, insuffisance du pilotage de l'éthique, insatisfaction client.

3.1.3 Organisation et structure

L'organisation éthique et compliance est supervisée par le Conseil d'Administration. Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable, qui lui est rattaché, l'assiste sur les sujets relatifs à la gouvernance, l'éthique et la compliance.

Cette organisation est pilotée par le Secrétaire Général. Il préside le Comité Directeur des Déontologues pour impulser la mise en œuvre des plans d'actions éthiques et le Comité de la Compliance pour le suivi de ce domaine.

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Ethique & Compliance élabore les politiques, met à disposition les outils, accompagne la mise

en œuvre des politiques éthiques. Elle anime une filière de près de 200 déontologues dans les différentes entités du Groupe et travaille en étroite collaboration avec toutes les filières concernées parmi lesquelles le Management des Risques, le Contrôle Interne, l'Audit Interne, les Ressources Humaines et le Juridique.

Les responsabilités en matière d'éthique et de compliance s'exercent à tous les échelons de la ligne managériale. Les déontologues à chaque niveau de l'organisation conseillent et appuient leur dirigeant qui est le garant de l'application de l'éthique du Groupe.

3.1.4 Politique éthique et compliance

La politique éthique 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 fondamentaux : agir en conformité avec les lois et les réglementations, ancrer une culture d'intégrité, faire preuve de loyauté et d'honnêteté, respecter les autres. Elle décrit en outre le système de gouvernance de l'éthique ;

- le guide des pratiques de l'éthique ⁽¹⁾ qui détaille les modalités de mise en œuvre de l'éthique dans les situations professionnelles au quotidien.

Ces deux documents, traduits en 20 langues, sont également publiés sur l'Intranet Groupe. Les nouveaux employés qui les reçoivent s'engagent à en respecter les principes.

(1) Ces documents sont publiés sur le site internet www.engie.com.

Dans le cadre du référentiel «Intégrité» qui constitue le socle du programme du Groupe en matière de prévention et de traitement des fraudes et de la corruption, le Groupe met en œuvre des politiques spécifiques concernant :

- les consultants commerciaux, avec quatre axes essentiels : l'analyse du bien fondé de leurs missions, la *due diligence* de tous les consultants commerciaux, l'encadrement des rémunérations, la traçabilité des dossiers et décisions de sélection ;
- les cadeaux et invitations, et le mécénat et le sponsoring ;

- la mise en œuvre de *due diligence* sur les partenaires intervenant dans les projets d'investissement et grands contrats.

Le référentiel «management de la conformité éthique» précise l'organisation et les processus déployés pour atteindre l'efficacité des dispositifs éthiques.

Le référentiel «droits humains» explicite les engagements du Groupe en matière de droits humains et fournit les instruments d'analyse de risque pour les projets et activités.

3.1.5 Mise en œuvre opérationnelle

L'éthique est intégrée dans le processus d'appréciation annuel des dirigeants et des collaborateurs.

Une clause éthique, responsabilité environnementale et sociétale est intégrée dans les contrats avec les fournisseurs et sous-traitants du Groupe. Elle comporte notamment l'interdiction pour les fournisseurs et les sous-traitants de toute forme de corruption, le respect des normes et réglementations en matière de droits humains.

Un système d'alerte éthique confidentiel est ouvert à chaque employé du Groupe sous forme d'adresse mail.

Les dysfonctionnements éthiques sont suivis à travers un outil INFORM'ethics déployé dans les branches et BU qui permet la déclaration et le traitement d'incidents dans six domaines : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires, information confidentielle et protection du patrimoine immatériel.

Ces deux derniers dispositifs sont déclarés à la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

3

3.1.6 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, des formations spécifiques pour les déontologues, les managers et la filière achats en matière d'éthique des affaires, et également des formations en matière de droits humains.

Des *e-learning* (prendre une décision éthique, règles de concurrence dans l'Union européenne, démarche éthique dans le cadre des marchés publics, prévenir le risque de corruption, l'éthique dans les relations d'affaires, droits humains...) sont accessibles à tous les collaborateurs.

3.1.7 Dispositif de contrôle

Le suivi de la mise en œuvre de la politique éthique du Groupe est fondé sur une procédure de conformité annuelle et un tableau de bord comportant 15 indicateurs (diffusion de la documentation éthique, formation, mise en place des politiques éthiques...). À chaque niveau de l'organisation, les déontologues produisent un rapport annuel faisant état des travaux et progrès réalisés par leur entité en matière d'organisation éthique et de compliance. 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 de compliance au sein de l'organisation dont il a la responsabilité. Le rapport annuel qui résulte de ce processus est présenté au Comité de

Direction Générale et au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration.

Le respect des principes éthiques, en particulier la prévention du risque de fraude, est intégré dans le programme de contrôle interne INCOME.

Des audits internes et externes sont réalisés afin d'évaluer la mise en œuvre 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.

3.2 Informations sociales

Le groupe ENGIE est un employeur important et engagé. Son ambition RH est de participer à la transformation du Groupe sous quatre axes spécifiques : anticiper et préparer l'avenir ; être un acteur majeur au côté des managers ; développer la contribution des individus et des collectifs de travail ; rendre la fonction RH plus forte, plus attractive et plus performante. Toutes les actions RH sont également particulièrement attentives à deux dimensions transverses : la nécessité de s'engager au service de la santé-sécurité de tous, et la volonté de marquer nos actions et comportements d'une empreinte sociale.

En 2015 la fonction RH d'ENGIE s'est orientée encore plus vers ses «clients» : elle se positionne au centre du business, accompagne les

changements, associe le maximum de talents à la transformation et donne un sens positif aux projets. Cela se traduit par des actions RH innovantes destinées à développer les compétences, l'esprit d'initiative et le bien-être des collaborateurs : l'expérimentation de nouveaux modes de travail, le lancement d'une opération de *mentoring* de grande envergure, l'investissement plus fort dans les solutions digitales, le *development center* pour plus de 600 membres de Comités de Direction de BU dans le cadre de la transformation, ou encore le *sponsorship* d'une large communauté de jeunes collaborateurs force de proposition en matière d'innovation RH et managériale.

3.2.1 Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines

Le développement individuel des collaborateurs est un levier clé de la performance et du développement du Groupe. Il passe par la connaissance transverse et partagée des collaborateurs à chaque niveau de l'organisation (manager et responsable RH). En outre, le Groupe s'appuie en priorité sur les talents internes pour préparer l'avenir, en développant les compétences de demain, en encourageant la mobilité et en favorisant ainsi l'employabilité de chacun. Ces lignes directrices baptisées *Development for People* mettent ainsi en cohérence les différentes politiques et démarches RH pour amplifier leurs effets sur la performance et le développement du Groupe.

3.2.1.1 Mobility for Development

Avec plus de 6000 mobilités réalisées en 2015, ENGIE souhaite à travers sa politique de mobilité :

- optimiser l'adéquation entre les compétences internes et les besoins des métiers ;
- renforcer l'intégration culturelle, la coopération, l'innovation et la promotion de la diversité ;
- contribuer au développement de l'employabilité ;

De nouvelles *guidelines* Groupe en matière de mobilité internationale ont également été adoptées en 2015.

Des réseaux RH assurent la transversalité nécessaire et développent des actions de professionnalisation. Après une formation à l'accompagnement des collaborateurs en 2014, une nouvelle solution collaborative baptisée «Console mobilité» a été déployée, aidant au quotidien plus de 200 acteurs RH/mobilité à relier offre et demande.

En 2015, une moyenne de 1 500 collaborateurs a consulté chaque semaine les opportunités publiées en interne, soit depuis l'entreprise *via* l'intranet RH soit depuis l'extérieur *via* le nouveau site internet.

3.2.1.2 Learning for Development

En 2015, le Groupe a mis au cœur de ses priorités le renforcement des pratiques de leadership à tous les niveaux de l'organisation. Cet effort de développement est amplifié en 2016 afin d'accompagner les collaborateurs d'ENGIE dans la mise en œuvre du projet d'entreprise du Groupe. À cet effet :

- ENGIE University accompagne les transformations du Groupe dans le cadre de programmes existants ou sur mesure. Environ 6 500 managers ont participé à un programme en 2015.

- SynerFORM facilite en France l'accès au meilleur coût à des programmes de formations externes. 9 000 participants ont été accueillis en 2015 (soit 20% de plus qu'en 2014).
- Une offre *e-learning* est accessible et utilisée par tous les collaborateurs *via* la plateforme *e.campus*.

L'animation de la filière *Learning* du Groupe permet de coordonner les pratiques des entités au bénéfice d'une cohérence renforcée.

3.2.1.3 Des politiques de développement ciblées

Afin de proposer un développement adapté aux cadres dirigeants, experts ou managers, ENGIE déploie des politiques ciblées à travers :

- le *coaching* et le *mentoring*, en croissance permanente : 1 000 binômes de mentoring ont déjà été mis en place entre 2014 et 2015 et une plateforme digitale permet à présent de mettre en relation les nouveaux candidats à ce programme transversal, international, développant la coopération et la connaissance mutuelle ;
- un accompagnement de carrière personnalisé pour les cadres dirigeants, ainsi qu'un programme de *Digital Reverse Mentoring*, au cours duquel des collaborateurs experts dans un ou plusieurs domaines liés aux nouveaux usages numériques accompagnent de façon personnalisée des cadres dirigeants sur ces sujets, en binômes ;
- le développement et la valorisation des experts et de la filière *Project Management* ;
- le déploiement des *Development Centers*, outils de développement et de connaissance personnelle ;
- la mise en place de 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 ;
- le sponsoring du réseau *Young Professionals Network*, réseau de jeunes de toutes origines du Groupe fortement impliqués dans l'impulsion d'initiatives RH innovantes et, au-delà, dans le déploiement du projet d'entreprise.

À noter qu'à fin décembre 2015, le Groupe comptait 545 cadres dirigeants, dont 18,5% de femmes (pour 17% fin 2014). 28% des nouveaux cadres dirigeants nommés depuis le début de l'année sont des femmes.

Development for Functional Lines

Les filières fonctionnelles ont souhaité mettre en place une démarche RH adaptée aux enjeux de développement des compétences. La Direction des Ressources Humaines (DRH) Groupe accompagne chaque direction de filière et son responsable RH dans la mise en place d'actions concrètes, telles l'organisation de revues de cadres-clés.

Initiée par la filière financière, cette démarche est mise en place depuis trois ans dans les filières Juridique, Achats, Santé & Sécurité, Communication, Systèmes d'Information, Audit et Ressources Humaines.

Leaders for Tomorrow (LFT)

Le programme LFT s'inscrit dans une logique de développement du potentiel des collaborateurs du Groupe. Il permet d'attirer, de fidéliser et de préparer les futurs dirigeants du Groupe. Sur 36 200 managers, 2 430 sont identifiés comme LFT. Parmi eux, 28,1% sont des femmes. 80 à 85% des nouveaux dirigeants en sont issus chaque année.

3.2.1.4 La transversalité et l'innovation RH au service de la performance du Groupe

ENGIE encourage toutes les collaborations, les réseaux et les nouveaux modes de travail et de management qui favorisent la confiance, la créativité et l'autonomie, facteurs d'attraction et de fidélisation des collaborateurs.

L'initiative «Travailler autrement» a ainsi vu le jour à la DRH : espaces de travail dynamiques, projets collaboratifs ou encore travail à distance sont expérimentés depuis l'été 2015. Plus largement, la participation de projets RH aux Trophées Innovation du Groupe continue d'être encouragée ; ces projets ont contribué cette année au Guide des initiatives RH 2015 avec 45 initiatives, partagées avec l'ensemble des acteurs RH du Groupe pour favoriser les coopérations et les innovations dans ce domaine.

13 réseaux RH dont 7 en France, associant plus de 200 responsables RH, continuent de fluidifier les échanges sur les bassins d'emplois et de coordonner la bonne déclinaison des politiques RH du Groupe.

3.2.2 L'attraction et le recrutement des talents

En 2015 GDF SUEZ est devenue ENGIE, et avec ce changement d'identité c'est toute la promesse employeur qui trouve une nouvelle résonance auprès des talents que le Groupe souhaite attirer. Les actions déployées se sont alors renforcées en direction de profils en capacité d'accompagner cette transformation : compétences en lien avec l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables, la digitalisation des activités, le *big data* et autres métiers d'avenir. De nombreux événements ont été réalisés notamment en direction des technicien(ne)s jeunes et expérimenté(e)s ou les jeunes diplômé(e)s majoritairement scientifiques : forums, interventions et animations dans les écoles, concours, animations sur les réseaux sociaux etc. Toutes ces actions ont eu en commun de jouer sur la proximité, la valorisation des métiers et des savoir-faire des

collaborateurs pour permettre aux candidats potentiels de mieux se projeter dans les activités du Groupe et leur donner envie de rejoindre les 15 000 postes que le Groupe offre chaque année.

2015 a également été marquée par les efforts conduits pour la professionnalisation des process de recrutement essentielle tant sur la pertinence de nos méthodes de sélection que sur l'image employeur du Groupe. Des modules de formation en ligne pour les recruteurs ont été déployés : *traiter efficacement les candidatures, rechercher dans le vivier, utiliser le reporting, mieux naviguer dans l'outil*. Une expertise en recherche de candidats a également été partagée avec les recruteurs, notamment pour leur utilisation des réseaux sociaux professionnels.

3.2.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire ⁽¹⁾

Le Groupe mène une politique globale 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 5 axes majeurs : diversité, insertion, solidarité et lien social, bien vivre au travail et innovation sociale.

Diversité

ENGIE mène une politique diversité construite et reconnue par l'obtention du label Diversité en mai 2014 pour l'ensemble des activités de production et de services du Groupe en France. Cette politique se traduit par des initiatives menées tant en interne qu'en externe en faveur de différents publics.

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 d'objectifs chiffrés : un cadre dirigeant nouvellement nommé sur trois sera une femme, 25% de femmes cadres, 30% de femmes dans les recrutements, 35% de femmes parmi les «hauts potentiels». 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 «J'apprends l'énergie», «Ma caméra chez les Pros», «Elles Bougent» et «Girls day and Boys day» en Belgique et aux Pays-Bas. Par ailleurs, ENGIE développe l'essaimage dans l'écosystème des PME afin de travailler sur la féminisation des métiers dits masculins et la masculinisation des métiers dits féminins. À ce titre, deux nouveaux partenariats ont vu le jour, l'un avec un cabinet d'architectes toulousain et l'autre avec l'Université de Limoges et l'IUT du Limousin.

(1) Pour une vision complète de la politique de Responsabilité Sociale du Groupe, voir également la Section 3.4 «Informations sociétales».

Jeunes, Seniors et Intergénérationnel

L'employabilité, en particulier celle des jeunes, est prioritaire avec un objectif de recrutement de 8 000 jeunes avant fin 2015, 5% d'alternants et un taux de transformation de 50% à l'issue de la formation. Avec 4 000 jeunes concernés en 2015, 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 s'est mobilisé en 2015 sur deux nouvelles actions : l'intégration à la plateforme d'échanges interentreprises «Engagement Jeunes» dédiée aux alternants en recherche d'un 1^{er} emploi et l'expérimentation Erasmus Pro (échanges européens d'alternants) lancée par le Ministère des Affaires Étrangères. En fin d'année, l'engagement du Groupe en faveur des jeunes a été récompensé par l'obtention du Label AJE (Association Jeunesse et Entreprise).

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 20 critères légaux du principe de non-discrimination se trouve l'appartenance 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 personnes handicapées, de leur professionnalisation, de la formation et de la sensibilisation autour du 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.

À fin 2014, en France, le Groupe affiche un taux d'emploi de 4,3% (versus 3,8% en moyenne en France). Plus de 2 600 salariés en situation de handicap sont salariés ENGIE, soit une progression de 30% en quatre ans grâce notamment aux campagnes de recrutement de candidats en situation de handicap : «Handi Recrut'Heures». Par ailleurs, les achats aux «secteurs protégés et adaptés» se sont amplifiés grâce aux campagnes de sensibilisation internes permettant une augmentation de 23% du volume des achats dans le domaine entre

2012 et 2015 équivalent à l'emploi indirect de 369 personnes handicapées à temps plein.

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, destinée à de jeunes étudiants talentueux issus de quartiers défavorisés (5 bourses d'études décernés en Belgique et 34 jeunes en France, en post ou infra bac, accompagnés par un parrain ou une marraine, 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 800 000 euros de subventions en faveur de 53 projets œuvrant pour l'accès à l'emploi, la création d'activités et l'insertion des publics les plus fragiles. En 2015, elle a lancé un appel à bénévolat pour s'engager auprès des associations soutenues et a créé le 1^{er} groupe de collaborateurs bénévoles d'ENGIE pour accompagner des demandeurs d'emploi avec «Solidarité Nouvelles Face au Chômage», insertion par le sport comme levier et vecteur d'insertion sociale et professionnelle. En 2015, 120 jeunes de quartiers ont été accompagnés vers l'emploi ou la formation à l'issue du programme PEMS (Parcours Emploi – Mobilité – Sport) dans plusieurs villes (Lille, Arras, Calais, Lyon).

Qualité de vie au travail

Avec 8 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 véritable sujet de société avec un impact sur l'entreprise (stress, fatigue, absentéisme de l'aidant). Afin de répondre à cette problématique, ENGIE a développé en 2015, vers les salariés du Groupe en France, l'aide aux aidants. Ce service d'information, de conseils et d'assistance concentre en un point d'entrée unique toutes les réponses attendues par l'aidant.

Implication dans l'Observatoire Social International

ENGIE soutient l'Observatoire Social International (OSI) et les travaux de ses délégations internationales en Europe, en Chine, au Brésil, au Maroc et en Afrique. En 2015, les réflexions présentées lors de conférences et de symposiums à travers le monde ont porté sur les thèmes du «développement et capital humain», «management et digital», «RSE et contrat social», «transformation de la vie au travail».

3.2.4 Épargne salariale et Actionnariat Salarié

3.2.4.1 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.

(1) Sociétés consolidées par intégration globale (hors GRTgaz) et sociétés dont la majorité du capital social est détenue directement ou indirectement par ENGIE SA.

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.

3.2.4.2 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 nouvel accord d'intéressement pour la période 2014-2016 a été signé le 24 juin 2014 avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives. Le montant versé en 2015 au titre de l'intéressement 2014 est de 20,7 millions d'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 2014 conduit à l'absence de versement en 2015.

3.2.4.3 Actionnariat salarié

ENGIE poursuit sa politique volontariste d'actionnariat salarié pour associer l'ensemble des salariés au développement du Groupe et renforcer la présence des salariés au capital d'ENGIE.

ORS 2015

La cession de 75 000 000 actions ENGIE par l'État français au secteur privé réalisée le 24 juin 2014 a entraîné l'obligation pour l'État de

proposer des titres aux salariés et anciens salariés d'ENGIE ainsi qu'à ceux des filiales dans lesquelles l'émetteur détient, directement ou indirectement, la majorité du capital social, conformément aux dispositions de l'article 11 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités des privatisations et de l'article 26 de 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.

L'opération, baptisée «ORS 2015», dont les modalités ont été arrêtées par le ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique le 23 décembre 2014, a été mise en œuvre dans neuf pays et comporte deux formules, dont l'une dans le cadre du PEG (PEGI pour l'international) et la seconde hors plan d'épargne.

La période d'achat de l'ORS 2015 est allée du 30 décembre 2014 au 20 janvier 2015 et le prix d'achat a été fixé à 19,53 euros par action. Le règlement-livraison des titres a eu lieu le 27 février 2015. Un total de 13 235 294 actions ENGIE a été offert dans le cadre de cette offre, et 1,36 million d'actions ont été acquises par plus de 22 000 souscripteurs (à noter que ENGIE n'a perçu aucun produit de cession des actions dans le cadre de l'ORS 2015, l'intégralité du produit brut de la cession revenant à l'État, l'actionnaire cédant).

Livraison de plans d'attribution gratuite d'actions

En 2015, plusieurs plans d'attribution gratuite d'actions ont été livrés pour un total de 4,7 millions de titres. Les salariés auront bénéficié d'actions pour un total d'environ 21 millions d'actions depuis le premier plan en 2007. Sur ce total, 2,45 millions d'actions sont dans la période d'acquisition des plans respectifs, soit 0,10% du capital d'ENGIE.

À fin 2015, les salariés détenaient 2,72% du capital, dont 1,97% 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.

3.2.5 Relations sociales

3.2.5.1 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 40 membres représentant les 136 830 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. Toutefois, il s'est réuni exceptionnellement tous les mois à compter du mois d'avril.

En 2015, quatre réunions plénières du CEE se sont tenues, neuf réunions du secrétariat du CEE et cinq réunions de groupes de travail métiers.

Le Comité de Groupe France

Cette instance représente plus de 74 000 salariés en France. En 2015, deux réunions se sont tenues.

3.2.5.2 Accords collectifs Groupe

En France, un accord sur le contrat de génération a été conclu en 2013 et porte effet jusqu'en 2015, afin de favoriser l'accès à l'emploi des jeunes, le maintien dans l'emploi des seniors et le transfert de compétences entre générations. Ainsi, sur la période de janvier 2013 à fin décembre 2015, cet accord a permis le recrutement de 7 770 jeunes de moins de 34 ans en CDI en France, l'accueil et la formation d'alternants dans le Groupe à hauteur d'environ 4,8% des effectifs, le recrutement de collaborateurs de plus de 50 ans en CDI, à hauteur de

7,1% des recrutements CDI France et le maintien de salariés de plus de 55 ans dans l'emploi, avec une présence à hauteur de 13,6% dans les effectifs France.

Le Groupe a également lancé la négociation d'un accord social européen à compter de septembre 2015 dans l'optique qu'il produise ses effets à partir de 2016. Huit réunions de négociation ont ainsi été planifiées.

En 2015, le suivi des accords collectifs au périmètre France ou Europe a fait l'objet de cinq réunions.

3.2.6 Politique de santé et sécurité

3.2.6.1 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 2015 :

- au niveau des accidents de travail avec :
 - un taux de fréquence de 3,6, en dessous de l'objectif fixé (TF < 4 fin 2015) et en diminution de 56% par rapport à 2008 (de 8 à 3,6) et de 12% par rapport à 2014,
 - un taux de gravité de 0,17 en diminution de 45% par rapport à 2008 (de 0,33 à 0,17) et de 17% par rapport à 2014 ;
- au niveau des accidents de trajet avec un indice de fréquence de 2,9 en 2015 (en diminution par rapport à 5 en 2010, 4 en 2013 et 3,1 en 2014).

Le nombre d'accidents mortels de travail (salariés Groupe, intérimaires et sous-traitants) est stable avec un total de 8 en 2015, contre 7 en 2014, 11 en 2013, 6 en 2012 et 16 en 2011. De plus, un accident mortel de trajet d'un salarié Groupe est intervenu en 2015.

En santé au travail, le nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles est passé de 150 en 2014 à 122 en 2015 tandis que le nombre d'heures d'absentéisme pour raison médicale par salarié par an est en légère augmentation, passant de 63 depuis 2013 à 65 en 2015.

3.2.6.2 Objectifs fixés et actions de progrès engagées

Les objectifs quantitatifs de progrès pour la période 2010-2015 ont été définis et portent sur la réduction de l'accidentologie de travail : (i) taux de fréquence inférieur à 4 en 2015 et (ii) éradication des accidents mortels ayant un lien de causalité avec les activités du Groupe.

Le plan d'action santé-sécurité 2010-2015 a été complété en 2012 par le plan spécifique pour l'éradication des accidents mortels. Son déploiement s'est poursuivi en 2015.

Les objectifs pour la période 2016-2020 fixés en 2015, ils portent sur la réduction de l'accidentologie de travail, la réduction de l'absentéisme pour raison médicale, l'identification et le traitement des événements de sécurité industrielle de forte gravité potentielle, le développement de la culture et de l'engagement santé-sécurité des salariés, et notamment des managers.

Le plan d'actions associé 2016-2020 a également été défini.

Ces axes de progrès et leur impact 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, le Comité de Direction Générale et le Comité Directeur santé-sécurité (intégrant des représentants du personnel). Ils sont relayés dans un courrier trimestriel du Président-Directeur Général aux cadres dirigeants, et dans les diverses communications spécifiques des filières santé-sécurité et RH et sur l'intranet du Groupe.

Le dispositif de management

Les principes fondamentaux de la politique santé-sécurité du Groupe sont définis dans des accords de Groupe signés par le Président-Directeur Général, les représentants des salariés d'une part dans l'accord européen santé-sécurité au travail du 23 février 2010 et les représentants des syndicats mondiaux d'autre part dans l'accord mondial sur la santé et la sécurité au travail du 13 mai 2014.

Les exigences minimales applicables par l'ensemble des entités du Groupe au niveau mondial sont fixées dans des Règles Santé-Sécurité Groupe. Les «Règles Qui Sauvent» complètent ce référentiel ⁽¹⁾.

En ligne avec le processus ERM, le niveau de maîtrise des risques santé-sécurité a été évalué à la fois par les opérationnels et la Direction santé-sécurité du Groupe. De plus, le dispositif {#ITAL INCOME ITAL#} encadre les contrôles internes réalisés par les opérationnels sur la maîtrise des risques industriels.

Le déploiement des principes et exigences santé-sécurité du Groupe est vérifié par des audits et contrôles internes conduits par la Direction Santé-Sécurité du Groupe. 30 contrôles de la maturité des systèmes de management ont été réalisés en 2015 avec un focus particulier sur les contrôles réglementaires et l'application des «Règles qui Sauvent» par les salariés et les sous-traitants. 8 contrôles transverses thématiques ont également été réalisés en 2015 dont 4 sur la prévention du risque chimique et 1 sur la maîtrise de la sous-traitance.

Des revues de direction santé-sécurité à tous niveaux (Centre, Branches, BU) font le bilan et fixent des perspectives pour améliorer l'efficacité du système de management. Ces revues visent en particulier à évaluer l'efficacité des actions dans le cadre du plan d'éradication des accidents mortels et à planifier des mesures pour atteindre ces objectifs.

Enfin, a minima 10% de la part variable de la rémunération des managers opérationnels et de la filière santé-sécurité est liée à leur résultat et à leur niveau d'implication pour l'amélioration de la santé et de la sécurité.

(1) Il s'agit de règles concrètes qui si elles avaient été respectées auraient permis d'éviter les accidents mortels survenus dans le Groupe ces dernières années.

Formation

Les efforts conséquents en matière de formation se sont poursuivis en 2015 : 30% du nombre total des heures de formation ont été consacrées à la Qualité, à la Sécurité et à l'Environnement (QSE) et près de 852 managers ont bénéficié de la formation Groupe en matière de leadership en santé-sécurité mise en œuvre par la Direction Santé Sécurité en lien avec Engie University. Un suivi semestriel des managers ayant bénéficié de cette formation a été mis en place en 2015 et des mini-documentaires «regards croisés» ont été mis à leur disposition pour illustrer comment une utilisation adéquate des principaux leviers managériaux (réunions d'équipe, visites terrain, reconnaissance...) contribue à transformer la culture santé-sécurité 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.

Reflex, le magazine interne santé-sécurité (édité à 168 000 exemplaires en huit langues), relaye les bons gestes et comportements à adopter au quotidien.

Lancée en avril lors de la journée mondiale santé-sécurité au travail et diffusée à l'occasion de la semaine européenne de la santé-sécurité, la campagne de sensibilisation annuelle du Groupe en matière de santé-sécurité 2015 a porté sur la réduction des risques au volant. Campagnes d'affichage, expositions et conduites en simulateurs se sont succédées pour permettre aux collaborateurs d'expérimenter et de prendre conscience des conséquences de l'utilisation d'outils de communication et de guidage au volant. Cette campagne leur a également permis de s'engager dans des actions concrètes.

Un site intranet santé-sécurité du Groupe et deux sites internet permettent à chacun d'accéder à une bibliothèque de documents favorisant le partage de solutions et expériences terrain :

- le site Prévention dédié au plan d'action «zéro accident mortel» ;
- le site AGORA dédié aux pratiques et guides managériaux élaborés sur la base de benchmarks internes et externes.

Le Groupe favorise également le travail en réseau pour l'échange de solutions concrètes, au travers de clubs d'expertise ou de communautés de pratiques, de *Prevention Flashes*, et de sharing corners lors de la convention annuelle de la filière santé-sécurité.

3.2.6.3 Dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés et les organisations syndicales, dans le cadre notamment de l'accord Groupe sur les principes fondamentaux de santé-sécurité s'est poursuivi en 2015 tant au niveau du Groupe, qu'au niveau local et des métiers. Ainsi, le Comité Directeur santé-sécurité a suivi les résultats du Groupe, a analysé les causes des accidents graves et les actions de prévention mises en place et donné son avis sur les projets d'évolution du référentiel du Groupe. Des comités dédiés au suivi des différents accords collectifs conclus au niveau du Groupe se sont à nouveau réunis en 2015 pour suivre la mise en place des engagements.

En 2015, un séminaire a réuni plus d'une centaine de collaborateurs membres des filières RH et santé-sécurité et représentants du personnel pour partager les pratiques de diagnostic et solutions d'amélioration de la qualité de vie au travail et dégager ensemble les axes de travail et de mise en œuvre de l'accord européen signé en novembre 2014.

3.2.7 Données sociales

	Loi Grenelle 2	GRI	Branche Energie Europe			Branche Energie International		
			2015	2014	2013	2015	2014	2013
EMPLOI								
EFFECTIF TOTAL ■■	1.A	LA1	23 819	24 811	26 015	10 846	10 416	10 756
Répartition par zone géographique ■■	1.A	LA1						
France	1.A	LA1	11 040	11 179	11 521			
Belgique	1.A	LA1	5 644	5 884	6 416	62	65	59
Autre Union européenne	1.A	LA1	7 135	7 748	8 078	956	961	1 020
Autres pays d'Europe	1.A	LA1						
Total Europe	1.A	LA1	23 819	24 811	26 015	1 018	1 026	1 079
Amérique du Nord	1.A	LA1				2 135	2 110	2 122
Amérique du Sud	1.A	LA1				3 122	3 048	3 321
Asie - Moyen-Orient - Océanie	1.A	LA1				4 571	4 232	4 234
Afrique	1.A	LA1						
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP	1.A	LA1						
Cadres ■■	1.A	LA1	6 275	6 306	6 580	3 078	2 880	2 689
Non-cadres ■■	1.A	LA1	17 544	18 505	19 435	7 768	7 536	8 067
% Cadres	1.A		26,3%	25,4%	25,3%	28,4%	27,6%	25,0%
% Non-cadres	1.A		73,7%	74,6%	74,7%	71,6%	72,4%	75,0%
% 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	93,8%	94,2%	94,1%	97,2%	97,8%	97,9%
Autres ■■	1.A	LA1	6,2%	5,8%	5,9%	2,8%	2,2%	2,1%
% 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	1,8%	1,6%	2,1%	2,9%	2,8%	3,2%
25-29 ans	1.A	LA1	7,5%	8,8%	10,4%	11,4%	11,8%	11,6%
30-34 ans	1.A	LA1	16,1%	16,3%	16,6%	15,2%	15,1%	15,2%
35-39 ans	1.A	LA1	16,3%	16,3%	15,8%	15,8%	15,9%	15,8%
40-44 ans	1.A	LA1	15,7%	15,7%	16,0%	15,3%	15,1%	15,2%
45-49 ans	1.A	LA1	15,9%	15,3%	14,4%	13,6%	13,9%	13,6%
50-54 ans	1.A	LA1	13,4%	12,9%	12,8%	11,4%	11,5%	11,3%
55-59 ans	1.A	LA1	10,4%	10,1%	9,8%	8,9%	8,6%	8,6%
60-64 ans	1.A	LA1	2,8%	2,9%	2,1%	4,1%	4,1%	4,4%
65 ans et +	1.A	LA1	0,1%	0,1%	0,1%	1,3%	1,1%	1,1%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■■	1.F	LA13	7 284	7 797	8 189	1 883	1 786	1 799
% 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	30,6%	31,4%	31,5%	17,4%	17,1%	16,7%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	1.F	LA13	29,1%	28,6%	28,7%	20,2%	20,4%	18,5%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	1.F	LA1	2,2%	2,0%	1,8%	0,5%	0,4%	0,3%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

(1) Groupe ENGIE reprend les 5 branches d'activité et le Corporate.

(2) Périmètre : voir 3.2.7.2 Note méthodologique.

(3) Taux de restitution du taux de gravité : 85%.

■■ assurance raisonnable pour l'exercice 2015.

Branche Global Gaz et GNL ⁽³⁾			Branche Infrastructure			Branche Energie Services			Groupe ENGIE ⁽¹⁾		
2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
2 472	2 458	1 993	17 246	17 187	17 660	97 194	94 671	87 528	154 935	152 882	147 199
910	917	512	17 021	16 968	17 439	42 449	42 550	42 251	73 951	74 156	74 214
						10 483	10 482	10 577	16 950	17 193	17 798
1 234	1 229	1 175	225	219	221	32 183	32 091	27 799	41 743	42 259	38 303
284	273	256				2 490	2 758	2 845	2 774	3 031	3 101
2 428	2 419	1 943	17 246	17 187	17 660	87 605	87 881	83 472	135 418	136 639	133 416
						2 015	1 963	493	4 150	4 073	2 615
						3 468	2 383	1 265	6 590	5 431	4 586
11	9	26				4 030	2 365	2 222	8 668	6 630	6 482
33	30	24				76	79	76	109	109	100
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1 126	1 108	808	4 056	3 894	3 875	19 229	17 585	16 624	36 245	34 274	32 970
1 346	1 350	1 185	13 190	13 293	13 785	77 965	77 086	70 904	118 690	118 608	114 229
45,6%	45,1%	40,5%	23,5%	22,7%	21,9%	19,8%	18,6%	19,0%	23,4%	22,4%	22,4%
54,4%	54,9%	59,5%	76,5%	77,3%	78,1%	80,2%	81,4%	81,0%	76,6%	77,6%	77,6%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
94,5%	94,1%	95,3%	94,4%	94,9%	94,8%	92,9%	92,9%	92,9%	93,6%	93,7%	93,9%
5,5%	5,9%	4,7%	5,6%	5,1%	5,2%	7,1%	7,1%	7,1%	6,4%	6,3%	6,1%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	89,20%	100,00%	100,00%	93,60%
0,8%	1,0%	0,6%	4,3%	4,7%	5,1%	3,7%	4,3%	4,2%	3,3%	3,6%	3,7%
8,4%	8,0%	6,1%	11,9%	11,8%	11,6%	10,4%	10,7%	11,0%	10,1%	10,4%	10,8%
15,3%	15,7%	13,6%	13,5%	12,9%	12,7%	13,1%	13,2%	13,7%	13,8%	13,9%	14,3%
15,9%	15,8%	15,4%	13,5%	12,9%	12,2%	13,3%	12,5%	12,6%	14,0%	13,5%	13,5%
15,1%	14,5%	14,6%	14,3%	13,7%	13,3%	12,9%	13,2%	14,1%	13,8%	13,9%	14,5%
12,5%	12,4%	13,4%	12,7%	12,9%	12,9%	14,7%	15,0%	15,4%	14,6%	14,7%	14,6%
11,7%	11,8%	13,5%	16,3%	18,6%	20,6%	14,2%	13,9%	13,6%	14,1%	14,1%	14,3%
12,8%	13,5%	15,7%	11,6%	11,2%	10,4%	11,5%	11,4%	11,1%	11,2%	11,1%	10,7%
7,1%	7,0%	7,0%	1,7%	1,4%	1,2%	5,2%	4,8%	3,9%	4,4%	4,1%	3,3%
0,5%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%	1,0%	0,4%	0,8%	0,7%	0,3%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	89,20%	100,00%	100,00%	93,60%
631	633	527	4 223	4 079	4 099	18 006	17 268	13 796	33 529	33 044	29 826
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
25,5%	25,8%	26,4%	24,5%	23,7%	23,2%	18,5%	18,2%	15,8%	21,6%	21,6%	20,3%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
24,9%	24,3%	25,5%	30,4%	29,6%	28,4%	16,1%	15,8%	16,3%	22,0%	21,9%	21,9%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1,6%	1,8%	1,8%	5,5%	5,0%	5,1%	2,4%	2,6%	3,1%	2,6%	2,6%	2,9%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	89,22%	100,00%	100,00%	93,60%

	Loi Grenelle 2	GRI	Branche Energie Europe			Branche Energie International		
			2015	2014	2013	2015	2014	2013
Proportion de salariés handicapés	1.F		1,6%	1,5%	1,4%	0,5%	0,5%	0,5%
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI (à périmètre constant)	1.F		17,9%	14,0%	18,6%	20,3%	15,2%	19,5%
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI (à périmètre constant)	1.F		7,6%	6,5%	7,0%	8,1%	8,4%	6,8%
Mouvements de personnel et emploi								
Nombre d'embauches en CDI (à périmètre constant)	1.A	LA2	708	788	741	1 088	729	899
Nombre d'embauches en CDD (à périmètre constant)	1.A	LA2	1 851	1 924	1 738	248	197	250
Taux d'embauche (à périmètre constant)	1.A	LA2	10,7%	10,8%	9,5%	13,6%	9,0%	10,6%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	91,82%	100,00%	100,00%
Taux d'embauche CDI (à périmètre constant)	1.A	LA2	27,7%	29,1%	29,9%	81,4%	78,7%	78,2%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	91,82%	100,00%	100,00%
Nombre de licenciements (à périmètre constant)	1.A		220	419	340	65	94	199
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	91,82%	100,00%	100,00%
Turnover (à périmètre constant)	1.A	LA2	3,7%	4,9%	4,3%	6,3%	6,1%	6,7%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	91,82%	100,00%	100,00%
Turnover volontaire (à périmètre constant)	1.A	LA2	1,6%	2,2%	2,1%	5,5%	4,9%	4,8%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	91,82%	100,00%	100,00%
Développement professionnel								
Pourcentage d'effectif formé ■■	1.E	LA10	73,9%	73,8%	79,5%	91,2%	79,5%	75,7%
% de restitution			99,59%	99,46%	100,00%	85,98%	91,87%	98,82%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	1.E	LA10	29,0%	30,8%	31,0%	16,1%	15,6%	14,9%
% de restitution			99,59%	99,46%	100,00%	85,98%	91,87%	98,82%
Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé:	1.E	LA10						
Cadres	1.E	LA10	26,9%	26,4%	25,5%	24,7%	22,9%	16,3%
Non-cadres	1.E	LA10	73,1%	73,6%	74,6%	75,3%	77,1%	83,7%
% de restitution			99,59%	99,46%	100,00%	85,98%	91,87%	98,82%
Nombre total d'heures de formation	1.E	LA10	590 811	649 530	818 958	378 234	321 486	342 711
% de restitution			99,59%	99,46%	100,00%	84,70%	90,60%	98,82%
Répartition des heures de formation par thème	1.E	LA10						
Technique des métiers			51,8%	46,3%	56,4%	50,4%	48,0%	43,7%
Qualité, environnement, sécurité			22,3%	21,7%	17,7%	30,0%	30,4%	24,0%
Langues			5,8%	6,9%	6,9%	5,6%	7,1%	15,8%
Management et développement personnel			10,4%	13,4%	nd	9,6%	8,6%	nd
Autres			9,7%	11,7%	19,0%	4,5%	5,9%	16,5%
% de restitution			99,59%	99,46%	100,00%	84,70%	90,60%	98,82%
Nombre d'heures de formation par personne formée	1.E	LA10	34	35	39	45	42	42
% de restitution			99,59%	99,46%	100,00%	84,70%	90,60%	98,82%
Nombre d'heures de formation par femme formée	1.F	LA10	26	28	36	29	30	37
% de restitution			99,59%	99,46%	100,00%	84,70%	90,60%	98,82%
Dépenses de formation par heure de formation (euros)	1.E	LA10	23	22	27	36	38	23
% de restitution			99,45%	99,46%	100,00%	84,31%	89,79%	97,82%

(1) Groupe ENGIE reprend les 5 branches d'activité et le Corporate.

(2) Périmètre : voir 3.2.7.2 Note méthodologique.

(3) Taux de restitution du taux de gravité : 85%.

■■ assurance raisonnable pour l'exercice 2015.

Branche Global Gaz et GNL ⁽³⁾			Branche Infrastructure			Branche Energie Services			Groupe ENGIE ⁽¹⁾		
2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
1,5%	1,4%	1,8%	3,3%	3,3%	3,0%	2,1%	2,1%	2,4%	2,1%	2,0%	2,1%
4,8%	5,9%	3,7%	23,3%	29,8%	35,4%	17,6%	19,6%	22,7%	18,0%	19,1%	22,4%
9,6%	11,1%	15,2%	7,6%	4,6%	3,1%	13,7%	11,6%	8,6%	12,1%	10,3%	7,9%
167	153	217	924	718	710	7 948	6 828	5 796	10 974	9 347	8 423
50	54	44	636	584	484	4 775	5 201	4 791	7 713	8 090	7 365
8,8%	10,1%	13,4%	9,2%	7,5%	6,7%	13,4%	13,7%	13,6%	12,4%	11,9%	11,4%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,42%	100,00%	100,00%
77,0%	73,9%	83,1%	59,2%	55,1%	59,5%	62,5%	56,8%	54,7%	58,7%	53,6%	53,4%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,42%	100,00%	100,00%
6	11	8	4	4	21	3 044	2 235	1 978	3 342	2 770	2 550
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,42%	100,00%	100,00%
2,8%	2,9%	4,0%	2,0%	1,9%	1,5%	9,2%	7,3%	6,7%	7,1%	6,0%	5,5%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,42%	100,00%	100,00%
1,9%	2,3%	3,4%	1,9%	1,8%	1,3%	5,1%	3,8%	3,5%	4,1%	3,3%	3,0%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,42%	100,00%	100,00%
71,9%	71,6%	76,0%	70,5%	70,1%	70,9%	57,8%	64,8%	63,7%	64,0%	68,1%	68,5%
84,81%	84,47%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	97,94%	85,33%	99,28%	97,43%	90,07%	99,50%
26,1%	26,7%	24,4%	20,1%	20,3%	19,7%	10,8%	10,0%	9,5%	16,7%	17,0%	17,0%
84,81%	84,47%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	97,94%	85,33%	99,28%	97,43%	90,07%	99,50%
41,0%	42,8%	40,0%	20,2%	20,8%	20,4%	21,5%	19,2%	18,8%	24,0%	22,7%	21,6%
59,0%	57,2%	60,0%	79,8%	79,2%	79,6%	78,5%	80,8%	81,2%	76,0%	77,3%	78,4%
84,81%	84,47%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	97,94%	85,33%	99,28%	97,43%	90,07%	99,50%
56 917	67 155	66 468	450 352	465 768	471 333	1 440 526	1 445 310	1 317 964	2 971 607	2 997 908	3 071 401
84,81%	84,47%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,03%	85,33%	99,28%	97,39%	89,98%	99,50%
40,0%	36,1%	48,5%	46,0%	46,3%	53,1%	39,8%	46,0%	48,9%	44,3%	45,8%	50,5%
23,9%	31,8%	28,0%	22,8%	19,9%	23,7%	37,3%	34,6%	34,6%	30,3%	28,5%	26,6%
10,9%	10,3%	8,9%	1,9%	3,0%	2,8%	2,9%	3,8%	3,1%	4,1%	5,1%	5,9%
13,5%	13,5%	nd	18,7%	20,9%	nd	12,3%	7,5%	nd	12,8%	11,3%	nd
11,7%	8,4%	14,6%	10,6%	9,9%	20,4%	7,7%	8,0%	13,4%	8,5%	9,3%	17,0%
84,81%	84,47%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,03%	85,33%	99,28%	97,39%	89,98%	99,50%
38	46	45	38	38	37	26	28	26	31	32	32
84,81%	84,47%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,03%	85,33%	99,28%	97,39%	89,98%	99,50%
35	39	46	36	38	30	22	24	22	27	29	31
84,81%	84,47%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,03%	85,33%	99,28%	97,39%	89,98%	99,50%
53	58	67	64	60	65	30	30	26	36	NS	NS
70,34%	84,47%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	97,50%	78,69%	98,61%	96,76%		



	Loi Grenelle 2	GRI	Branche Energie Europe			Branche Energie International		
			2015	2014	2013	2015	2014	2013
Dépenses de formation par personne formée (euros)	1.E	LA10	775	779	1 076	1 615	1 622	976
% de restitution			99,45%	99,46%	100,00%	84,31%	89,79%	97,82%
Conditions de travail								
Jours d'absence par personne	1.B	LA7	15	15	15	7	6	6
% de restitution			100,00%	99,62%	100,00%	98,72%	100,00%	100,00%
Heures supplémentaires	1.B	LA7	1,4%	1,2%	1,5%	7,1%	7,2%	7,0%
% de restitution			100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Sécurité au travail ⁽²⁾								
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)			0	1	0	1	0	0
Taux de fréquence			2,62	2,5	3,9	0,53	0,7	0,8
Taux de gravité (selon référentiel français)			0,09	0,11	0,18	0,02	0,03	0,02
Taux de gravité (selon référentiel OIT)			0,06	0,06	0,11	0,02	0,03	0,02
% de restitution			100%	100%	100%	100%	100%	100%
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle			4	11	17	5	0	6
Rémunérations								
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays	1.A	Salaire minimum légal annuel 2015	2015	2014	2013	2015	2014	2013
		<i>(en euros)</i>						
France		17 490	1,55	1,51	1,49			
Belgique		18 022						
Espagne		9 080	4,55	4,41	4,36			4,09
Pays-Bas		18 094	2,45	2,62	2,82			
Royaume-Uni		18 116				1,68	2,06	2,18
Luxembourg		23 076						
Roumanie		2 817	3,69	4,26	5,15			
Pologne		5 011	4,23	3,53	3,53			
République Tchèque		4 051						
Hongrie		4 001	3,15	2,57	3,04			
Slovaquie		4 560						
Portugal		7 070						5,81
Grèce		8 205						
Allemagne		17 676						
Turquie		5 102				4,20	4,83	4,73
États-Unis		13 478				7,28	7,62	6,78
% de restitution			93,97%	98,52%	98,49%	21,56%	21,72%	21,76%

(1) Groupe ENGIE reprend les 5 branches d'activité et le Corporate.

(2) Périmètre : voir 3.2.7.2 Note méthodologique.

(3) Taux de restitution du taux de gravité : 85%.

■ ■ assurance raisonnable pour l'exercice 2015.

Branche Global Gaz et GNL ⁽³⁾			Branche Infrastructure			Branche Energie Services			Groupe ENGIE ⁽¹⁾		
2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
1 998	2 686	3 013	2 424	2 292	2 427	788	842	701	1 093	NS	NS
70,34%	84,47%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	97,50%	78,69%	98,61%	96,76%		
11	11	10	16	17	15	11	11	11	NS	NS	NS
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,91%	100,00%	99,37%			
1,4%	1,5%	1,7%	2,4%	2,4%	2,3%	3,1%	2,7%	2,5%	NS	NS	NS
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,37%			
0	0	0	1	0	0	2	1	0	4	2	0
1,79	1,5	0,6	2,45	3,0	3,3	4,39	5,2	5,5	3,56	4,1	4,4
0,06	0,03	0,01	0,10	0,11	0,11	0,21	0,27	0,27	0,17	0,20	0,21
0,04	0,02	0,01	0,06	0,07	0,08	0,15	0,18	0,17	0,11	0,13	0,13
100%	100 %	100 %	100%	100 %	100 %	98%	100 %	100 %	100%	100 %	100 %
0	0	0	3	1	1	110	138	109	122	150	133
2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
			1,61	1,62	1,65	1,45	1,47	1,45	NS		
						2,03	2,05	1,95			
						3,22	2,99	3,03			
4,60	4,61	3,84				1,84	1,82	1,90			
			3,17	2,36	2,19	1,36	1,18	2,53			
						1,77	1,72	1,72			
						2,15	3,56	4,19			
						2,35	2,35	3,54			
						3,38	3,51	3,80			
						3,05	3,07	2,73			
						2,19	2,28	2,31			
						2,67	2,89	2,66			
						2,09	1,98	2,23			
3,32						2,34					
						2,47	2,49				
80,34%	45,52%	45,71%	100,00%	100,00%	100,00%	82,20%	80,49%	82,07%			

3.2.7.1 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.

Des entités récemment acquises et de taille significative ont été exclues du périmètre de reporting des indicateurs relatifs à la formation et aux rémunérations, du fait du déploiement progressif des méthodes de reporting d'ENGIE.

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 branche, 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 du commerce se trouvent dans les Chapitres 3.1 et 3.2, une table de correspondance avec les sections du présent Document de Référence est 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 les données des 5 branches d'activité et le Corporate (comportant respectivement 3 358, 3 339 et 3 247 salariés en 2015, 2014 et 2013).

En juillet 2013, la branche environnement est sortie du périmètre de consolidation en intégration globale, son effectif était de 79 421 salariés et elle avait contribué à la réalisation de 7 022 embauches et de

1 665 mobilités au 1^{er} semestre 2013, soit au total pour le Groupe avec BE : 22 810 embauches et 7 134 mobilités en 2013.

- Les zones géographiques correspondent à celles du périmètre IFRS, ce qui conduit à l'affectation en Europe de sociétés de la branche Global Gaz & GNL localisées en Afrique.
- Les employés administratifs sont comptabilisés parmi les techniciens supérieurs agents de maîtrise (TSM).
- La notion de «cadres» 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

- Les indicateurs de cette section sont calculés sur la base d'un périmètre constant c'est-à-dire les entités de reporting incluses dans le périmètre de consolidation en intégration globale au 31/12/N-1 et 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 formation ne prennent pas en compte l'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 8 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 chez BEE qui n'a pas déclaré d'OET. Les données relatives au salaire minimum légal 2015 sont issues d'Eurostat.

En complément, l'évolution des charges de personnel est dans le Chapitre 6, Note 4 -4.2

3.2.7.2 Note de méthodologie des indicateurs santé-sécurité

Périmètre

Les analyses effectuées dans ce document concernent exclusivement les entités en intégration globale.

Méthodes de contrôle et de consolidation des indicateurs

Après avoir été collectées, les données santé-sécurité quantitatives de ce rapport ont fait l'objet de contrôles et ont été consolidées selon des procédures et des critères clairement définis.

Pour la branche Infrastructures, la consolidation des données relatives à la BU GRDF qui travaille en service commun avec ERDF ne prend en compte que la part «gaz» des heures travaillées.

3.3 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 un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions d'ENGIE dans ce domaine sont repris dans la politique environnementale du Groupe (page 16 de la politique de la responsabilité environnementale et sociétale consultable à <http://www.engie.com/analystes-rse/politique>) et se retrouvent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. Une équipe, en charge de l'expertise et de la coordination, est spécifiquement dédiée la responsabilité environnementale sous l'autorité

du Directeur Environnement. Elle s'appuie dans chaque branche sur un coordinateur environnement qui met en œuvre le reporting environnemental, anime son propre réseau de correspondants, coordonne les actions et complète l'expertise du siège par ses connaissances opérationnelles.

Un bilan annuel est rédigé par la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale et transmis au Comité de Direction Générale 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 branches en accompagnement de la lettre de conformité environnementale, ainsi que des résultats des audits environnementaux commandités par le Comité de Direction Générale.

3

3.3.1 Le cadre législatif et réglementaire

Le Groupe suit activement les évolutions réglementaires (présentées dans le Chapitre 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'est 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. De plus, Gérard Mestrallet a comodéré les groupes de travail *Business Dialogue* de la COP21 qui ont réuni les dirigeants d'entreprises et les négociateurs pays. En interne, le Groupe a organisé un débat climat-énergie avec tous ses collaborateurs.

3.3.2 Le management environnemental ⁽¹⁾

À la clôture de l'exercice 2015, les entités ayant publié une politique ou une déclaration d'engagement environnemental représentaient 97,34% du chiffre d'affaires (CA) pertinent ⁽²⁾ en termes d'impact environnemental du Groupe. Ces engagements conduisent majoritairement à la mise en

œuvre de Systèmes de Management Environnementaux (SME) au regard des conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche, faisant si besoin l'objet d'une certification externe.

POURCENTAGE DU CHIFFRE D'AFFAIRES PERTINENT COUVERT

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2015		
	(% CA pertinent)	ENGIE 2015	ENGIE 2014
Par une certification EMAS ■■	98,73%	9,3%	11,8%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS) ■■	98,53%	57,2%	55,1%
Par d'autres certifications SME externes	98,54%	3,1%	4,2%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES		69,5%	71,1%
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	98,59%	14,7%	12,9%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES		84,2%	84,2%

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2015.

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 3.5 «Rapport de l'un des Commissaires aux comptes désigné organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées» et Section 3.6 «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.).

3.3.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, 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 a développé un système de *reporting* spécifique, allant au-delà des exigences de la loi française, sur la base de travaux conduits au sein d'instances de dialogue internationales comme le *Global Reporting Initiative* (GRI) ou le *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD).

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. Des auditeurs formés dans les BU, accompagnés par les services des directions centrales, réalisent des audits environnementaux notamment sur le respect de la réglementation environnementale et les risques environnementaux majeurs.

Un système de lettres de conformité environnementale garantit l'implication du management opérationnel.

Éléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2015

Le *reporting* environnemental d'ENGIE est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil appelé CERIS 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*).

CERIS est déployé dans chaque branche 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 branche 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 branches 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 branche.

Les définitions des indicateurs utilisées 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 Responsabilité Environnementale et Sociétale).

Sur les données publiées dans le présent rapport il convient de préciser les éléments suivants :

1. 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 branche pour vérifier à quelles entités financières sont rattachées les entités industrielles qui contribuent dans l'outil CERIS ;
2. pour l'exercice 2015, la campagne a été clôturée avec un mois d'avance pour tenir compte de la suppression des branches au 31/12/2015. Cela a permis d'assurer la livraison et la validation de l'ensemble des données attendues dans les délais impartis. Cela a également eu l'effet d'accroître la part des estimations pouvant aller jusqu'à trois mois pour certaines données ;
3. ENGIE est signataire, depuis 2007, du CEO Water Mandate (Mandat des PDG concernant l'eau) marquant ainsi sa volonté de préserver les ressources en eau. Afin d'améliorer la gestion de l'eau du Groupe, les indicateurs relatifs à l'eau ont été modifiés et rendus conformes aux indicateurs GRI (*Global Reporting Initiative*) en 2011. ENGIE est ainsi capable de répondre de façon plus exhaustive aux questionnaires externes : SAM, *CDP water disclosure* (communication d'informations CDP sur l'eau), CEO Water Mandate, etc. Ces indicateurs se répartissent en quatre catégories : Prélèvement, Rejet, Consommation, Réutilisation/Recyclage. En 2015, la matérialité des indicateurs eau publiés a été revue et ENGIE a demandé aux

Commissaires aux comptes de vérifier les entrées, sorties et consommations d'eau douce et d'eau non-douce ;

4. soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe dispose d'indicateurs sur la production et la valorisation de ses déchets. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établis 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. C'est notamment le cas des centrales d'Hazelwood et de Loyang B en Australie ;
5. les émissions de CO₂ 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 CO₂. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO₂ équivalent sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (5th Assessment Report – 2014), considérés sur une échelle de 100 ans ;
6. les indicateurs Biodiversité permettant de suivre l'évolution de l'objectif Groupe (cf. Section 3.3.4.8) 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 séparation (interruption naturelle ou artificielle) 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. En 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 maintenant exclus du périmètre de reporting. Le plan d'action ciblé comprend l'ensemble des actions volontaires et réglementaires mises en oeuvre pour restaurer, préserver ou promouvoir localement la biodiversité ;
7. les émissions spécifiques de GES de la production d'énergie en kg eq CO₂/MWh sont calculées sur le périmètre des trois branches pour lesquelles il s'agit d'une activité principale : branche Énergie Services, branche Energy International et branche Énergie Europe ;
8. les données liées à l'activité des méthanières, 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 ou ceux exploités par une filiale détenue majoritairement par ENGIE ainsi que les navires affrétés sur le long terme (> 1 an). Cela donne une liste de 13 navires : Grace Cosmos, BW GDF SUEZ Everett, BW GDF SUEZ Boston, Matthew, Provalys, GDF SUEZ Global Energy, Gaselys, BW GDF SUEZ Paris, BW GDF SUEZ Brussels, GDF SUEZ Neptune (SRV), GDF SUEZ Point Fortin, Grace Acacia, Grace Barleria. L'éventuelle certification ISO 14001 des navires est également prise en compte ;
9. à des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GW_{th}) en énergie électrique (GW_{he}) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe et à 0,25 pour les incinérateurs ;
10. 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.

3.3.4 Les actions du Groupe

3.3.4.1 Le changement climatique

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 s'est fixé un objectif de réduction du taux d'émissions spécifiques de CO₂éq de 10% entre 2012 et 2020. Le taux d'émission à fin 2015 s'est établi à 445,5 g CO₂éq/kWh, en légère augmentation par rapport à 2014, du fait de la baisse de compétitivité du gaz naturel par rapport au charbon. Néanmoins, le Groupe reste confiant dans l'atteinte de son objectif pour 2020. D'autant qu'à l'automne 2015, ENGIE s'est engagé à ne plus lancer de nouveau développement dans le charbon. Le Groupe poursuit son engagement pour le développement de réglementations donnant un prix du carbone

et pour le développement des énergies renouvelables et des solutions d'efficacité énergétique. ENGIE participe activement aux travaux de la société civile sur le changement climatique, apportant son expérience opérationnelle, y compris auprès des clients du Groupe à travers un ensemble d'offres commerciales, que ce soit en matière d'intervention sur le marché carbone, de solutions techniques, d'appui ou de réalisation de stratégie et de plan d'actions de réduction des émissions de GES. De plus le Groupe répond chaque année au questionnaire du *Carbone Disclosure Project*.

En 2015, les émissions de gaz à effet de serre dits «GES» (Scope 1 hors émissions tertiaires) s'élèvent pour le Groupe à 132,7 millions de tonnes éq. CO₂ ⁽¹⁾.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2015 (% CA pertinent)	Émissions de GES	
		ENGIE 2015	ENGIE 2014
Émissions totales directes de GES – Scope 1 ■■	96,59%	132 757 296 t CO ₂ eq.	131 154 736 t CO ₂ eq.
Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie		445,5 kg CO ₂ eq./MWheq	434,2kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – exploration, production de gaz		4,5 kg CO ₂ eq./MWheq	5,7 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz		0,9 kg CO ₂ eq./MWheq	1,3 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)		1,3 kg CO ₂ eq./MWheq	0,9 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers		2,0 kg CO ₂ eq./MWheq	3,2 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz		2,2 kg CO ₂ eq./MWheq	2,54 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz par bateau		12,2 kg CO ₂ eq./MWheq	10,8 kg CO ₂ eq./MWheq

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2015.

Pour rendre ses infrastructures plus résilientes aux impacts du changement climatique (augmentation des événements extrêmes), ENGIE met en place des actions : projet de mur de construction contre le risque de crue exceptionnelle sur le site de Tihange en Belgique, projet de revégétation pour éviter l'érosion des sols en cas tempête au Mexique). Dans la continuité des travaux engagés en 2014, le Groupe a poursuivi son évaluation des impacts climatiques (inondations et

sécheresse) à l'aide du logiciel Aqueduct, en complément du travail sur le stress hydrique (voir Section 3.3.4.5 Eau). D'autre part, le Groupe s'attache à mieux anticiper les changements graduels au travers de programmes de recherche et à tirer parti des opportunités, comme la croissance des besoins de climatisation. Climespace, filiale du Groupe, développe des réseaux de froids urbains comme solution à la problématique d'îlots de chaleur dans les grandes villes en été.

(1) À noter que le périmètre retenu pour le reporting environnemental est spécifique (il porte sur les installations dont ENGIE assure le contrôle technique opérationnel) et diffère par conséquent de celui adopté par exemple pour les évaluations de parc de production électrique.



3.3.4.2 Les énergies renouvelables

Le maintien d'un mix énergétique équilibré passe par le renforcement des capacités du Groupe en énergies renouvelables, pour la production d'électricité ou de chaleur, et dans le cas du biogaz pour la mobilité.

Les énergies renouvelables représentaient en 2015 plus de 16,1 GW équivalents électriques installés, soit 20,2% du total des capacités installées du Groupe.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2015 (% CA pertinent)	ENGIE 2015		ENGIE 2014	
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ■■	99,26%	16 143 MWeq		15 875 MWeq	
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	99,26%	20,2%		19,7%	
Renouvelable – Électricité et chaleur produites ■■	99,37%	70 391 GWheq		72 036 GWheq	
Énergie produite – part du grand hydraulique		80,5%		81,7%	
Énergie produite – part du petit hydraulique		1,7%		2,0%	
Énergie produite – part de l'éolien		5,4%		6,5%	
Énergie produite – part du géothermique		0,092%		0,073%	
Énergie produite – part du solaire		0,433%		0,173%	
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz		12,0%		9,5%	

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2015.

Ces capacités correspondent au périmètre du reporting environnemental précisé en 3.3.3 (hors mises en équivalence et installations non contrôlées).

3.3.4.3 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	Périmètre couvert en 2015 (% CA pertinent)	ENGIE 2015		ENGIE 2014	
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ■■	98,68%	479 560 GWh		468 866,8 GWh	
Part du charbon/lignite		42,0%		42,2%	
Part du gaz naturel		49,4%		49,4%	
Part du fioul (lourd et léger)		1,1%		1,3%	
Part de la biomasse et du biogaz		5,1%		4,3%	
Part des autres combustibles		2,2%		2,3%	
Part des combustibles pour le transport		0,3%		0,4%	
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ■■	98,09%	11 759 GWheq		12 105 GWheq	
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse) ■■	99,14%	41,6%		41,3%	

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2015.

3.3.4.4 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.

L'aval du cycle du combustible nucléaire représente toutes les opérations relatives à ce combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire. Les coûts relatifs à cette partie sont, et seront

couverts par des provisions financières d'un total de 4,733 milliards d'euros à la fin 2015. Un dossier de justification, établi par la société Synatom tous les trois ans, est soumis et approuvé par la Commission des Provisions Nucléaires. Les coûts de démantèlement des centrales nucléaires après leur fermeture ont été également provisionnés conformément aux obligations réglementaires existantes. Les provisions établies à la fin 2015 s'élèvent à 3,301 milliards d'euros.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2015 (% CA pertinent)	ENGIE 2015	ENGIE 2014
Émissions gazeuses radioactives			
Gaz rares	100%	54,51 TBq	37,79 TBq
Iodes	100%	0,06 GBq	0,05 GBq
Aérosols	100%	0,34 GBq	0,34 GBq
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	100%	164 m ³	161,4 m ³
Rejets liquides radioactifs			
Émetteurs Bêta et Gamma	100%	12,83 GBq	8,65 GBq
Tritium	100%	19,60 TBq	76,67 TBq

3.3.4.5 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 WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*) ou le *CEO Water Mandate* du Pacte Mondial des Nations Unies. L'évaluation du risque hydrique est réalisée chaque année avec l'outil *Aqueduct* (World Resource Institute). Ces initiatives ont permis d'aboutir à une homogénéisation de définition et de la mise

en œuvre du *water stewardship*, associée à une grille d'analyse partagée, telle que proposée dans le questionnaire du CDP. En 2015, le Groupe a travaillé à l'élaboration de plan d'actions pour les sites situés en zone de stress hydrique extrême pour les installations des activités «énergie». Les indicateurs reportés concernent les utilisations d'eau liées aux processus industriels.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2015 (% CA pertinent)	ENGIE 2015	ENGIE 2014
Eau douce			
Prélèvement total	99,55%	5 503 Mm ³	5 772 Mm ³
Rejet total	99,33%	5 371 Mm ³	5 647 Mm ³
Eau non douce			
Prélèvement total	99,80%	8 234 Mm ³	8 481 Mm ³
Rejet total	99,82%	8 230 Mm ³	8 471 Mm ³
Consommation totale	99,61%	135,9 Mm ³	135,4 Mm ³



3.3.4.6 Les déchets

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2015 (% CA pertinent)	ENGIE 2015	ENGIE 2014
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	99,66%	5 724 707 t	5 447 783 t
Cendres volantes, refioms	99,69%	3 256 838 t	3 230 240 t
Cendres cendrées, mâchefers	100%	1 691 403 t	1 500 588 t
Sous-produits de désulfuration	100%	410 887 t	381 892 t
Boues	99,81%	52 762 t	47 171 t
Déchets de forage	100%	9 328 t	20 977 t
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	99,11%	5 109 566 t	4 861 623 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	99,62%	411 150 t	417 954 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	98,93%	54 664 t	56 914 t

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2015

Intégrant ainsi les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, ENGIE a traduit, 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 89,3% pour les déchets non dangereux et de 13,3% pour les déchets dangereux en 2015. 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.

3.3.4.7 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.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2015 (% CA pertinent)	ENGIE 2015	ENGIE 2014
Émissions de NOx	100%	143 253 t	149 401 t
Émissions de SO ₂	99,49%	237 031 t	246 448 t
Émissions de poussières	98,59%	12 919 t	14 672 t

3.3.4.8 La gestion de la biodiversité

Afin de contribuer à la lutte contre l'érosion mondiale de 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, la réduction des impacts des éoliennes sur la faune, le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons, 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 s'était engagé à doter d'un plan d'action ciblé ⁽¹⁾ chacun de ses sites prioritaires en Europe, 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. Fin 2015, 98,3% de ces sites étaient munis d'un plan d'action. Les plans d'actions biodiversité sont aussi déployés hors d'Europe comme par exemple les programmes de restauration de la flore et de protection de la faune le long des berges des barrages au Brésil. Le Groupe a aussi renouvelé son partenariat avec l'association 'Souffleurs d'écume' en octobre 2015 et a équipé deux de ses méthaniers d'un système pour lutter contre les collisions entre les navires et les cétacés.

(1) Un plan d'action ciblé doit combiner et détailler tous les mesures prises en vue de préserver ou restaurer la biodiversité localement.

3.3.4.9 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 2015	Données 2014
Analyses environnementales	82,4% CA pertinent	83,1% CA pertinent
Plan de prévention des risques environnementaux	84,5% CA pertinent	85,1% CA pertinent
Plan de gestion des crises environnementales	85,6% CA pertinent	86,3% CA pertinent

Les plaintes et condamnations liées à un dommage environnemental ou sanitaire se sont respectivement élevées à 173 et 4 mais le montant final à indemniser est négligeable (1 500 euros). Le Groupe suit activement ces données et met en œuvre des actions pour les réduire encore. ENGIE a provisionné 19 millions d'euros pour les risques afférents aux

litiges liés à l'environnement. En 2015, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à près de 635 millions d'euros.



Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2015 (% CA pertinent)	Données 2015	Données 2014
Plaintes liées à l'environnement	99,80%	173	478
Condamnations liées à l'environnement	99,82%	4	1
Montant des indemnisations (en milliers d'euros)	99,79%	1,5	27,9
Dépenses environnementales (en milliers d'euros)	94,51%	634 722	1 008 105

3.3.4.10 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.

3.3.4.11 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'élevaient à 1,999 milliard d'euros en 2015 et portent sur la réhabilitation de sites, le démantèlement d'installations non nucléaires et l'élimination programmée de produits.

Chez Electrabel, en Belgique, une étude sur la pollution du sol de plusieurs sites de centrales électriques a été réalisée. 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.

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.

La fragmentation des habitats naturels par l'utilisation des sols, représente la plus grande menace pour la biodiversité et est à l'origine

de la grande majorité des conflits d'occupation des sols. Les gazoducs constituent la principale occupation des sols d'ENGIE. Ces conduites de gaz étant enterrées, elles ne fragmentent pas les habitats naturels. Dès lors, l'occupation des sols ne constitue pas un enjeu pour les activités du Groupe.

3.4 Informations sociétales

Le modèle de croissance responsable développé par ENGIE se fonde sur un dialogue professionnel avec l'ensemble des parties prenantes favorisant la coconstruction et la création de valeur partagée.

3.4.1 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 territoriales. Ces objectifs impliquent que le dialogue est au cœur de la démarche du Groupe et soulignent l'importance d'une démarche professionnelle réalisée par les équipes d'ENGIE, grâce à leur bonne connaissance des parties prenantes et un dialogue proactif et régulier avec elles.

Au niveau international, en accord avec les autorités locales, le Groupe s'engage de la même manière, dans une démarche professionnelle et participative, à développer des programmes sociétaux en lien avec ses projets industriels et issus des activités de concertation.

ENGIE soutient les 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 l'initiative ENGIE Rassembleurs d'Énergies (anciennement GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies) dont la finalité est de fédérer et renforcer les actions du Groupe en faveur de l'accès à l'énergie et aux services essentiels dans les pays où il est présent ou projette de l'être. L'initiative ENGIE Rassembleurs d'Énergies repose sur trois leviers d'intervention : le don, l'assistance technique et l'investissement.

Le fonds d'investissement solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies a investi 8,1 millions d'euros et gère un portefeuille de 16 participations

dans des entreprises sociales. Ces entreprises couvrent un large éventail de technologies qui répondent à la problématique de l'accès à l'énergie : l'efficacité énergétique dans les logements sociaux en Europe, les systèmes solaires individuels, les micro-réseaux solaires et le biogaz dans les pays émergents. ENGIE Rassembleurs d'Énergies est ainsi présent sur 4 continents : l'Europe, l'Afrique, l'Asie et l'Amérique du Sud et sur plus de 10 pays. Fin 2015, le fonds aura ainsi contribué à l'électrification de 700 000 personnes. Le fonds a réalisé 8 investissements pour la seule année 2015 dont 2 au Mexique, 1 en France, 1 en Inde, 2 en Afrique de l'Est et 2 en Afrique de l'Ouest.

Pour encourager les échanges de bonnes pratiques internes sur ces sujets, le Groupe a mis en place une communauté de pratiques sur l'acceptabilité sociétale qui rassemble les principaux praticiens du Groupe. Elle a pour but de finaliser une boîte à outils contenant l'ensemble des méthodes utilisables tout au long d'un projet, de sa conception à son évaluation, et de les mettre à disposition pour l'ensemble du Groupe.

De plus, à l'initiative d'ENGIE University, un groupe de travail transverse aux activités du Groupe étudie la thématique de renforcement de la *Licence to operate* dans sa dimension d'engagement avec les parties prenantes. Le groupe ENGIE étudie aussi les différentes opportunités commerciales de l'accès à l'énergie pour tous.

3.4.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats

ENGIE maintient un dialogue continu et proactif avec toutes les parties prenantes autour de ses activités industrielles. 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*».

En France, ENGIE a mis en place des partenariats structurants pour accompagner ses démarches environnementales. C'est le cas par

exemple avec France Nature Environnement, réseau fédérant 3 000 associations de protection de l'environnement, qui accompagne le Groupe dans sa démarche de protection de la biodiversité. En 2015, le Groupe a démarré un partenariat avec le GRET (Groupe de Recherche et d'Echanges Technologiques) dans le cadre de sa contribution à l'accès à l'énergie ainsi qu'avec la Fondation ONE (Océan Nature et Environnement) pour l'accompagner dans la réalisation de ses projets d'énergie marine renouvelable. Pour lutter contre la précarité énergétique, ENGIE est partenaire d'Emmaüs France dans le cadre d'un partenariat sur ce thème.

3.4.3 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 (Codegaz et Energy Assistance) ou les directions fonctionnelles du Groupe.

Depuis sa création en 2010, la Fondation ENGIE a financé 38 projets d'accès à l'énergie pour 114 000 bénéficiaires à terme. ENGIE a lancé de nombreuses initiatives de solidarité et de lutte contre la précarité.

En 2015, ENGIE a permis à plus de 857 000 clients de bénéficier du Tarif Spécial de Solidarité (TSS) pour le gaz et à plus de 212 000 clients de bénéficier du Tarif de Première Nécessité (TPN) pour l'électricité, soit une progression de 50% en volume par rapport à 2013. ENGIE a poursuivi en 2015 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 2015, près de 90 000 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 300 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2015. Les médiateurs de ces associations, formés par ENGIE, accueillent les clients en difficulté, les aident 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 170 conseillers solidarité ENGIE sont également dédiés au traitement des demandes des travailleurs sociaux. En 2015, ces partenaires ont apporté leur soutien à plus de 50 000 demandes de clients ENGIE.

Le programme ISIGAZ (Information Sécurité Intérieure Gaz), 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 2015, plus de 20 000 foyers dans une vingtaine de villes françaises. Depuis le lancement d'ISIGAZ en 2006, 284 000 familles d'une centaine de villes ont ainsi été informées.

3.4.4 Achats, sous-traitance et fournisseurs

La filière Achats du Groupe a défini quatre objectifs ambitieux contribuant au développement et à la réputation du Groupe, au-delà de la négociation sur les prix :

- être un contributeur reconnu de la performance opérationnelle du Groupe ;
- être le garant des valeurs du Groupe vis-à-vis de ses fournisseurs et être un acteur clé dans sa démarche RSE ;
- être un modèle pour des initiatives transverses dans le Groupe ;
- être un tremplin pour le développement de carrières.

La politique Achats et Approvisionnements du Groupe définit les objectifs et les principes qui régissent la façon dont la filière Achats-Approvisionnements mène ses activités en interaction avec les opérationnels en interne et avec le marché des fournisseurs et des sous-traitants et dans le cadre de ses missions, listées ci-dessous :

- assurer des fournitures externes conformes aux exigences de qualité et de performance économique ;
- respecter les engagements et maintenir des relations équilibrées avec les fournisseurs,
- gérer efficacement les échanges d'informations au moyen d'outils et processus optimisés. En 2015, l'implémentation de PYRAMID, la solution Achats du Groupe, s'est poursuivie ;

- professionnaliser et développer les compétences des collaborateurs de la filière Achats. Le dispositif de formation de la filière, appelé «Passport Achats» a démarré en janvier 2014 et s'est poursuivie en 2015. Il vise à partager les enjeux du Groupe, sa stratégie et mieux comprendre la contribution de la Filière Achats dans la nécessaire transformation du Groupe. Il permet de sensibiliser tous les acteurs de la filière à la politique, aux méthodes et processus pour être plus performant dans l'exercice de leurs fonctions. Ce dispositif se décompose en deux temps : un séminaire de deux jours en présentiel, et un programme de formation en ligne «Procurement ePassport» via la plateforme de formation en ligne du Groupe. En complément de cette formation, les responsables achat (et à terme l'ensemble de la filière Achats) ont suivi une formation spécifique à l'éthique dans la relation fournisseur ;
- mettre en œuvre une gestion du portefeuille achats par catégorie afin de développer la transversalité des stratégies au sein du Groupe ; 42 *Category Managers* ont été nommés en 2014/2015 et PYRAMID, la solution Achats du Groupe, permet de concrétiser cette mise en œuvre ;
- s'assurer que tout accord avec un fournisseur fait l'objet d'un document écrit (comportant impérativement la clause éthique, responsabilité environnementale et sociétale) préalablement négocié et signé entre les parties par l'acheteur habilité, selon les pouvoirs en vigueur.

3.5 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes désigné organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de gestion inclus dans le Document de Référence

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 2015, présentées dans le chapitre 3 « Informations sociales, environnementales et sociétales » du document de référence, 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, conformément aux référentiels utilisés par la société (ci-après les « Référentiels ») disponibles sur demande au siège de la société auprès de la Direction Stratégie et Développement Durable (Service Environnement et Climat), de la Direction des Ressources Humaines Groupe et de la Direction Santé Sécurité et Systèmes de Management et dont un résumé figure dans le document de référence dans la partie « Eléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2015 », « Note de méthodologie des indicateurs sociaux » et « Note de méthodologie des indicateurs santé-sécurité ».

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 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. 225105 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 aux Référentiels (Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE).

Nos travaux ont mobilisé les compétences de treize personnes et se sont déroulés entre septembre 2015 et la date de signature de notre rapport 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 3.2 et 3.3 du document de référence.

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 une cinquantaine d'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 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 ;
- 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⁽³⁾:

- au niveau de l'entité consolidante 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 document de référence ;

- au niveau d'un échantillon représentatif d'entités et de directions que nous avons sélectionnées⁽⁴⁾ 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 21 % des effectifs et entre 13 et 84 % 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 en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques professionnelles formalisées dans le secteur.

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 aux Référentiels.

Fait à Paris-La Défense, le 4 mars 2016

L'Organisme Tiers Indépendant
ERNST & YOUNG et Associés

Alexis Gazzo
Associé Développement durable

Bruno Perrin
Associé

(3) Informations sociales et santé / sécurité : Effectif total, Répartition par CSP – Cadres, Non-cadres, Proportion d'alternants dans l'effectif, Proportion de femmes dans l'effectif et dans l'encadrement, Effectif permanent, Effectif non permanent, Pyramide des âges sur l'effectif CDI, Turnover (nombre de départs), Turnover volontaire (nombre de démissions), Nombre de licenciements, Nombre d'embauches en CDI, Taux d'embauche CDI, Part de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI, Part de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI, Nombre d'embauches en CDD, Taux d'embauche, Renouvelable – électricité et chaleur produites, Salaire moyen OET, Pourcentage d'effectif formé - par sexe et par CSP, Nombre total d'heures de formation - par thème et par sexe, Jours d'absence par personne, Nombre d'accidents mortels (collaborateurs), Taux de fréquence (basé sur les nombres d'accidents du travail), Taux de gravité (selon le référentiel OIT et selon le référentiel français), Heures totales travaillées, Nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles.

Informations sociétales : dialogue avec les parties prenantes,

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, Consommation totale d'électricité et d'énergie thermique, Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclu biomasse), Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique), Renouvelable – électricité et chaleur produites, Emissions totales directes de GES - Scope 1, Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux évacués (à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (à l'exclusion des déchets radioactifs), Emissions totales de SO2, Emissions industrielles totales de NOx, Emissions de poussières, Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues), Quantité totale de déchets & sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues), Biodiversité - Part de sites prioritaires avec un plan d'action ciblé (Europe), Prélèvement eau douce, Rejet eau douce, Prélèvement eau non-douce, Rejet eau non-douce, Consommation d'eau globale.

(4) Informations sociales et santé / sécurité : Savelys SAS Holding, GDF SUEZ Energie Deutschland, GDF SUEZ Energie Italia, E-CL (Subconsolidated), Cofely Workplace Limited, Cofely Limited, Cofely FM LTD, Cofely District Energy Ltd, Cofely Nederland NV, Cofely Services Facilities Solutions, Cofely Sud Est, GDF SUEZ E&P Norge AS, GDF SUEZ E&P UK LTD, GDF Production Nederland BV.

Informations environnementales : BEI : Hazelwood Power Partnership, KWINANA CONSOLIDATED, Loy Yang B consolidated, Tocopilla Conventional (Units 12 to 15), Mejillones Conventional, Mejillones CGGT, BEE : Coo, Biomasseheizkraftwerk Zolling GmbH, GDF SUEZ ENERGIA POLSKA SA, CNR, CN'AIR, SPEM (Montoir), B3G: GDF SUEZ DEXPro (E&P Deutschland), Global LNG, BES : Conso Službyt - SKAL – Termming, COFELY a.s. SK – Consolidation, COFELY Réseaux Sud Est (s4) (< 200 MWth), COFELY Services Sud Est (s4), COFELY UK, Cofely Espana, BI : GrDF (ex GDF Distribution Réseau).



3.6 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 ») établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Responsabilité de la société

Ces Données ont été préparées sous la responsabilité de la Direction Générale d'ENGIE SA, conformément aux référentiels utilisés (ci-après les « Référentiels ») pour le reporting des données sociales et environnementales, disponibles sur demande au siège de la société auprès de la Direction Stratégie et Développement Durable (Service Environnement et Climat), de la Direction des Ressources Humaines Groupe et de la Direction Santé Sécurité et Systèmes de Management ; et dont un résumé figure dans le document de référence dans la partie « Eléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2015 » et « Note de méthodologie des indicateurs sociaux ».

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 aux normes d'exercice professionnel applicables en France et à la norme internationale ISAE 3000 ⁽¹⁾.

- Nous avons apprécié le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité, 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 ⁽²⁾;
- Nous avons mené des entretiens auprès des personnes concernées de la Direction Stratégie et Développement Durable (Service Environnement et Climat), de la Direction des Ressources Humaines Groupe et de la Direction Santé Sécurité et Systèmes de Management au siège et au sein des branches (Energie Europe (BEE), Energie Internationale (BEI), Global Gaz et GNL (B3G), Infrastructures (BI), Services à l'Energie (BES)) afin d'analyser le déploiement et l'application des Référentiels.

(1) ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information.

(2) Informations sociales et santé sécurité : Effectif total ; Effectif total - Répartition par zone géographique ; Effectif total - répartition par CSP-Cadres, Effectif total - répartition par CSP-Non Cadres ; Pyramide des âges sur l'effectif CDI ; Effectif féminin ; Proportion de femmes dans l'effectif ; Proportion de femmes dans l'encadrement ; Répartition par type de contrat – CDI, Répartition par type de contrat – Autres ; Pourcentage d'effectif formé ; Taux de fréquence des accidents du travail.

Informations environnementales : Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS ; Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001 ; Consommation d'énergie primaire - total (excluant l'autoconsommation) ; Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ; Efficacité énergétique des centrales à combustible fossiles (inclus biomasse) ; Renouvelable - Puissance nette d'énergie installée (électrique et thermique) ; Renouvelable - Electricité 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.

- 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⁽³⁾ 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 51% des effectifs et entre 45% et 86% 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 □□ ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense le 4 mars 2016

Les Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés	Ernst & Young et Autres
Véronique Laurent	Pascal Macioce

(3) **Informations sociales et santé sécurité** : BEE : Savelys SAS Hodling, GDF SUEZ Energy Romania; ELECTRABEL; N-ALLO; GDF SUEZ Energie Deutschland; GDF SUEZ ENERGIA ITALIA ; BEI : Suez Energy North America ; E-CL; Tractebel Energia Consolidated ; Enersur ; BES : INEO SA ; Cofely Worplace Limited ; COFELY Limited; COFELY FM LTD; Cofely District Energy Ltd; COFELY Nederland NV; ENDEL; Cofely Services Facilities Solutions; Cofely Sud-Est; TRACTEBEL ENGINEERING; EMAC BRAZIL; LEME ENGENHARIA; B3G : GDF SUEZ E&P Norge AS; GDF SUEZ E&P UK LTD UK ; GDF Production Nederland BV; BI : GrDF (ex GDF Distribution Réseau; SDI new: GRT gaz Deutschland GmbH.

Informations environnementales : BEI : Armstrong Energy Ltd Partnership LLP; Troy Energy LLC; ANP Hays; KWINANA CONSOLIDATED; Hazelwood Power Partnership; Loy Yang B consolidated; UCH Power (Private) Limited (full conso); UCH-II Power (Private) Limited; MA Hydro; ITASA; Salto Santiago; Tractebel Energia de Altamira - in MXN; TRACTEBEL ENERGIA DE MONTERREY S. RL CV; Tractebel Energia de Panuco - in MXN; Energia Mayakan; Baymina Enerji A.S.; Dinorwig; ANP Midlothian; Mejillones CCGT ; Mejillones Conventional ; Tamaya; Tocopilla CCGT (Unit 16); Tocopilla Conventional (Units 12 to 15); Tocopilla GT (TG 1 to 3); BEE : Electrabel SA (BU, site Amercoeur, site Coe et site Doel); Electrabel Nederland (BU et site EEMS); CNR; CN'AIR; SPEM (Montoir); GDF SUEZ Kraftwerk Wilhelmshaven GmbH & Co. KG ; VOGHERA ; GDF SUEZ ENERGIA POLSKA SA ; CASTELNOU; Biomasseheizkraftwerk Zolling GmbH; BES : Conso Službyt - SKAL – Termming, COFELY a.s. SK – Consolidation, COFELY Réseaux Sud Est (s4) (< 200 MWth), COFELY Services Sud Est (s4), COFELY UK, Cofely Espana; BI : GrDF (ex GDF Distribution Réseau); B3G : GDF SUEZ DExPro (E&P Deutschland), Global LNG.



Informations sociales, environnementales et sociétales

3.6 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes

04

Gouvernement d'entreprise

4

4.1	Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	100	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service	125
4.1.1	Conseil d'Administration : composition - mandats - renseignements - indépendance	100	4.5.1	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	125
4.1.2	Commissaire du gouvernement	112	4.5.2	Transactions entre parties liées	129
4.1.3	Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités	112	4.5.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	129
4.1.4	Les Comités permanents du Conseil	114	4.6	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	130
4.1.5	Principes et règles de détermination des rémunérations et avantages des mandataires sociaux	116	4.6.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	130
4.1.6	Code de gouvernement d'entreprise	117	4.6.2	Rémunération des dirigeants non mandataires sociaux	140
4.1.7	Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société	117	4.6.3	Provision de retraite	140
4.1.8	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	121	4.6.4	Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs	140
4.2	Assemblée Générale du 3 mai 2016 - Composition du Conseil d'Administration	122	4.6.5	Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	142
4.3	Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société ENGIE	123	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	145
4.4	Direction Générale	124	4.6.7	Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social - Historique des plans en vigueur	147
			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	151
			4.6.9	Actions gratuites et Actions de Performance consenties aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés	151
			4.6.10	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2015	152

4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

Le présent rapport, établi par le Président du 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, aux procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société et aux éventuelles 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. Ce rapport, après avoir été soumis au Comité de Direction Générale, a été présenté au Comité d'Audit et au Comité des Nominations et des Rémunérations pour les parties relevant de leurs domaines d'activité. Il a ensuite été approuvé par le Conseil d'Administration, dans sa séance du 24 février 2016⁽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 relatives à la composition du Conseil d'Administration, 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».

Le Conseil d'Administration a pris acte de la démission de Pierre Mongin, Administrateur représentant de l'État, en date du 17 mars 2015.

L'Assemblée Générale du 28 avril 2015 a ratifié la cooptation d'Isabelle Kocher en qualité d'Administrateur, en remplacement de Paul Desmarais.

Les mandats d'Albert Frère, Ann-Kristin Achleitner, Edmond Alphandéry, Aldo Cardoso et Françoise Malrieu sont arrivés à échéance à l'Assemblée Générale du 28 avril 2015. Ann-Kristin Achleitner, Edmond Alphandéry, Aldo Cardoso et Françoise Malrieu ont été réélus à cette fonction. Albert Frère n'a pas sollicité le renouvellement de son mandat.

L'Assemblée Générale du 28 avril 2015 a également élu Barbara Kux et Marie-José Nadeau, Administrateurs (en remplacement d'Albert Frère et de Jean-François Cirelli).

Cette même Assemblée a élu, sur proposition de l'État conformément à l'article 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, Bruno Bézard, Catherine Guillouard, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Stéphane Pallez comme Administrateurs. Conformément aux dispositions de l'article 4 de cette même ordonnance, Astrid Milsan a été nommée par arrêté du 28 avril 2015, Administrateur représentant de l'État. Suite à l'arrêté du 4 février 2016, le Conseil a pris

acte de la nomination de Lucie Muniesa, Administrateur représentant de l'État, en remplacement d'Astrid Milsan.

Par ailleurs, Gérard Lamarche a démissionné le 28 avril 2015 de ses fonctions de Censeur et n'a pas été remplacé.

Enfin, le Conseil du 29 juillet 2015 a désigné Jean-Louis Beffa en qualité de Vice-Président-Administrateur Référent.

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 d'ENGIE ;
- 1 Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté, en vertu de l'article 4 de cette même ordonnance ; et
- 3 Administrateurs 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.

Le Conseil d'Administration comprend 8 Administrateurs indépendants (voir Sections 4.1.1.2 «Administrateurs en exercice» et 4.1.1.5 «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.

(1) Les évolutions de la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 3 mai 2016 sont présentées en section 4.2.

4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Le Conseil d'Administration comprend 11 femmes Administrateurs sur 19. La loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 et le Code Afep-Medef instaurent 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 et le Code prévoient 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 3 Administrateurs représentant les salariés, l'appréciation est faite sur une base de 16 Administrateurs dont 10 sont des femmes, soit 63% de femmes.

ENGIE veille également à renforcer la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 19 Administrateurs, 4 ne sont pas français, soit 21%.

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 (66 ans) Président-Directeur Général	Français	16/07/2008	23/04/2012	2016	ENGIE 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Isabelle Kocher (49 ans) Directeur Général Délégué	Française	12/11/2014	-	2016	ENGIE 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
M. Jean-Louis Beffa ⁽¹⁾ (74 ans) Vice-Président-Administrateur Référént	Français	20/11/2004	23/04/2012	2016	Saint-Gobain Les Miroirs 18, avenue d'Alsace 92096 La Défense Cedex
Mme Ann-Kristin Achleitner ⁽¹⁾ (49 ans)	Allemande	19/09/2012	28/04/2015	2019	Residenzstrasse 27 80333 Munich (Allemagne)
M. Edmond Alphandéry ⁽¹⁾ (72 ans)	Français	16/07/2008	28/04/2015	2019	Banque Nomura 7, place d'Iéna 75016 Paris
M. Aldo Cardoso ⁽¹⁾ (59 ans)	Français	20/11/2004	28/04/2015	2019	ENGIE 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Barbara Kux ⁽¹⁾ (61 ans)	Suisse	28/04/2015	-	2019	Gustav-Gull-Platz, 4 8004 Zurich (Suisse)
Mme Françoise Malrieu ⁽¹⁾ (69 ans)	Française	02/05/2011	28/04/2015	2019	19, avenue Léopold II 75016 Paris
Mme Marie-José Nadeau ⁽¹⁾ (62 ans)	Canadienne	28/04/2015	-	2019	1 place Ville Marie Montréal (Québec) H3B 2C4 (Canada)
Lord Simon of Highbury ⁽¹⁾ (76 ans)	Britannique	16/07/2008	23/04/2012	2016	1, St James's Square Londres SW1Y 4PD (Royaume-Uni)

(1) Administrateur indépendant (voir Section 4.1.1.5 «Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts»).

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					
M. Bruno Bézard (52 ans)	Français	28/07/2014	28/04/2015	2019	Ministère des Finances et des Comptes Publics Ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique Direction Générale du Trésor 139, rue de Bercy Télédoc 230 75572 Paris Cedex 12
Mme Stéphane Pallez (56 ans)	Française	19/04/2012	28/04/2015	2019	La Française des Jeux 126, rue Gallieni 92643 Boulogne-Billancourt Cedex
Administrateurs du secteur privé					
Mme Catherine Guillouard (51 ans)	Française	28/04/2015	-	2019	Rexel 13 boulevard du Fort de Vaux 75017 Paris
Mme Mari-Noëlle Jégo-Laveissière (47 ans)	Française	28/04/2015	-	2019	Orange 75 rue Olivier de Serres 75015 Paris

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 (41 ans)	Française	04/02/2016	-	2019	Ministère des Finances et des Comptes Publics Ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique 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 (51 ans)	Français	21/01/2009	2014	2018	Elengy Terminal Méthanier BP 35 44550 Montoir-de-Bretagne
M. Philippe Lepage (51 ans)	Français	28/04/2014	-	2018	Elengy Zone Portuaire – BP 35 44550 Montoir-de-Bretagne
Mme Anne-Marie Mourer (56 ans)	Française	21/01/2009	2014	2018	GRDF Sud-Est Immeuble VIP 66, rue de La Villette 69425 Lyon Cedex 03

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
Mme Caroline Simon (47 ans)	Française	23/04/2013	-	2017	Inéo Défense Établissement de Sophia-Antipolis 90, Traverse des Messugues 06560 Valbonne

4.1.1.3 Renseignements concernant les Administrateurs en exercice

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale

Gérard Mestrallet, né le 1^{er} 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 EcoFin (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. Il est, par ailleurs, Président de l'Association Paris Europlace, membre de l'European Round Table of Industrialists, Président honoraire du Conseil International du Maire de Shanghai et de Pékin, Administrateur de l'Université Tongji (Shanghai) et Docteur Honoris Causa de l'Université de Cranfield (Royaume-Uni).

4

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Président-Directeur Général

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015

Président du Conseil d'Administration d'ENGIE E.S.⁽²⁾, Président du Conseil d'Administration de SUEZ Environnement Company⁽¹⁾ (France), d'Electrabel⁽²⁾ et de GDF SUEZ E.M.T.⁽²⁾ (Belgique)
Administrateur de Saint-Gobain⁽¹⁾ (jusqu'au 4 juin 2015), Société Générale⁽¹⁾ (depuis le 19 mai 2015) (France), International Power⁽²⁾ (Royaume-Uni)
Membre du Conseil de Surveillance de Siemens AG⁽¹⁾ (Allemagne)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Président du Conseil d'Administration de International Power S.A.⁽²⁾ (Belgique)
Vice-Président du Conseil d'Administration d'Agua de Barcelona (Espagne) et d'Electrabel⁽²⁾ (Belgique)
Administrateur de Saint-Gobain⁽¹⁾ (jusqu'au 4 juin 2015) (France) et de Pargesa Holding⁽¹⁾ (Suisse)
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 depuis 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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Directeur Général Délégué

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015

Vice-Présidente d'Electrabel⁽²⁾ (Belgique)
Administrateur d'Axa⁽¹⁾, d'ENGIE E.S.⁽²⁾, de SUEZ Environnement Company⁽¹⁾ (France) et d'International Power (Royaume-Uni)⁽²⁾

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Président-Directeur Général de Eau et Force (France)
Directeur Général de Lyonnaise des Eaux (France)
Administrateur de Arkema France⁽¹⁾, Degrémont, R+i Alliance, Safège, Sita France (France)

(1) Société cotée.

(2) Groupe ENGIE.

Jean-Louis Beffa, né le 11 août 1941

Ancien élève de l'École Polytechnique, Jean-Louis Beffa est également diplômé de l'École Nationale Supérieure du Pétrole et de l'Institut d'Études Politiques de Paris. Il a débuté sa carrière à la Direction des Carburants du ministère de l'Industrie français. En 1974, il rejoint Saint-Gobain au poste de Vice-Président du Plan jusqu'en 1977. De 1978 à 1982 il occupe les fonctions de Directeur Général puis Président-Directeur Général de Pont-à-Mousson SA, ainsi que celles de

Directeur des branches Canalisation et Mécanique de la Compagnie de Saint-Gobain, de 1979 à 1982. Jean-Louis Beffa a été Président-Directeur Général de Saint-Gobain de janvier 1986 à juin 2007 après en avoir été le Directeur Général Délégué de 1982 à 1986. De juin 2007 à juin 2010, il préside le Conseil d'Administration de la Compagnie de Saint-Gobain avant d'en devenir son Président d'honneur.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Vice-Président-Administrateur Référént Président du Comité des Nominations et des Rémunérations	Président de Claude Bernard Participations SAS et de JL2B Conseil Vice-Président du Conseil de Surveillance du Fonds de Réserve des Retraites Administrateur de Saint-Gobain Corporation (États-Unis) et de Élé SAS Membre du Conseil de Surveillance de Le Monde, Société Éditrice du Monde, Le Monde & Partenaires Associés SAS Membre de la Commission de Surveillance de la Caisse des Dépôts	Représentant permanent de la Compagnie de Saint-Gobain au Conseil d'Administration de Saint-Gobain PAM Administrateur de Groupe Bruxelles Lambert ⁽¹⁾ (Belgique) Membre du Conseil de Surveillance Siemens AG ⁽¹⁾ (Allemagne)

(1) Société cotée.

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 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 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité d'Audit (jusqu'au 28 avril 2015) Membre 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 ⁽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 du Private Capital Industry Agenda, Forum Économique Mondial (WEF) Membre du Conseil consultatif scientifique, Knowledge Centre of the European Venture Philanthropy Association (EVPA) Membre du Conseil du Private Fund Managers Industry Agenda, Forum Économique Mondial (WEF) Membre du Conseil de surveillance, SpineWelding AG (précédemment WW Technology SA), Vontobel Holding AG et Bank Vontobel AG (Suisse) Membre du Conseil de Helmholtz-Validierungsfonds de la Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren et de Fraunhofer Gesellschaft Membre du Comité Consultatif du Social Entrepreneurship Akademie (SEA) Membre de la Commission d'experts «Research and Innovation» (EFI), Gouvernement Fédéral allemand 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

4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

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. Depuis le 1^{er} janvier 2014, il est également 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 2015	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	Président du CEPS (Center for European Policy Studies) (Belgique) Senior Advisor de Nomura Securities (France) Membre de l'«Advisory Board» de A.T. Kearney France Membre du Conseil d'Administration de la Fondation «Stichting Continuïteit ST» (Pays-Bas) Censeur de Crédit Agricole CIB (jusqu'au 13 octobre 2015) (France) Membre de l'«Advisory Committee» d'Omnès Capital (France) 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 Administrateur de Neovacs (France), Caixa Seguros (Brésil) et de CNP Vita (Italie) Censeur de Crédit Agricole CIB (jusqu'au 13 octobre 2015) (France)

(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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité d'Audit Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies	Administrateur de Bureau Veritas ⁽¹⁾ , Imerys ⁽¹⁾ , GE Corporate Finance Bank SAS (France) Censeur d'Axa Investment Managers (France)	Administrateur de Accor ⁽¹⁾ , Gecina ⁽¹⁾ , Rhodia ⁽¹⁾ (France), Mobistar ⁽¹⁾ (Belgique)

(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 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 2011, elle est Administrateur de groupes mondiaux comme Total S.A.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (depuis le 28 avril 2015)	Administrateur de Total S.A. ⁽¹⁾ (France), Umicore ⁽¹⁾ (Belgique), de Pargesa Holding SA ⁽¹⁾ et de Firmenich S.A. (Suisse) Membre du Conseil de Surveillance de Henkel AG & Co KGaA ⁽¹⁾ (Allemagne)	Membre du Directoire de Siemens AG ⁽¹⁾ (Allemagne) Administrateur de l'INSEAD (France) et de ZF Friedrichshafen AG (Allemagne)

(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 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable Membre du Comité d'Audit Membre du Comité des Nominations et des Rémunérations	Président du Conseil d'Administration de la Société de Financement de l'Économie Française – SFEF (jusqu'au 11 mars 2015) (France) Administrateur de La Poste (France) Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA (France)	Président du Conseil d'Administration de la Société de Financement de l'Économie Française – SFEF (jusqu'au 11 mars 2015) (France) Contrôleur Délégué à la Mission de Contrôle des Rémunérations des Professionnels de Marché Administrateur d'Aéroports de Paris ⁽¹⁾ (France)

(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 et elle est membre du Barreau du Québec. 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 depuis 2012 après avoir siégé à ce Conseil pendant près de dix ans. Elle est également Vice-Présidente du Conseil et membre du Comité Exécutif de l'Orchestre symphonique de Montréal.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité d'Audit (depuis le 28 avril 2015)	Présidente du Conseil mondial de l'énergie (Royaume-Uni) Administratrice, Présidente du Comité de Régie d'entreprise et de mise en candidature et membre du Comité des Ressources humaines de Métro Inc. ⁽¹⁾ (Canada) Administratrice, membre du Comité d'Audit et du Comité Safety Health and Environment de Churchill Falls and Labrador Corporation Limited (Canada)	Vice-Présidente exécutive – Affaires corporatives et Secrétaire Générale de Hydro-Québec (Canada) Présidente du Comité Communications and Outreach du Conseil mondial de l'énergie (Royaume-Uni) Membre du Comité d'Audit de Métro Inc. ⁽¹⁾ (Canada) Vice-Présidente du Conseil, membre du Comité Exécutif et du Comité d'Audit de l'Université Concordia (Canada)

(1) Société cotée.

Lord Simon of Highbury, né le 24 juillet 1939

Titulaire d'un MA de Cambridge et diplômé MBA de l'INSEAD de Fontainebleau, Lord Simon of Highbury rejoint British Petroleum en 1961 où il exerce des fonctions de direction avant d'être nommé Chairman en 1995. Après avoir exercé des fonctions ministérielles à partir de

mai 1997, il devient Conseiller du Premier ministre britannique pour la modernisation du gouvernement. Il fut également Conseiller du Président Prodi pour la réforme de l'Union européenne. Il est entré à la Chambre des Lords en 1997.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies Membre du Comité des Nominations et des Rémunérations	Senior Advisor de MWM Board Consultants (Royaume-Uni) Président de l'«Advisory Board» de Montrose Associates Limited (Royaume-Uni) Administrateur de l'Institute for Government (Royaume-Uni) et du Centre d'Études Politiques Européennes (Belgique) Membre de l'«Advisory Board» de Dana Gas International (Émirats arabes unis), Centre for European Reform (Royaume-Uni) Trustee, Institute for Strategic Dialogue (Royaume-Uni) Trustee de Hertie Foundation (Allemagne)	

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Administrateurs du secteur public

Bruno Bézard, né le 19 mai 1963

Inspecteur général des finances, ancien élève de l'École Polytechnique et de l'École Nationale d'Administration, Bruno Bézard a été Inspecteur des finances en service à l'Inspection Générale des Finances de 1988 à 1992. Ensuite, il exerça différents postes à la Direction du Trésor jusqu'en janvier 2000. Successivement Directeur Adjoint du Cabinet du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Sous-Directeur à la Direction du Trésor en charge de l'aide au développement des banques multilatérales et des pays émergents, Vice-Président du Club de Paris, il est de la mi-2001 à avril 2002 Conseiller économique et

financier du Premier ministre. Puis, de juillet 2002 à mars 2003, il occupe le poste de chef de service des participations à la Direction du Trésor avant sa nomination à l'Agence des Participations de l'État en qualité de Directeur Général Adjoint en mars 2003, puis en février 2007 de Directeur Général. De septembre 2010 à août 2012, Bruno Bézard est ministre conseiller à Pékin, Chef du service économique régional «grande Chine» de la France. En août 2012, il devient Directeur Général des Finances publiques jusqu'à ce qu'il devienne Directeur Général du Trésor en juillet 2014.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Membre du Conseil de Surveillance de PSA ⁽¹⁾ (France)	Administrateur d'Air France KLM ⁽¹⁾ (France)

(1) 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 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (jusqu'au 28 avril 2015)	Présidente-Directrice Générale de la Française des Jeux (France) Présidente-Directrice Générale de la Caisse Centrale de Réassurance (CCR) (jusqu'au 13 janvier 2015) (France) Administrateur de CNP Assurances ⁽¹⁾ et Positive Planet (France) Membre du Conseil de Surveillance, du Comité d'Audit et du Comité RSE d'Eurazeo ⁽¹⁾ (France)	Présidente du Conseil d'Administration de la joint-venture OBPS (Orange BNP Paribas Services) Présidente du Conseil d'Administration d'OBP (Orange Business Participations) Présidente du Conseil de Surveillance de Pages Jaunes Administrateur de CACIB (Crédit Agricole Corporate & Investment Bank), FTCD et de TPSA (Pologne)

(1) Société cotée.

Administrateurs du secteur privé

Catherine Guillouard, née le 23 janvier 1965

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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015	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 28 avril 2015)	Directeur Général Délégué de Rexel ⁽¹⁾ (France)	Administrateur de Technicolor ⁽¹⁾ et d'Aéroports de Paris ⁽¹⁾ (France)

(1) Société cotée.

4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

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 1^{er} 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

Administrateur
Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (depuis le 28 avril 2015)

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015

Directrice Exécutive Innovation, Marketing et Technologies et membre du Comité Exécutif du groupe Orange⁽¹⁾ (France)
Administrateur de l'Agence Nationale des Fréquences (France), et des sociétés Orange Roumanie (Roumanie), Nordnet, Soft@Home et Viaccess (France)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Directrice d'International and Backbone Network Factory du Groupe Orange et Directrice de la R&D du Groupe Orange
Administrateur de l'Institut Mines Télécom et des sociétés Next.com, Francetel, France Telecom R&D UK Ltd, France Telecom R&D Beijing Company Limited, France Telecom Japan Company Ltd, OrangeDistribution, CBax, INRIA
Censeur au Conseil de surveillance de Cloudwatt
Membre du comité de surveillance d'Orange Marine, INNOVACOM Gestion

(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 (Ensaie), 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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Membre du Comité d'Audit (depuis le 24 février 2016)
Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (depuis le 24 février 2016)
Membre du Comité des Nominations et des Rémunérations (depuis le 24 février 2016)

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015

Administrateur, en qualité de Représentant de l'État, de Safran⁽¹⁾ et d'Orange⁽¹⁾ (France)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Administrateur, en qualité de représentant de l'État, du Palais de Tokyo, de la Française des Jeux et de l'Etablissement 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'Etablissement public de la cité de la Musique – Philharmonie de Paris
Membre suppléant en qualité de personnalité qualifiée au conseil d'administration de l'Etablissement public la Monnaie de Paris

(1) Société cotée.

Administrateurs élus représentant les salariés

Alain Beullier, né le 26 mars 1964

Recruté en 1984, il 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, Alain Beullier a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège «autres salariés», par suffrage des salariés le 18 décembre 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainé par la Fédération chimie énergie — CFDT Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	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 2015	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)	Néant

Anne-Marie Mourer, née le 20 avril 1959

Titulaire d'une maîtrise de sciences économiques et d'un diplôme d'études supérieures en marketing, Anne-Marie Mourer intègre, en 1982, EDF GDF Services où elle occupe successivement différentes fonctions de management au sein des services commerciaux en région. En 1992, elle devient consultante interne en marketing auprès des Centres EDF GDF Services, puis jusqu'à fin 2001, responsable d'Energie Direct, structure nationale pilote, au sein de la Direction des Ventes Gaz, de marketing opérationnel. La Direction Commerciale du Groupe Gaz de France lui confie ensuite le management de l'entité Marketing nouvellement créée en région Sud-est. Début 2004, elle intègre GRDF, le nouveau Gestionnaire de réseaux gaz où elle exerce en

région Rhône-Alpes-Bourgogne des fonctions d'appui et de pilotage au sein du domaine Développement. Depuis l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie aux particuliers en 2007, elle est chargée de mission à GRDF. Elle est par ailleurs conseillère au Tribunal de Prud'hommes de Lyon (section Encadrement) depuis 2009. Depuis mai 2014, Anne-Marie Mourer est aussi membre du Conseil d'Administration de l'Institut Français des Administrateurs (ASC, France). Plus récemment, elle a été nommée experte Gouvernance auprès de la Confédération CFE CGC et à ce titre anime son Cercle des Administrateurs Salariés.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainée par la Fédération des industries électriques et gazières – CFE-CGC Membre du Comité des Nominations et des Rémunérations	Néant	Néant

Administrateur représentant les salariés actionnaires, élu par l'Assemblée Générale

Caroline Simon, née le 3 novembre 1968

Caroline Simon a suivi une formation d'achats industriels et a débuté sa carrière chez THOMSON-CSF en 1991 en tant qu'acheteuse composants électriques, électroniques, frais généraux, achats amonts et

négociation d'investissements. Elle est entrée dans le Groupe en 1997 et occupe actuellement un poste aux achats d'INEO Défense dans le domaine de la sous-traitance de câblage et mécanique.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2015	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainée par la Fédération Construction Bois – CFDT Membre du Comité d'Audit	Présidente du Conseil de Surveillance du fonds LINK France	Membre du Conseil de Surveillance des fonds SPRING France et LINK France

4.1.1.4 Nombre d'actions et stock-options d'ENGIE détenues par les Administrateurs en exercice

	Nombre d'actions	Nombre de stock-options
Gérard Mestrallet	84 013 ⁽¹⁾	0
Isabelle Kocher	7 116 ⁽¹⁾	18 996
Jean-Louis Beffa	4 533	N/A
Ann-Kristin Achleitner	50	N/A
Edmond Alphandéry	2 923	N/A
Alain Beullier	51	N/A
Bruno Bézard	⁽²⁾	N/A
Aldo Cardoso	1 038	N/A
Catherine Guillouard	⁽²⁾	N/A
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	⁽²⁾	N/A
Barbara Kux	50	N/A
Philippe Lepage	287	N/A
Françoise Malrieu	1 419	N/A
Anne-Marie Mourer	54	N/A
Lucie Muniesa	⁽²⁾	N/A
Marie-José Nadeau	50	N/A
Stéphane Pallez	200 ⁽²⁾	N/A
Caroline Simon	30 ⁽²⁾	N/A
Lord Simon of Highbury	1 911	N/A

(1) Inclut les Actions de Performance acquises figurant au 4.6.7.4 ci-dessous et les levées simples d'options figurant au 4.6.10 ci-dessous.

(2) 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, à l'Administrateur représentant de l'État et à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

4.1.1.5 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 et de la qualification 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 examiné par le Comité des Nominations et des Rémunérations lors de sa séance du 9 février 2016, puis par le Conseil d'Administration du 24 février 2016.

Le Conseil d'Administration d'ENGIE a examiné au cas par cas la situation de chacun des Administrateurs au regard du Code Afep-Medef auquel il se réfère.

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 Bruno Bézard, 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 Anne-Marie Mourer, Administrateurs représentant les salariés, conformément aux dispositions des articles L. 225-27 et suivants du Code de commerce, et Caroline Simon, Administrateur représentant les salariés actionnaires, conformément aux dispositions de l'article L. 225-23 du Code de commerce.

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.

Le Conseil d'Administration a tout particulièrement étudié les relations d'affaires entretenues par le Groupe avec la société Imerys (dont Aldo Cardoso est Administrateur indépendant), en vue d'apprécier si celles-ci étaient d'une nature et d'une importance telles qu'elles pouvaient affecter l'indépendance de jugement d'Aldo Cardoso. Le Conseil d'Administration s'est assuré que ces relations d'affaires relevaient des activités courantes et qu'elles étaient loin d'être suffisamment significatives pour ENGIE et pour Imerys, en volumes d'achats et de ventes, pour créer un conflit d'intérêts susceptible d'affecter l'indépendance d'Aldo Cardoso. Le Conseil a décidé, pour préserver l'objectivité d'Aldo Cardoso, que si était évoqué devant lui tout projet de quelque nature que ce soit en lien avec la société Imerys, il ne pourrait pas participer aux délibérations correspondantes au sein du Conseil et/ou du comité compétent. Aldo Cardoso s'est engagé à respecter ces règles de comportement, conformément à l'article 5 de la Charte de l'Administrateur.

Conflits d'intérêts

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. Florence Tordjman a été nommée par le même arrêté en qualité de suppléante.

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 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 Président-Directeur Général et le Directeur Général Délégué doivent 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 :

4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

- 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 Président-Directeur Général à délivrer des cautions, avals et garanties pour un montant qu'il détermine.

En outre, le Président-Directeur Général et le Directeur Général Délégué doivent 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, de même que la politique d'approvisionnement du Groupe en matière énergétique 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 qui disposent d'une voix consultative ainsi que le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, le Directeur Général Adjoint – Secrétaire Général et le Secrétaire du Conseil d'Administration.

L'article 1.3 du Règlement Intérieur prévoit que le Président préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations et fait observer les dispositions du Règlement Intérieur. Le Président 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.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 29 juillet 2015, a décidé, sur proposition du Président, de nommer un Vice-Président-Administrateur Référent non-exécutif dont les missions sont :

- une fois par an, le Vice-Président-Administrateur Référent réunit et préside la session dédiée à l'évaluation de la performance des dirigeants mandataires sociaux et à une réflexion sur l'avenir du management visée à l'article 1.6 du Règlement Intérieur. Par ailleurs, une fois par an, le Vice-Président-Administrateur Référent peut organiser et présider une réunion d'Administrateurs, hors la présence des dirigeants mandataires sociaux, dans le cadre de l'évaluation annuelle du fonctionnement du Conseil visée à l'article 1.6 du Règlement Intérieur ;

- le Vice-Président-Administrateur Référent porte à l'attention du Président et 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, les dirigeants mandataires sociaux ou les membres du Conseil d'Administration. Il examine avec le Président les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur ;
- le Vice-Président-Administrateur Référent participe à l'organisation de l'autoévaluation périodique du Conseil conduite dans le cadre du Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable, ainsi qu'aux réflexions sur les questions de gouvernance liées au fonctionnement du Conseil ;
- le Vice-Président-Administrateur Référent peut demander au Président d'ajouter un point particulier à l'ordre du jour du Conseil. Il peut également solliciter du Président la convocation d'un Conseil sur un ordre du jour déterminé ;
- le Vice-Président-Administrateur Référent est entendu par tout Comité sur un point particulier dès lors qu'il a sollicité le Président dudit Comité à cet effet ;
- en concertation avec le Président, si nécessaire, le Vice-Président-Administrateur Référent 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 ;
- le Vice-Président-Administrateur Référent rend compte annuellement au Conseil de ses travaux. Il peut être invité par le Président à en faire part lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires.

Le mandat de Vice-Président-Administrateur Référent est assumé par Jean-Louis Beffa.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre évaluation sous la direction d'un Administrateur indépendant.

Une fois par an également, hors la présence des dirigeants mandataires sociaux et des Administrateurs titulaires d'un contrat de travail avec une société du Groupe, le Conseil procède à l'évaluation des performances des dirigeants mandataires sociaux et mène une réflexion sur l'avenir du management.

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 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 4.1.1.4 ci-dessus).

Le Règlement Intérieur a été modifié le 28 avril, le 17 juin et le 29 juillet 2015, pour y faire figurer notamment, l'avis préalable du Conseil sur le contrat de service public, la revue annuelle de la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale, l'ajout des choix stratégiques en matière d'évolutions technologiques aux missions du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies, le changement de dénomination sociale en ENGIE et la désignation d'un Vice-Président-Administrateur Référent. 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.

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.

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.

Les principales dispositions des statuts de la Société et du Règlement Intérieur du Conseil sont rappelées dans la Section 7.1 «Dispositions légales et statutaires particulières».

4.1.3.3 Activités du Conseil d'Administration

Au cours de l'exercice 2015, le Conseil d'Administration d'ENGIE, s'est réuni à douze reprises avec un taux moyen de participation de 89%.

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 2014, les

informations financières des premier et troisième trimestres 2015, l'arrêté des comptes semestriels 2015, les documents de gestion prévisionnelle, l'acompte sur le dividende 2015, l'indépendance des Administrateurs, l'évaluation du Conseil, la convocation de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires et de l'Assemblée Générale Extraordinaire portant sur le changement de dénomination sociale en ENGIE, le Contrat de Service Public, la situation du nucléaire en Belgique, la revue et cartographie des risques du Groupe 2014-2015, le bilan santé et sécurité 2014 et le plan d'actions santé sécurité 2016-2020, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale, le refinancement du crédit syndiqué 2011, le renouvellement de l'autorisation d'émettre des obligations et de l'autorisation concernant les cautions, avals et garanties, l'attribution d'Actions de Performance, la trajectoire du plan d'affaires à moyen terme, la composition du Conseil et de ses Comités, la nomination du Vice-Président-Administrateur Référent, l'évaluation et la rémunération des dirigeants mandataires sociaux, l'état d'avancement de la numérisation du Groupe et l'état des réflexions et d'avancement du projet d'entreprise.

Un séminaire de réflexion stratégique du Conseil d'Administration a été consacré aux sujets suivants : les enjeux financiers liés à la mise en œuvre de la vision stratégique, les enjeux de développement durable et le rôle des objectifs extra-financiers, les enjeux humains visant la mobilisation des collaborateurs pour la réussite du Groupe, la déclinaison de la vision stratégique du Groupe par activité axée sur le charbon, l'exploration-production, la chaîne gazière, les ENR centralisées, les énergies décentralisées, la mobilité durable et les services B2B.

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 des articles 15.2 des statuts et 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 concertation, désigne les membres composant les Comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience et de la disponibilité des Administrateurs.

La durée du mandat des membres des Comités est en principe de deux exercices financiers annuels, sauf lorsque la durée restante des mandats d'Administrateurs concernés ne permet pas d'accomplir entièrement ces deux exercices ; dans ce dernier cas, les mandats d'Administrateurs et de membres des Comités s'achèvent simultanément. Ces mandats de membres des Comités sont renouvelables sous réserve du maintien de la qualité d'Administrateur des personnes concernées. La Présidence de tout Comité est assurée par un Administrateur indépendant.

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 et des Rémunérations 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), Edmond Alphandéry, Françoise Malrieu, Lucie Muniesa, Marie-José Nadeau et Caroline Simon.

Le Comité d'Audit est composé d'Administrateurs ayant des compétences particulières en matière financière ou comptable (voir biographies dans la Section 4.1.1.3 «Renseignements concernant les Administrateurs»). Lors de leur nomination, ils bénéficient d'une information sur les particularités comptables, financières ou opérationnelles du Groupe.

Fonctionnement

L'article 3.1 du Règlement Intérieur 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 ;

4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

- procéder à l'examen préalable et donner son avis sur les projets de comptes annuels et semestriels deux jours au moins avant que le Conseil en soit saisi ; 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 ;
- assurer le suivi du contrôle légal des comptes annuels et des comptes consolidés par les Commissaires aux comptes ;
- 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 ;
- veiller au respect des principes garantissant l'indépendance des Commissaires aux comptes ;
- 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 ;
- évaluer l'efficacité et la qualité des systèmes et procédures de contrôle interne du Groupe ;
- examiner avec les responsables de l'audit interne les interventions et actions dans le domaine de l'audit interne et les recommandations et les suites qui leur sont données, le cas échéant, hors la présence des membres de la Direction Générale ;
- prendre connaissance régulièrement de la situation financière, de la situation de trésorerie et des engagements et risques significatifs du Groupe ;
- examiner la politique de maîtrise des risques et les procédures retenues pour évaluer et gérer ces risques.

Le Comité d'Audit s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2015, avec un taux moyen de participation de 96%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances.

Activités

En 2015, le Comité d'Audit a notamment abordé les sujets suivants : les prévisions budgétaires, les estimations et prévisions de clôture 2015 et l'arrêté des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2014, les informations financières des premier et troisième trimestres 2015, les options et hypothèses de clôture semestrielle et annuelle, l'arrêté des comptes semestriels consolidés et sociaux au 30 juin 2015, l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2015, les tests de valeurs sur les actifs, le reporting sectoriel/IFRS 8, les indicateurs de performance P&L du Groupe, le renouvellement des autorisations d'émettre des obligations et des garanties, les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne, le planning des missions d'audit 2015 et l'indépendance de l'audit interne, la revue du contrôle interne Groupe et du rapport du Président du Conseil sur le contrôle interne, l'examen des résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale, l'état de suivi semestriel 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 dépassant 100 000 euros par mission), l'indépendance et le programme de travail 2015 des Commissaires aux comptes.

Le Comité a également abordé la revue et la cartographie des risques 2014-2015, le projet de renforcement de la gestion des risques dans le Groupe, l'analyse de l'impact climatique sur les résultats du Groupe, le schéma directeur des infrastructures IT et les plans d'actions associés, le risque lié aux systèmes d'information, l'assurance Cybersécurité, les opérations de *liability management* et le refinancement du crédit syndiqué 2011, le mandat de trésorerie 2015, ainsi que le retour sur les *roadshows* de l'exercice 2014 du premier semestre 2015.

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies est composé de six membres : Edmond Alphandéry (Président), Aldo Cardoso, Catherine Guillouard, Philippe Lepage, Lucie Muniesa et Lord Simon of Highbury.

Fonctionnement

L'article 3.2 du Règlement Intérieur définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies.

Le plafond de délégation du Président-Directeur Général et du Directeur Général Délégué 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 Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies s'est réuni à huit reprises au cours de l'année 2015, avec un taux moyen de participation de 94%.

Activités

En 2015, le Comité a notamment abordé les sujets suivants : les réponses du Groupe face aux ruptures technologiques, la structure et le contenu des dossiers d'investissements, la place du charbon dans le mix énergétique, le risque lié aux activités de *midstream* gaz naturel, les risques pays et réglementaires, le risque de transformation du secteur électrique en Europe ainsi que la préparation 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 plan d'affaires à moyen terme ont été examinés lors d'une réunion commune du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies et du Comité d'Audit.

Le Comité des Nominations et des Rémunérations

Le Comité des Nominations et des Rémunérations est composé de cinq membres : Jean-Louis Beffa (Président), Françoise Malrieu, Anne-Marie-Mourer, Lucie Muniesa et Lord Simon of Highbury.

Fonctionnement

L'article 3.3 du Règlement Intérieur d'ENGIE définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité des Nominations et des Rémunérations. 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 et de formuler des recommandations au Conseil quant à la succession du Président-Directeur Général et du Directeur Général Délégué de la Société, à l'approche de l'expiration du mandat de ceux-ci. 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-Directeur Général et au Directeur Général Délégué ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société. Il examine toute candidature du Président-Directeur Général et du Directeur Général Délégué à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe, afin d'éclairer l'avis du Conseil sur cette candidature.

Le Président-Directeur Général assiste aux réunions du Comité des Nominations et des Rémunérations sauf pour les questions qui le concernent.

Ce Comité procède également à des recommandations sur les Actions de Performance attribuées aux Directeurs Généraux Adjointes. Il donne un avis sur le maintien du bénéfice des attributions gratuites d'actions en faveur des membres du Comité de Direction Générale lorsque celles-ci sont normalement perdues par leurs titulaires en cas de départ du Groupe.

Le Comité des Nominations et des Rémunérations s'est réuni quatre fois en 2015, avec un taux moyen de participation de 90%.

Activités

En 2015, le Comité des Nominations et des Rémunérations a notamment examiné l'indépendance et la qualification des Administrateurs, la composition des Comités du Conseil, les taux de réalisation des objectifs des dirigeants mandataires sociaux pour 2014 et les montants des parts variables correspondantes et plus généralement la rémunération des dirigeants mandataires sociaux, la désignation d'un Vice-Président-Administrateur Référent, la vérification des conditions de performance du plan d'Actions de Performance du 6 décembre 2011 et l'adoption d'un plan d'Actions de Performance au

titre de 2015. Il s'est par ailleurs vu présenter la structure d'*incentives* des cadres dirigeants dans la nouvelle organisation.

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 : Françoise Malrieu (Président), Ann-Kristin Achleitner, Alain Beullier, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Barbara Kux.

Fonctionnement

L'article 3.4 du Règlement Intérieur définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable. Celui-ci veille au respect des valeurs individuelles et collectives sur lesquelles le Groupe fonde son action ainsi qu'au respect des règles de conduite que chaque collaborateur doit appliquer.

Le Comité s'est réuni à cinq reprises au cours de l'année 2015, avec un taux moyen de participation de 96%.

Activités

En matière éthique, le Comité s'est fait présenter, comme tous les ans, le bilan des incidents éthiques, le rapport du déontologue du Groupe et le suivi des risques éthiques. Il a également examiné le risque de réputation, la politique de *due diligence* éthique dans les investissements, les conclusions de différents audits. Les résultats des travaux conduits par le cabinet Mazars, société d'expertise comptable et de commissariat aux comptes, et l'ADIT, société d'intelligence économique, ayant abouti à l'obtention d'une certification du dispositif anti-corruption du Groupe et leurs recommandations lui ont été présentés. Enfin, le Comité a entendu le médiateur du Groupe sur le point de vue des clients sur les sujets éthiques et de réputation.

En matière de responsabilité environnementale et sociétale, le rapport intégré, la performance extra-financière ainsi que les travaux préparatoires en perspective de la COP21 lui ont été soumis. Un focus sur les différentes notations extra-financières a également été réalisé. Enfin, un système de reporting sur la communication extra-financière du Groupe a été mis en place à destination du Comité et du Conseil d'Administration.

Sous l'angle de la responsabilité sociale, le Comité s'est penché sur l'observatoire des métiers, le risque lié aux enjeux RH, la politique d'égalité professionnelle et salariale et plus largement de mixité, le bilan santé et sécurité ainsi que le plan d'actions santé sécurité 2016-2020.

Enfin, le Comité a procédé à l'évaluation annuelle du Conseil d'Administration avec l'appui d'un intervenant externe.

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 et des Rémunérations, 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 19 du Code (Nombre de mandats des dirigeants mandataires sociaux)	Gérard Mestrallet exerce trois mandats dans des sociétés cotées : SUEZ Environnement Company (échéance 28 avril 2016), Société Générale (échéance 2019) et Siemens (échéance 2018). Même si ENGIE n'a plus le contrôle de SEC, il en est de loin le premier actionnaire avec une participation de plus de 30% dont la valeur est d'environ 3 milliards d'euros. Le Conseil d'Administration d'ENGIE considère que son suivi efficace relève directement de l'exercice des responsabilités du Président-Directeur Général d'ENGIE.
Article 23.2.4 du Code (Acquisition d'actions supplémentaires lors de la disponibilité des Actions de Performance)	Compte tenu de l'obligation de détention d'actions fixée par le Conseil d'Administration à 200% de la rémunération fixe pour les dirigeants mandataires sociaux (et de l'obligation de conserver deux tiers des Actions de Performance acquises aussi longtemps que l'objectif de détention n'est pas atteint), l'acquisition d'actions supplémentaires lors de la disponibilité des Actions de Performance attribuées n'a pas été imposée (voir Section 4.6.5.1).

4.1.7 Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société

Les procédures de contrôle interne et de gestion des risques décrites ci-après s'appliquent dans le cadre de l'organisation en vigueur jusqu'au 31 décembre 2015. À compter du 1^{er} janvier 2016, ces procédures sont adaptées afin d'être alignées sur la nouvelle organisation exposée dans la Section 1.1.3 «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.

4.1.7.1 Organisation du contrôle interne

4.1.7.1.1 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 de Direction Générale 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.

4.1.7.1.2 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

4.1.7.1.3 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.

4.1.7.1.4 Périmètre d'application du programme INCOME

ENGIE actualise chaque année le périmètre de déploiement du programme de contrôle interne INCOME (187 entités en 2015) grâce à une approche reposant sur des données financières et à une approche par les risques mises en œuvre avec l'appui des directions fonctionnelles et opérationnelles.

Ces règles de détermination du périmètre ont été aménagées début 2014 afin de déterminer les modalités de *reporting* du contrôle interne les plus adaptées aux risques et enjeux identifiés. 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.

4.1.7.1.5 Acteurs du contrôle interne

En complément des informations données précédemment sur le rôle des organes de gouvernement d'entreprise (voir Section 4 «Gouvernement d'entreprise»), il convient de préciser les points suivants :

- le Président-Directeur Général 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 de Direction Générale et au Comité d'Audit ;
- les branches et directions fonctionnelles mettent en œuvre le programme INCOME ; elles 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 de l'Audit, des Risques et du Contrôle Interne

Le dialogue continu entre les démarches de management global des risques, de contrôle interne et d'audit interne est renforcé par leur regroupement au sein d'une même direction.

Service du Management des Risques

(Voir Section 2.1 «Processus de gestion des risques».)

Service du Contrôle Interne

Le Service du Contrôle Interne organise, en collaboration avec les directions fonctionnelles et les branches, le suivi du programme de contrôle interne pour, notamment, contribuer à la maîtrise des risques les plus significatifs du Groupe.

Afin de mieux impliquer le management dans la préparation des décisions structurantes relatives au contrôle interne, telles que la politique mise en œuvre ou les évolutions des référentiels, et de mieux connaître et comprendre les attentes du management vis-à-vis du contrôle interne, un Observatoire Managérial du Contrôle Interne a été mis en place. Cette instance, présidée par un membre du Comité de Direction Générale, examine les évolutions du programme de contrôle interne proposées par le Directeur du Contrôle Interne. Ces évolutions sont ensuite soumises par le Directeur du Contrôle Interne pour décision au Comité de Direction Générale. Cet Observatoire s'est réuni deux fois au cours de l'année 2015.

En outre, le Service du Contrôle Interne veille à l'amélioration continue du dispositif de contrôle interne (Voir Section 4.1.7.3.3 «Démarche d'amélioration continue»).

Le Service 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. Le Service du Contrôle Interne apporte également un appui aux directions fonctionnelles dans leur suivi de la mise en œuvre des décisions du Groupe.

Service d'Audit Interne

Le Service d'Audit Interne, fonction indépendante du management et objective, évalue le bon fonctionnement de l'Entreprise dans tous ses domaines, la gestion des risques et la pertinence et l'efficacité du contrôle interne. Il s'appuie hiérarchiquement sur les organisations d'audit interne déployées dans les branches.

L'Audit Interne Groupe assure la mise en œuvre et le contrôle du respect des normes professionnelles internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors*.

L'Audit Interne de chacune des branches assure la mise en œuvre, au sein de son périmètre, de ces mêmes normes professionnelles ainsi que des procédures et des instructions définies par l'Audit Interne Groupe.

Des filières d'auditeurs internes experts, disposant des connaissances techniques requises, traitent de manière transversale les sujets d'intérêt commun pour le Groupe (fraudes et investigations, santé sécurité et gestion environnementale, systèmes d'information, *business process reviews*, finance et comptabilité et projets de construction).

Le Service d'Audit Interne établit le plan annuel d'audit du Groupe selon une démarche en quatre étapes :

- identification des entités concernées par le plan annuel d'audit ;
- analyse et évaluation des thématiques d'audit avec les parties prenantes et en synergie avec le Management des Risques et le Contrôle Interne ;
- consolidation des thématiques d'audit identifiées dans les branches et entités du Groupe ;
- enrichissement du plan annuel d'audit par validation auprès des organes de Direction Générale des branches et du Groupe et présentation pour approbation au Comité d'Audit.

Par ailleurs, le Service d'Audit Interne apporte aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une assurance complémentaire sur l'efficacité des dispositifs de contrôle interne du Groupe. Il revoit le dispositif de contrôle interne des activités et teste les contrôles sur un rythme pluriannuel. Il porte ainsi un regard sur la qualité des autoévaluations des responsables d'activités et de l'engagement des dirigeants.

Les missions d'audit donnent lieu à la formulation de recommandations hiérarchisées, destinées à améliorer les processus de management et l'efficacité du contrôle interne. Elles font systématiquement l'objet de plans d'actions du management. À l'échéance, les auditeurs vérifient la mise en œuvre effective des actions correctives. La synthèse des constats et des actions correctives est présentée aux dirigeants des filiales, au Comité Exécutif de chaque branche, au Comité de Direction Générale du Groupe ainsi qu'au Comité d'Audit du Groupe.

Les auditeurs internes coordonnent leurs travaux avec les Commissaires aux comptes en vue d'assurer la cohérence et de renforcer l'efficacité de leurs interventions respectives.

4.1.7.2 Dispositif du contrôle interne

4.1.7.2.1 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 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 semestrielle des contrôles destinés à prévenir et détecter les fraudes.

4.1.7.2.2 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 4.1.7.1.4 «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.

4.1.7.2.3 Activités de contrôle

Le programme INCOME couvre une soixantaine 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.

4.1.7.2.4 Information et communication

Les décisions d'organisation de niveau Groupe ainsi que les référentiels, les instructions, les outils de formation et les guides méthodologiques relatifs au contrôle interne sont consultables et téléchargeables via l'intranet du Groupe.

En 2015, de nouveaux modules d'*e-learning* ont été développés, à l'attention des responsables d'activités, des contrôleurs internes et des managers. Ces modules portent sur les objectifs, la méthodologie et l'outil de reporting du contrôle interne.

4.1.7.2.5 Pilotage du contrôle interne

Le dispositif de contrôle interne relève d'une décision du Président-Directeur Général. 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 réunions mensuelles avec les branches. Ces réunions sont complétées, si nécessaire, par la création de groupes de travail et le déploiement d'actions de sensibilisation.

4.1.7.3 Mise en œuvre du contrôle interne

4.1.7.3.1 Conformité aux lois et règlements

Le Secrétariat Général (la Direction Juridique et la Direction des Organes Sociaux et de la Gouvernance du Groupe) 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 aux branches et aux directions fonctionnelles. 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, dans le domaine informatique et libertés, 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 à l'occasion des comités d'engagement, (iv) par la cartographie des risques juridiques et plus généralement (v) par la mission de pilotage de la filière juridique dont la Direction Juridique est chargée.

Le respect des lois et des règlements demeure de la responsabilité de chaque branche ou de chaque direction fonctionnelle 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 directions fonctionnelles du Siège concernées :

- au sein du Secrétariat Général, 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 Responsabilité Environnementale et Sociétale 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.

4.1.7.3.2 Fiabilité de l'information comptable et financière

Environnement de contrôle

L'organisation de la fonction financière repose sur :

- des directions fonctionnelles centrales : des Comptabilités ; du Plan et du Contrôle de Gestion ; de la Finance, la Trésorerie et des Assurances ; de la Fiscalité ; des Investissements et des Acquisitions ; des Grands Projets Groupe ; et des Relations Investisseurs ;
- la Direction Financière de chacune des branches. Celles-ci supervisent leurs BU et entités de *reporting*, ces dernières ayant 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 (Centre, branches, BU 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. 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 de Direction Générale 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 Centre, la Direction des Comptabilités et la Direction du Plan et du Contrôle de Gestion, toutes deux rattachées à la Direction Financière, coordonnent leurs activités lors de réunions hebdomadaires réunissant leurs principaux responsables.

La Direction des Comptabilités anime le processus de production des comptes consolidés en bénéficiant du soutien des équipes de consolidation et des départements de contrôle de gestion du Centre et des branches.

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 branches sur les informations qui leur sont communiquées par les BU et entités de *reporting* ;
- au niveau du Centre sur les informations qui lui sont communiquées par les branches.

Au sein de la Direction des Comptabilités, trois centres d'expertise (Outil de Consolidation, Process Consolidation et 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 du Plan et du Contrôle de Gestion 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 Centre par le Service du Contrôle Interne et diffusée dans le cadre du programme INCOME. Les acteurs concernés sont notamment :

- la Direction Financière de chaque BU et entité de *reporting* qui valide formellement le *reporting* comptable et financier ;
- la Direction Financière de chaque branche 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 du Centre qui est en charge du *reporting* financier, du contrôle des comptes sociaux (de la société ENGIE et des véhicules financiers gérés par le Centre), 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 branches, puis par les branches vers le Centre, 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 branches et des filiales.

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 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 partie «Information Financière» comprenant notamment les comptes consolidés, les comptes sociaux et l'examen de la situation financière.

Préparation et validation des communiqués de presse

La Direction des Communications 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 Centre et des branches ;
- 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 branches. La Direction du Plan et du Contrôle de Gestion, rattachée à la Direction Financière, élabore des notes d'instruction à l'intention de chacune des branches. Ces notes détaillent les hypothèses macroéconomiques, dont les hypothèses de prix des commodités définies par la Direction de la Stratégie, les indicateurs financiers et non financiers, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité. Chaque branche 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 du Plan et du Contrôle de Gestion, les instructions de mise en œuvre de l'application informatique SAP B.F.C et le manuel des principes comptables édictés par le Groupe.

Un Comité de branche valide, pour chaque branche, 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 PAMT sur lesquelles s'appuie le processus d'*impairment test* des *goodwills* et actifs à long terme. Ce Comité, préparé par la filière financière sous la responsabilité de la Direction du Plan et du Contrôle de Gestion, rassemble, autour de la Direction Générale, des directions fonctionnelles du Groupe ainsi que les directions opérationnelle et financière de chaque branche. Le budget consolidé et le PAMT du Groupe sont présentés en Comité d'Audit puis en Conseil d'Administration.

Lors des Comités de branche suivants, les performances sont comparées au budget et les ajustements éventuels sur les perspectives annuelles sont validés par la Direction Générale 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 branche et de chaque Directeur fonctionnel. 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.

4.1.7.3.3 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 fonctionnelles, 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.

4.1.8 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 un vote et 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. À compter du 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, bénéficieront 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. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans les Sections 3.2 «Informations sociales», 4.6 «Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction», 5.1 «Informations sur le capital social», 5.2 «Actionnariat» et 7.1 «Dispositions légales et statutaires particulières».

4.2 Assemblée Générale du 3 mai 2016 - Composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 3 mai 2016. L'ordre du jour portera notamment sur la désignation de 4 Administrateurs et, plus précisément, sur le renouvellement des mandats de 2 Administrateurs et la nomination de 2 Administrateurs.

Les mandats d'Administrateur de Gérard Mestrallet, d'Isabelle Kocher, de Jean-Louis Beffa et de Lord Simon of Highbury arrivent à expiration à l'issue de la prochaine Assemblée Générale. Jean-Louis Beffa et Lord Simon of Highbury ont fait part de leur décision de ne pas solliciter le renouvellement de leur mandat. Sur les recommandations du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration propose de renouveler les mandats d'Administrateurs de Gérard Mestrallet et d'Isabelle Kocher et de nommer Fabrice Brégier et Sir Peter Ricketts Administrateurs indépendants, en remplacement de Jean-Louis Beffa et de Lord Simon of Highbury.

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 2020 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

La nomination de Sir Peter Ricketts prendrait effet le 1^{er} août 2016, par l'acceptation de son mandat par ce dernier et sous réserve de l'accord des autorités britanniques conformément aux règles applicables aux anciens hauts fonctionnaires britanniques.

A l'issue du vote de ces résolutions, le Conseil d'Administration serait composé de 18 membres dont 7 indépendants, 11 femmes et 3 non-français, étant précisé qu'à compter du 1^{er} août 2016, si la nomination de Sir Peter Ricketts est effective, le Conseil d'Administration serait alors composé de 19 membres dont :

- 8 indépendants, soit 53% (pourcentage calculé conformément au Code Afep-Medef qui déduit les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires pour le calcul du pourcentage d'Administrateurs indépendants) ;
- 11 femmes, soit 63% (pourcentage calculé conformément à la loi et au Code Afep-Medef qui déduisent les Administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale pour le calcul de la proportion de femmes et d'hommes) ;
- 4 Administrateurs non français, soit 21%.

4.3 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société ENGIE

Aux Actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société ENGIE et en application des dispositions de l'article L. 225235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre société conformément aux dispositions de l'article L. 22537 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, et ;
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 22537 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 22537 du Code de commerce.

Autres informations

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 22537 du Code de commerce.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 4 mars 2016

Les Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés	Ernst & Young et Autres
Véronique Laurent	Pascal Macioce

4.4 Direction Générale

La Direction Générale de la Société est assumée par Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, et Isabelle Kocher, Directeur Général Délégué. Conformément à la loi, le Directeur Général Délégué assiste le Directeur Général. Le Président-Directeur Général et le Directeur Général Délégué disposent des mêmes pouvoirs de représentation de la Société vis-à-vis des tiers. Dans l'ordre interne, les pouvoirs respectifs du Président-Directeur Général et du Directeur Général Délégué sont déterminés par le Conseil d'Administration et par le Règlement Intérieur du Conseil qui en fixe les limitations (voir Section 4.1.3.1 «Attributions du Conseil d'Administration»).

Le Comité des Nominations et des Rémunérations du 22 février 2016 et le Conseil d'Administration du 24 février 2016 ont examiné la séparation des fonctions de Président et de Directeur Général, en prévision de l'Assemblée Générale d'ENGIE du 3 mai 2016. Sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil a exprimé le souhait de dissocier les fonctions de Président du Conseil d'administration et de Directeur Général à l'issue de l'Assemblée Générale du 3 mai 2016 et de nommer (i) Gérard Mestrallet en qualité de Président du Conseil d'administration, sous réserve que son mandat d'administrateur soit renouvelé lors de l'Assemblée Générale du 3 mai 2016 et que la limite d'âge prévue par les statuts pour exercer les fonctions de Président du Conseil d'administration soit portée de 67 ans à 69 ans, et (ii) Isabelle Kocher en qualité de Directeur Général sous réserve que son mandat d'administrateur soit renouvelé lors de la même Assemblée Générale. Le Conseil a décidé, en conséquence, de soumettre à l'Assemblée Générale du 3 mai 2016 des projets de résolutions relatives au renouvellement des mandats d'administrateurs et à la limite d'âge et de soumettre au Conseil d'Administration se

tenant à l'issue de cette Assemblée Générale les décisions nécessaires à cet effet.

L'équilibre de la gouvernance d'ENGIE repose notamment sur :

- une composition du Conseil équilibrée en termes d'indépendance, de compétences, de diversité et de nationalités ;
- quatre comités du Conseil spécialisés, présidés chacun par un Administrateur indépendant et comportant une part importante d'Administrateurs indépendants ;
- une organisation équilibrée des relations entre la Direction Générale et le Conseil reposant sur (i) les limitations de pouvoir de la Direction Générale, l'accord du Conseil étant requis pour les opérations significatives ; (ii) les interactions régulières entre les Administrateurs non exécutifs et les membres du Comité de Direction Générale à l'occasion des présentations spécifiques faites en Conseil notamment lors du séminaire stratégique annuel ou lors des réunions des Comités du Conseil ; et (iii) l'information régulière fournie aux Administrateurs y compris entre les séances ;
- une évaluation annuelle du fonctionnement du Conseil effectuée sous la direction d'un Administrateur indépendant ;
- un examen annuel de l'évaluation de la performance et de la rémunération des dirigeants mandataires sociaux en Conseil d'Administration qui s'effectue hors la présence du dirigeant concerné ;
- le pouvoir conféré par les statuts au tiers des Administrateurs de convoquer un Conseil et d'en fixer l'ordre du jour, si celui-ci ne s'est pas réuni depuis plus de deux mois.

Un Comité de Direction Générale d'ENGIE, présidé par le Président-Directeur Général ou le Directeur Général Délégué, est en charge du pilotage du Groupe. Il établit les décisions stratégiques d'ENGIE selon les orientations définies par le Conseil d'Administration. Il se réunit en principe toutes les semaines. A la date du présent document, le Comité de Direction Générale est composé des 11 membres suivants :

Gérard Mestrallet, *Président-Directeur Général*

Isabelle Kocher, *Directeur Général Délégué, en charge des Opérations*

Valérie Bernis, *Directeur Général Adjoint, en charge des Communications, Marketing et Responsabilité Environnementale et Sociétale*

Pierre Chareyre, *Directeur Général Adjoint*⁽¹⁾

Henri Ducré, *Directeur Général Adjoint, en charge des Ressources Humaines Groupe*⁽²⁾

Judith Hartmann, *Directeur Général Adjoint, en charge des Finances*⁽³⁾

Didier Holleaux, *Directeur Général Adjoint*⁽¹⁾

Sandra Lagumina, *Directeur Général Adjoint*⁽⁴⁾

Pierre Mongin, *Directeur Général Adjoint*⁽⁵⁾, *Secrétaire Général*⁽¹⁾

Jérôme Tolot, *Directeur Général Adjoint*

Willem Van Twembeke, *Directeur Général Adjoint*

(1) Depuis le 1^{er} juillet 2015

(2) Jusqu'à l'été 2016

(3) Depuis le 16 mars 2015

(4) Depuis le 1^{er} janvier 2016

(5) Depuis le 1^{er} mai 2015.

Jean-Claude Depail a été membre du Comité de Direction Générale jusqu'au 31 décembre 2015. Dirk Beeuwsaert, Alain Chaigneau et Jean-Marie Dauger ont également été membres du Comité de Direction Générale, jusqu'au 30 juin 2015.

Pierre Deheunynck sera nommé Directeur Général Adjoint, en charge des Ressources Humaines Groupe à l'été 2016.

Le secrétariat du Comité de Direction Générale est assuré par le Secrétariat Général.

Le Comité Exécutif a cessé d'exister au 31 décembre 2015.

4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service

4.5.1 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Aux Actionnaires,

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

A.1. Conventions et engagements autorisés 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 qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

A.1.1. Avec la société Suez Environnement Company (détenue à hauteur de 33,55%)

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président-Directeur Général d'ENGIE et Président du Conseil d'administration de Suez Environnement Company et Mme Kocher, administrateur, Directeur Général Délégué en charge des Opérations d'ENGIE et administrateur de Suez Environnement Company.

Nature, objet, modalités et motifs : Apport de l'intégralité du capital de la société Suez IP, propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque Suez

Le Conseil d'administration du 16 décembre 2015 a préalablement autorisé à l'unanimité, à l'exception de M. Mestrallet et de Mme Kocher qui n'ont pris part ni aux débats ni au vote, la conclusion du contrat d'apport à Suez Environnement Company de l'intégralité des actions de la société Suez IP, qui est propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié essentiellement à la marque Suez.

Les principaux termes et conditions de cette opération, définis dans le contrat d'apport, sont les suivants :

- i. l'apport par ENGIE à Suez Environnement Company de l'intégralité des actions qu'elle détient dans la société Suez IP, représentant 100% du capital de cette dernière ;
- ii. une valorisation de l'apport de 100% du capital de la société Suez IP pour 30 millions d'euros ;

- iii. une rémunération de cet apport par l'émission de 1 757 778 actions ordinaires nouvelles de Suez Environnement Company, représentant environ 0,3% du capital et des droits de vote de Suez Environnement Company.

La finalisation de cette opération devrait intervenir avant le 30 avril 2016, après l'approbation par l'Assemblée générale Extraordinaire de Suez Environnement Company et la remise des rapports des commissaires aux apports sur la valeur des apports et le caractère équitable du rapport d'échange.

Cette opération mettrait fin au contrat de licence de marque conclue avec Suez Environnement Company, décrit au paragraphe B.1. du présent rapport.

Votre Conseil a motivé cette convention de la façon suivante : Suez Environnement Company utilise gratuitement la marque Suez en application de la convention mentionnée ci-avant. Ce contrat d'apport permettrait à Suez Environnement Company de continuer à utiliser le nom Suez avec une contrepartie jugée financièrement équilibrée par ENGIE et au Groupe, de continuer à utiliser le nom «GDF SUEZ» pendant la période de transition nécessaire.

A.1.2. Avec Mme Kocher, administrateur et directeur général délégué en charge des Opérations d'ENGIE

Nature, objet, modalités et motifs : Retraite, prévoyance et frais de santé

a) Maintien du bénéfice des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé

Le Conseil d'administration du 16 mars 2015 a décidé à l'unanimité, à l'exception de Mme Kocher qui n'a pris part ni aux débats ni au vote, du maintien au bénéfice de Mme Kocher, à compter du 1^{er} janvier 2015, des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé dont elle bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu.

Votre Conseil a motivé cette convention de la façon suivante : les dispositions envisagées permettent au Groupe de faire bénéficier à son

Directeur Général Délégué de conditions de protection sociale conformes au marché.

Cette convention relative aux régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé est soumise à votre approbation en application de l'article L. 225-40 du Code de commerce.

b) Maintien du bénéfice des régimes collectifs de retraites supplémentaires à prestations définies

Le Conseil d'administration du 16 mars 2015 a également décidé à la majorité des personnes ayant pris part au vote, du maintien au bénéfice de Mme Kocher, à compter du 1^{er} janvier 2015, des régimes collectifs de retraites supplémentaires dont elle bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu.

Les droits de Mme Kocher ont été placés, par anticipation, sous le régime de la loi pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques (loi Macron) qui a été votée par l'Assemblée nationale le 6 août 2015.

En conséquence, l'accroissement annuel des droits conditionnels à rente de retraite supplémentaire à prestations définies dont bénéficie Mme Kocher est plafonné à 3% de la rémunération annuelle servant de référence au calcul de la rente. Outre le plafonnement de 3%, l'accroissement du régime de retraite à prestations définies de Mme Kocher est soumis à des conditions de performance définies et appréciées par le Conseil sur une base annuelle. Ainsi, au titre de 2015, l'accroissement est soumis à la moyenne arithmétique obtenue après application des quatre critères suivants qui reçoivent chacun une pondération identique : RNRpG par action, ROCE, FCF après charges d'intérêts et dette nette. Lorsque cette moyenne est (i) supérieure à 100%, l'accroissement annuel sera plafonné à 3%, (ii) égale ou inférieure à 40%, l'accroissement annuel sera plafonné à 1% et (iii) supérieure à 40% sans dépasser 100%, le pourcentage de plafonnement sera calculé de manière linéaire entre 1% et 3%.

Le Conseil d'administration du 10 mars 2016 a décidé, compte tenu de la renonciation de Mme Kocher, de déclarer sans effet la décision du Conseil d'administration du 16 mars 2015 de maintenir au-delà du 1^{er} janvier 2015 le bénéfice des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants dont Mme Kocher bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu et a, en conséquence, constaté que les droits de Mme Kocher au titre desdits régimes de retraite supplémentaire seront gelés et préservés au 31 décembre 2014.

Ces délibérations en matière de régime de retraite supplémentaire et la renonciation correspondante, dont la motivation par le Conseil est

présentée au paragraphe A.2. ci-après, sont soumises à votre approbation, en application de l'article L. 225-42-1 du Code de commerce.

A.2. Conventions et engagements autorisés depuis la clôture

Nous avons été avisés des conventions et engagements suivants, autorisés depuis la clôture de l'exercice écoulé, qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Avec Mme Kocher, administrateur et directeur général délégué en charge des Opérations d'ENGIE

Nature, objet, modalités et motifs : Bénéfice d'un nouveau régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

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 Mme 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 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 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 Conseil d'administration a décidé dans ce cadre, de verser un abondement de 366 091 euros au titre de l'exercice 2015.

Votre Conseil a motivé cette convention de la façon suivante : ce nouveau 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 Mme Kocher tant dans le cadre de sa rémunération actuelle que de sa rémunération future, une couverture dédiée à la retraite correspondant à l'importance de ses responsabilités de dirigeant mandataire social. Cette nouvelle politique aura 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.

Cette convention relative à un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies est soumise à votre approbation en application de l'article L. 225-40 du Code de commerce.

B. Conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale

B.1. Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs 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.

Avec la société Suez Environnement Company (détenue à hauteur de 33,55%)

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président-Directeur Général d'ENGIE et Président du Conseil d'administration de Suez Environnement Company et Mme Kocher, administrateur, Directeur Général Délégué en charge des

Opérations d'ENGIE et administrateur de Suez Environnement Company.

a) Nature, objet et modalités : Avenant à la licence de marque et accord de transition dans le domaine des achats externes

Un pacte d'actionnaires avait été conclu en juin 2008, juste avant la fusion de Suez avec Gaz de France, pour une durée de cinq ans à compter du 22 juillet 2008 ; il permettait de contrôler le capital de Suez Environnement Company à hauteur de 48% avec les autres actionnaires du pacte, dont 35% détenus par Suez seule.

Ce pacte est devenu caduc le 22 juillet 2013, entraînant la perte du contrôle de Suez Environnement Company par ENGIE. Ce changement de situation a entraîné une révision de la gouvernance de Suez Environnement Company qui a été examinée par le Conseil d'administration dans sa séance du 31 juillet 2013 qui a également prévu de signer deux accords importants portant sur la marque «Suez» et sur les achats externes.

Le Conseil d'administration du 25 septembre 2013 a autorisé, à l'unanimité des votants, ces accords signés le 1^{er} octobre 2013, qui prévoient respectivement :

- un avenant au contrat de licence de marque, aux termes duquel, notamment, ENGIE a le droit de résilier la licence de marque si ENGIE cesse de détenir une participation de plus de 20% du capital de Suez Environnement Company, ou si un autre actionnaire (ou plusieurs agissant de concert) détient plus de 20% du capital et que cet autre actionnaire détient plus que la participation d'ENGIE.

Dans ce cas, le groupe aura le droit de mettre fin à la licence de marque à l'issue d'un préavis de douze mois, et donc de retirer le droit d'utiliser le nom de «Suez».

Pour rappel, ce contrat de licence de marque, conclu en 2008, portait sur la concession par Suez à Suez Environnement pour une durée de cinq ans, renouvelable par tacite reconduction, le droit d'utiliser de manière non-exclusive et à titre gratuit la marque «Suez» dans sa dénomination sociale, ainsi que dans certaines marques.

Comme indiqué précédemment, le contrat d'apport décrit au paragraphe A.1.1. du présent rapport mettrait fin au présent contrat de licence de marque ;

- un accord de transition dans le domaine des achats externes, pour une durée limitée, soit jusqu'au 31 juillet 2015, qui permet aux deux sociétés de bénéficier de leviers de synergies et de volume vis-à-vis des fournisseurs externes.

b) Nature, modalités et objet : Lignes directrices, accord de coopération industrielle et commerciale et accord relatif à la résolution des litiges argentins

Un contrat de coopération et de fonctions partagées avait été conclu entre Suez et Suez Environnement Company. A travers ce contrat, Suez et Suez Environnement Company avaient convenu de poursuivre leur coopération principalement dans les domaines de la stratégie, de la comptabilité, du contrôle interne, de l'audit et des risques, de la finance, de la politique fiscale, des services informatiques et de la communication, étant précisé que l'ensemble des droits et obligations de Suez au titre du contrat avait été transféré à ENGIE. La fin du pacte a entraîné également la résiliation de ce contrat à la même date.

Compte tenu du non-renouvellement du pacte et afin de prolonger les coopérations industrielles, commerciales et de services qui les lient, ENGIE et Suez Environnement Company ont annoncé le 23 janvier 2013 la conclusion d'un accord établissant les «Lignes directrices et orientations de coopération industrielle et commerciale entre ENGIE et Suez Environnement Company».

Cet accord, signé le 17 janvier 2013, se nomme les «Lignes Directrices» et porte sur cinq domaines : la préférence réciproque pour les achats/ventes, le développement de synergies dans les activités industrielles, le développement d'offres commerciales communes, le partenariat dans la politique de développement durable, et la coordination commerciale en matière de marketing, d'innovation et de recherche et développement.

Le Conseil d'administration, dans sa séance du 5 décembre 2012, a autorisé, à l'unanimité, la signature du projet de lignes directrices et des orientations de coopération industrielle et commerciale qui lui a été présenté.

Dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de Suez, Suez et Suez Environnement Company avaient conclu un accord d'une durée de 20 ans portant sur le transfert économique, au profit de Suez Environnement Company, des droits et obligations liés 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 avait été préalablement autorisée par le Conseil d'administration de Suez dans sa séance du 4 juin 2008 et signée le 5 juin 2008.

Suez Environnement Company a refacturé, en 2015, 0,3 million d'euros d'honoraires d'avocats et de conseils à ENGIE.

B.2. Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs 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 la société Crédit Agricole Corporate and Investment Bank («Crédit Agricole CIB»)

Administrateur concerné

M. Alphandéry, administrateur d'ENGIE et de Crédit Agricole CIB.

Nature, objet et modalités : Garantie Nord Stream

Nord Stream AG est une société suisse dont l'objet est la construction et l'exploitation de deux pipelines de gaz naturel offshore et traversant la mer Baltique de la Russie à l'Allemagne. Ses actionnaires actuels sont OAO Gazprom (51%), E.ON Ruhrgas AG («E.ON») (15,5%), Wintershall Oil AG (15,5%), NV Nederlandse Gasunie (9%) et ENGIE SA («ENGIE») (9%). Le Groupe est entré dans le capital de Nord Stream AG le 1^{er} juillet 2010 via l'acquisition par GDF SuezHolding Switzerland AG (filiale à 100% de GDF International, qui est une filiale à 100% d'ENGIE) de 4,5% auprès d'E.ON Ruhrgas AG et de 4,5% auprès de Wintershall.

Le financement du projet s'est effectué en deux phases (Phase I et Phase II), correspondant aux deux pipelines :

- le financement du projet de la Phase I a été autorisé par le Conseil d'administration du 23 juin 2010. Cette autorisation du financement du projet de la Phase I a été confirmée par le Conseil d'administration du 13 janvier 2011 suite à certains amendements apportés afin de constater l'entrée d'ENGIE au projet le 1^{er} juillet 2010 et la mise en place du financement de la Phase II ;
- le financement du projet de la Phase II a également été autorisé par le Conseil d'administration du 13 janvier 2011.

Le 11 octobre 2012, ENGIE en tant que «Sponsor» dans le cadre du financement du projet a signé un «Change in Law Commitment Agreement» couvrant le risque d'un changement de loi (à l'exclusion du droit russe) entre le 16 avril 2009 (date de la signature du «Gas Transportation Agreement») et : (i) le 14 mai 2010 (date du closing du financement de projet pour la Phase I) pour le bénéfice des prêteurs de la Phase I ; et (ii) la date du closing du financement du projet de la Phase II pour le bénéfice des prêteurs de la Phase II, qui empêcherait Nord Stream AG de réaliser la prestation de transport pour son client Gazprom Export au titre du «Gas Transportation Agreement», seule source de revenu pour Nord Stream AG. L'engagement d'ENGIE au titre du «Change in Law Commitment Agreement» serait limité à 9% des contributions des actionnaires nécessaires à Nord Stream AG pour payer les «senior debt obligations» et «operating costs» pour la durée du financement.

À ce jour, cette garantie n'a pas produit d'effet.

B.2.2. Avec la société Suez Environnement Company (détenue à hauteur de 33,55%)

Administrateur concerné

M. Mestrallet, Président-Directeur Général d'ENGIE et Président du Conseil d'administration de Suez Environnement Company et

Mme Kocher, administrateur, Directeur Général Délégué en charge des Opérations d'ENGIE et administrateur de Suez Environnement Company.

Nature, objet et modalités : Partage des engagements de retraite entre ENGIE et Suez Environnement Company

Dans le cadre du non-renouvellement du pacte d'actionnaires, arrivé à échéance le 22 juillet 2013, validé par le Conseil d'administration dans sa séance du 5 décembre 2012, ENGIE ne contrôle plus Suez Environnement Company et ses filiales.

Cette évolution des relations entre ENGIE et Suez Environnement Company a rendu nécessaire la conclusion d'une convention visant à éviter la non-prise en compte, pour le calcul des droits à retraite issus des régimes de retraite supplémentaire à prestations définies dits «TC et TD», d'une partie des périodes d'activité des salariés qui ont effectué leur carrière au sein des deux groupes ENGIE et Suez Environnement Company.

Cette convention, préalablement autorisée par le Conseil d'administration dans sa séance du 26 février 2014, a été signée le 5 mars 2014. Elle prévoit que les périodes d'activité accomplies au sein du groupe ENGIE jusqu'au 22 juillet 2013 sont prises en compte pour le calcul des droits par le Groupe Suez Environnement et que les périodes d'activité accomplies au sein du Groupe Suez Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 sont prises en compte pour le calcul des droits par le Groupe ENGIE, pour autant que ces périodes d'activité étaient créatrices de droits en application des règlements de retraite dans leur version en vigueur au 22 juillet 2013.

Après évaluation du passif social de chacun des deux groupes, le transfert du solde créditeur d'un montant de 59 266 euros en faveur du Groupe Suez Environnement est intervenu au cours de l'exercice 2014.

Cette convention prévoit par ailleurs que, dans l'hypothèse où des salariés non identifiés à la date de signature de la convention et donc, non pris en compte au titre des évaluations sus visées, solliciteraient, de façon juridiquement fondée, la liquidation de droits au titre de ces régimes de retraite, ENGIE et Suez Environnement Company se rapprocheraient dans un délai raisonnable pour procéder vis-à-vis de ces salariés à la régularisation éventuelle de la convention.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2015.

B.2.3. Avec des sociétés du groupe ENGIE, membres du G.I.E. ENGIE Alliance

Administrateur concerné

M. Mestrallet, Président-Directeur Général 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, dans sa séance du 4 juillet 2001, a 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 2015.

B.2.4. Avec des sociétés du groupe ENGIE, non membres du G.I.E. ENGIE Alliance

Administrateur concerné

M. Mestrallet, Président-Directeur Général d'ENGIE et Président du Conseil d'administration d'Electrabel.

Nature, objet et modalités

Dans sa séance du 9 mars 2005, le Conseil d'administration a expressément autorisé l'élargissement des activités du G.I.E. ENGIE 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 2015.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 22 mars 2016

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIÉS
Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres
Pascal Macioce

4.5.2 Transactions entre parties liées

Se référer à la Note 24 des Comptes Consolidés.

4.5.3 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.

4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction

Ce chapitre a été établi avec le concours du Comité des Nominations et des Rémunérations.

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 et des Rémunérations. Elle fait l'objet d'une présentation et d'un vote consultatif lors de l'assemblée générale annuelle des actionnaires («say on pay»), conformément aux recommandations du Code Afep-Medef.

La politique de rémunération est revue annuellement par le Comité des Nominations et des Rémunérations 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 et des Rémunérations 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 CAC 40, Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et Eurostoxx Utilities.

Des critères de performance quantitatifs 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.

Conformément aux recommandations du Code Afep-Medef en matière de politique de rémunération, la rémunération des dirigeants mandataires sociaux comprend :

- une part fixe (voir 4.6.1.1) ; ce montant fixe demeure inchangé sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, 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 4.6.1.2) ;
- une part incitative à long terme sous la forme d'Unités de Performance (voir 4.6.1.3), soumise à conditions de performance.

4.6.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de 2015

La rémunération fixe au titre de 2015 de Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, est demeurée inchangée depuis 2009 (1 400 000 euros).

Le contrat de travail suspendu de Gérard Mestrallet ayant été résilié à son initiative lors de sa reconduction dans ses fonctions de Président-Directeur Général le 23 avril 2012, celui-ci a sollicité la liquidation de ses droits à retraite et, à sa demande, le montant de ses droits à retraite du régime général de la Caisse Nationale d'Assurance Vieillesse (CNAV) et des régimes obligatoires ARRCO et AGIRC s'impute sur le montant versé par ENGIE de sorte que le total de la rémunération

fixe effectivement versée en 2015 par ENGIE à Gérard Mestrallet a été de 1 309 531 euros, montant auquel s'ajoute le montant de sa retraite obligatoire (90 469 euros), pour un total de 1 404 533 euros y compris l'avantage en nature de 4 533 euros.

La rémunération fixe au titre de 2015 d'Isabelle Kocher, Directeur Général Délégué, en charge des Opérations, est de 900 000 euros à laquelle s'ajoute un avantage en nature de 1 708 euros.

Rémunération fixe au titre de 2016

Les rémunérations fixes de Gérard Mestrallet et Isabelle Kocher sont versées mensuellement au même niveau qu'en 2015 jusqu'à l'Assemblée Générale des Actionnaires du 3 mai 2016.

4.6.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2014

La structure de la rémunération variable versée en 2015 au titre de l'exercice 2014 se décompose en deux parties : une partie quantitative (70%) et une partie qualitative (30%).

Pour la partie quantitative, les paramètres retenus étaient pour une moitié le Résultat net récurrent part du Groupe (RNRPG) par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, la Rentabilité des capitaux investis (ROCE) et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2014 ont été calés sur le budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 26 février 2014.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus pour Gérard Mestrallet étaient les suivants : efficacité à impulser une politique énergétique européenne efficace ; mise en place d'initiatives nouvelles dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe ; mise en place d'une politique de progression volontariste de R&D impliquant également les branches, avec la mise en place au niveau Groupe de programmes significatifs prioritaires clairement énoncés ; mise en place d'une politique «Innovation et new business» et appréciation des premiers résultats ; mise en place d'une organisation mondiale dans le domaine des énergies renouvelables ; définition et mise en place d'une stratégie «Services» dans le Groupe.

Au titre de 2014, le pourcentage de rémunération variable cible de Gérard Mestrallet a été fixé à 130% de sa rémunération fixe et plafonné à 150%.

Lors de sa séance du 25 février 2015, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a – compte tenu de ce qui précède – fixé le montant des rémunérations variables au titre de 2014 pour Gérard Mestrallet à 1 723 830 euros (contre 1 630 174 euros (815 000 euros effectivement versés après renonciation à 50% de sa rémunération variable) au titre de 2013).

Cependant, compte tenu de la situation difficile du secteur de l'énergie en Europe, et des impacts sur le Groupe (y compris les efforts demandés au personnel dans le cadre du plan de performance Perform 2015) et sur ses actionnaires, Gérard Mestrallet a renoncé à 30% de sa rémunération globale cible au titre de 2014, cette baisse s'imputant en priorité sur la part variable au titre de 2014 qui s'établit dès lors à 379 830 euros, contre 815 000 euros au titre de 2013.

Isabelle Kocher a été nommée Directeur Général Délégué, en charge des Opérations à compter du 12 novembre 2014. Le Conseil d'Administration a décidé qu'elle conserverait sur la totalité de l'année 2014 les éléments de rémunération au titre de son activité salariée de Directeur Général Adjoint, en charge des Finances. Sa rémunération n'a ainsi pas été modifiée suite à sa désignation comme dirigeant mandataire social et son contrat de travail a été maintenu en vigueur jusqu'au 31 décembre 2014. La rémunération variable au titre de 2014 et versée en 2015 s'élevait à 690 000 euros.

Rémunération variable au titre de 2015

S'agissant de la part variable au titre de l'exercice 2015 qui est versée en 2016, 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 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 quantitatifs pour 2015 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 25 février 2015.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus sont 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, notamment dans le cadre de la COP21 et de la détermination de 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) ; adéquation de l'organisation future, qui sera proposée au Conseil d'Administration, à la stratégie du Groupe en lui donnant en particulier un caractère plus collectif et plus collaboratif ;
- pour Isabelle Kocher : qualité de l'exécution des fonctions de COO (Directeur Général Délégué, en charge des Opérations) : autorité sur les branches, accélération de la transformation du Groupe et adaptation à la transformation énergétique ; adéquation de l'organisation future, qui sera proposée au Conseil d'Administration, à la stratégie du Groupe en lui donnant en particulier un caractère plus collectif et plus collaboratif.

Au titre de 2015, le pourcentage de rémunération variable cible de Gérard Mestrallet est fixé à 130% de sa rémunération fixe et plafonné à 150% ; pour Isabelle Kocher, le pourcentage de rémunération variable cible est égal à 122% de sa rémunération fixe.

(1) Pour la partie quantitative (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants :

- RNRPG par action (1/2) : 83,33% ;
- ROCE (1/6) 59,02 % ;
- Free cash flow (1/6) : 116,60% ;
- Dette nette (1/6) : 106,33%.

Au total, la partie variable au titre des éléments quantitatifs s'établit à 88,66% de 60%. Pour la partie qualitative (représentant 40% de la rémunération variable), le Conseil d'Administration a décidé que Gérard Mestrallet a atteint ses critères à hauteur de 84%.

(2) Les critères quantitatifs et les résultats atteints sont identiques à ceux présentés ci-dessus pour Gérard Mestrallet. Pour la partie qualitative (représentant 40% de la rémunération variable), le Conseil d'Administration a décidé qu'Isabelle Kocher a atteint ses critères à hauteur de 90%.

Lors de sa séance du 24 février 2016, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a – compte tenu de ce qui précède – fixé comme suit le montant des rémunérations variables au titre de 2015 à 1 579 687 euros⁽¹⁾ pour Gérard Mestrallet et 981 156 euros⁽²⁾ pour Isabelle Kocher.

Cependant, compte tenu du contexte économique difficile dans le secteur de l'énergie, les deux dirigeants mandataires sociaux ont renoncé à une proportion de leur rémunération variable au titre de 2015. Ainsi, les montants des parts variables à verser au titre de l'exercice 2015 s'élèvent à 235 687 euros pour M. Gérard Mestrallet (après renonciation à 1 344 000 euros) et à 562 656 euros pour Mme Isabelle Kocher (après renonciation à 418 500 euros).

Rémunération variable au titre de 2016

Les Conseils d'Administration du 16 décembre 2015 et du 24 février 2016 ont décidé que la rémunération variable de M. Gérard Mestrallet et de Mme Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2016 pour la période du 1^{er} janvier au 3 mai 2016 sera soumise aux mêmes paramètres qu'en 2015 *mutatis mutandis* et a constaté que les paramètres de renonciation qui prévalaient au titre de l'exercice 2015 resteraient inchangés *pro rata temporis*. Ainsi, les critères de rémunération quantitatifs, leur pondération et les pourcentages de rémunération variable cible et maximum sont reconduits *pro rata temporis*.

4.6.1.3 Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)

Le Comité des Nominations et des Rémunérations, 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 et des Rémunérations a proposé au Conseil d'Administration un plan d'incitation à long terme au titre de l'exercice 2015 sous la forme d'Unités de Performance («UP») comportant les mêmes caractéristiques que les plans au titre des exercices 2012, 2013 et 2014 (auxquels les dirigeants mandataires sociaux avaient renoncé en totalité pour 2012 et en partie pour 2013 et 2014).

Unités de Performance au titre de 2015

Sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration du 10 décembre 2014 a décidé d'attribuer, au titre de 2015, 150 000 Unités de Performance (valorisation 1 453 500 euros) à Gérard Mestrallet et 100 000 Unités de Performance à Isabelle Kocher ramenées à 61 121 Unités de Performance (valorisation 592 262 euros) (après renonciation à 38 879 Unités de Performance).

La valorisation des Unités de Performance est définie au 4.6.1.7, note (1), ci-dessous.

Les caractéristiques du Plan d'Unités de Performance sont les suivantes :

- les Unités de Performance sont soumises à une période d'acquisition, allant du 16 décembre 2015 au 14 mars 2019 inclus ;
- elles sont définitivement acquises le 15 mars 2019, le bénéficiaire 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 ⁽¹⁾ :
 - TSR (*Total Shareholder Return* : performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur la période décembre 2018-janvier 2019 par rapport à novembre-décembre 2015,
 - RNRPG (Résultat Net Récurrent Part du Groupe) pour les exercices 2017 et 2018 par rapport au RNRPG cible fixé dans le budget de ces mêmes exercices (au pro forma),
 - ROCE 2018 par rapport au ROCE cible 2018 du plan d'affaires à moyen terme (PAMT) présenté au Conseil d'Administration le 24 février 2016.
- 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 montant net versé, jusqu'à obtention de l'objectif de détention (soit deux années de rémunération fixe pour les dirigeants mandataires sociaux, voir 4.6.5.1 ci-dessous) ;

- maintien des droits en cas de décès, retraite, invalidité (2^e ou 3^e catégories prévues à l'article L. 341-4 du Code de la Sécurité sociale française) ; il est précisé que la fin de mandat résultant de l'atteinte de l'âge maximum prévu dans les statuts est considérée comme une retraite ;
- en cas de décès, les conditions de performance seraient réputées intégralement remplies. 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.

Unités de Performance au titre de 2016

Au titre de la période du 1^{er} janvier au 3 mai 2016, et sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration du 24 février 2016 a décidé d'attribuer au titre de la période du 1^{er} janvier au 3 mai 2016, 50 000 Unités de Performance (soit 1/3 de 150 000) à M. Gérard Mestrallet et 33 333 Unités de Performance (soit 1/3 de 100 000) à Mme Isabelle Kocher réduites à 20 373 Unités de Performance après renonciation par Isabelle Kocher à 12 960 Unités de Performance.

Ces UP seront soumises aux conditions et paramètres suivants :

- Les UP sont définitivement acquises en mars 2020, le bénéficiaire ayant ensuite 3 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 ⁽²⁾.

(1) Détail des conditions de performance 2015 :

(a) Condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone)

- TSR ENGIE \leq 90% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities (Eurozone) : taux de réussite = 0%
- TSR ENGIE = 100% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities (Eurozone) : taux de réussite = 70%
- TSR ENGIE \geq 103% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities (Eurozone) : taux de réussite = 100%

Pour résultats intermédiaires (de 90% à 100% et de 100% à 103%) : taux de réussite progressif et linéaire.

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 (performance boursière, dividende réinvesti) de ENGIE et des sociétés faisant partie de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur une durée de deux mois, soit décembre 2018-janvier 2019 par rapport à novembre-décembre 2015.

(b) Condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2017 et 2018 par rapport au RNRPG cible de ces mêmes exercices (au pro forma) :

- RNRPG 2017+2018 < RNRPG seuil 2017+2018 (RNRPG seuil = 90% du RNRPG cible) : taux de réussite de 0%
- RNRPG 2017+2018 = RNRPG seuil 2017+2018 : taux de réussite de 33%
- RNRPG 2017+2018 \geq RNRPG cible 2017+2018 : taux de réussite de 100%

Pour résultats intermédiaires (de 90% à 100%) : taux de réussite progressif et linéaire.

(c) Condition interne liée au ROCE 2018 par rapport au ROCE cible 2018 du PAMT présenté au Conseil d'Administration le 25 février 2015 :

- ROCE 2018 < 90% ROCE cible 2018 : taux de réussite = 0%
- ROCE 2018 = 90% ROCE cible 2018 : taux de réussite = 33%
- ROCE 2018 \geq ROCE cible 2018 : taux de réussite = 100%

Taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%.

Un taux de réussite (de 0% à 100%) sera calculé pour chaque condition et un taux global établi par le biais d'une moyenne arithmétique des trois conditions.

(2) 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 2018 et 2019 par rapport au RNRpG cible fixé dans le PAMT examiné par le Conseil d'administration du 24 février 2016 (au pro forma) :

- RNRpG 2018+2019 < 90% RNRpG cible 2018+2019 : taux de réussite de 0%
- RNRpG 2018+2019 = 90% RNRpG cible 2018+2019 : taux de réussite de 33%
- RNRpG 2018+2019 > 90% RNRpG cible 2018+2019 et < RNRpG cible 2018+2019 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%
- RNRpG 2018+2019 \geq RNRpG cible 2018+2019 : taux de réussite de 100%

(b) une condition interne liée au ROCE pour les exercices 2018 et 2019 par rapport au ROCE cible fixé dans le PAMT examiné au Conseil d'administration du 24 février 2016 (au pro forma) :

- ROCE 2018+2019 < 90% ROCE cible 2018+2019 : taux de réussite de 0%
- ROCE 2018+2019 = 90% ROCE cible 2018+2019 : taux de réussite de 33%
- ROCE 2018+2019 > 90% ROCE cible 2018+2019 et < ROCE cible 2018+2019 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%
- ROCE 2018+2019 \geq ROCE cible 2018+2019 : taux de réussite de 100%

(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, E.ON, RWWE, ENEL, Iberdrola et Gas Natural (ci-après le «Panel»), chacune de ces sociétés recevant une pondération identique :

- TSR ENGIE \leq 90% TSR du Panel : taux de réussite = 0%
- TSR ENGIE = 100% TSR du Panel : taux de réussite = 70%
- TSR ENGIE \geq 103% TSR du Panel : taux de réussite = 100%

Pour résultats intermédiaires (de 90% à 100% et de 100% à 103%) : taux de réussite progressif et linéaire.

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.

4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction

- 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'actions de performance. Ceci établit un régime de traitement identique aux autres bénéficiaires de LTI dans le Groupe :
 - maintien des droits en cas de décès, retraite ⁽¹⁾, invalidité (2^e ou 3^e catégorie prévues à l'article L. 341 4 du Code de la Sécurité Sociale française),
 - en cas de décès :
 - les conditions de performance seraient réputées intégralement remplies,
 - 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 la période du 1^{er} janvier au 3 mai 2016 a été valorisée à 7,73 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. Gérard Mestrallet 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 décrits 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 actuelles de Président-Directeur Général, à percevoir tous arrrages 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 bénéficiera Gérard Mestrallet s'élève à 831 641 euros 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.

(1) Y compris une fin de mandat liée à l'atteinte de la limite d'âge fixée par les statuts de la Société.

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 de la Sécurité sociale), 8% Tranche B (trois fois le plafond de la Sécurité sociale), 8% Tranche C (quatre fois le plafond 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 4 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 1^{er} 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 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 5 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.

Les charges sociales associées à charge de l'entreprise s'élèvent à 24%.

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.

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 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. Dans la détermination des paramètres de ce dispositif, le Conseil d'Administration a été animé par la volonté de ne pas pénaliser 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 patronales déplaçonnées selon les règles en vigueur.

Ce nouveau 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 tant dans le cadre de sa rémunération actuelle que de sa rémunération future, une couverture dédiée à la retraite correspondant à l'importance de ses responsabilités de dirigeant mandataire social. Cette nouvelle politique aura 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.

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 <i>Président-Directeur Général</i>	Non	voir 4.6.1.4	Non	Non
Isabelle Kocher <i>Directeur Général Délégué</i>	Oui (suspendu)	voir 4.6.1.4	cf. ci-dessous	Non

Le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu depuis le 1^{er} janvier 2015. Il ne prévoit pas d'indemnités de non concurrence ou de départ particulières. 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. 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

En euros	2015		2014 ⁽⁵⁾	
	Montants dus au titre de 2015	Montants versés en 2015	Montants dus au titre de 2014	Montants versés en 2014
Gérard Mestrallet				
<i>Président-Directeur Général</i>				
Rémunération fixe	1 400 000 ⁽¹⁾	1 400 000 ⁽¹⁾	1 400 000 ⁽¹⁾	1 400 000 ⁽¹⁾
Rémunération variable ⁽²⁾	235 687	379 830	379 830	815 000
Abonnement dédié à la retraite	0	0	0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature ⁽³⁾	4 533	4 533	4 533	4 533
TOTAL	1 640 220	1 784 363	1 784 363	2 219 533
Isabelle Kocher				
<i>Directeur Général Délégué (depuis le 11 novembre 2014)</i>				
Rémunération fixe	900 000	900 000	600 000	N/A
Rémunération variable ⁽²⁾	562 656	690 000	690 000	N/A
Abonnement dédié à la retraite	366 091 ⁽³⁾	0	0	N/A
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	N/A
Jetons de présence	0	0	0	N/A
Avantages en nature ⁽⁴⁾	1 708	1 708	1 708	N/A
TOTAL	1 830 455	1 591 708	1 291 708	N/A

(1) Dont CNAV, ARRCO et AGIRC.

(2) Le montant global de la rémunération variable due au titre de 2014 a été décidé le 25 février 2015 et versé en mars 2015. Le montant global de la rémunération variable au titre de 2015 a été décidé le 24 février 2016 et versé en mars 2016.

(3) Cet abondement fait suite à la renonciation par Isabelle Kocher à se prévaloir au-delà du 1^{er} janvier 2015 des systèmes collectifs de retraite supplémentaire dont elle bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu le 31 décembre 2014. Il ne s'agit donc pas d'un avantage nouveau.

(4) Les avantages en nature comprennent : un véhicule de fonction.

(5) Pour Isabelle Kocher, les montants en 2014 sont au titre de ses activités salariées de Directeur Général Adjoint, en charge des Finances.

4.6.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

En euros	Exercice 2015	Exercice 2014
Gérard Mestrallet		
<i>Président-Directeur Général</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	1 640 220	1 784 363
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	1 453 500 ⁽¹⁾	1 672 500 ⁽²⁾
TOTAL	3 093 720	3 456 863
Isabelle Kocher		
<i>Directeur Général Délégué (depuis le 11 novembre 2014)</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	1 830 455	1 291 708
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	414 400 ⁽³⁾
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	592 262 ⁽¹⁾	0
TOTAL	2 422 717	1 706 108

(1) 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 3 ans, d'une durée d'acquisition de 3 ans et d'une durée de vie estimée à 4,5 ans. Ainsi, la valorisation retenue pour les Unités de Performance est de 11,15 euros pour l'attribution au titre de 2014 et de 9,69 euros pour l'attribution au titre de 2015. Cette valorisation est théorique, dans la mesure où l'acquisition effective des Unités de Performance (3 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.

(2) Les principales caractéristiques de cette attribution d'Unités de Performance au titre de 2014 figurent en pages 134 et 135 du Document de Référence 2014.

(3) 35 000 actions de Performance au titre de ses activités salariées de Directeur Général Adjoint, en charge des Finances en 2014.

4.6.1.8 Éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2015 à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis à l'avis des actionnaires

Conformément aux recommandations du Code Afep-Medef (article 24.3), code auquel la Société se réfère en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, les éléments suivants de la rémunération due ou attribuée à chaque dirigeant mandataire social au titre de l'exercice clos sont soumis à l'avis des actionnaires :

- la part fixe ;
- la part variable annuelle et, le cas échéant, la partie variable pluriannuelle avec les objectifs contribuant à la détermination de cette part variable ;
- les rémunérations exceptionnelles ;

- les options d'actions, les actions de performance et tout autre élément de rémunération de long terme ;
- les indemnités liées à la prise ou à la cessation des fonctions ;
- le régime de retraite supplémentaire ;
- les avantages de toute nature.

En conséquence, il sera proposé à l'Assemblée Générale du 3 mai 2016 d'émettre un avis sur les éléments suivants de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2015 à :

- Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général ;
- Isabelle Kocher, Directeur Général Délégué.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE L'EXERCICE 2015 À MONSIEUR GÉRARD MESTRALLET, PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	1 400 000 €	La rémunération fixe 2015 de Gérard Mestrallet est demeurée inchangée. Le contrat de travail suspendu de Gérard Mestrallet ayant été résilié à son initiative lors de sa reconduction dans ses fonctions de Président-Directeur Général le 23 avril 2012, celui-ci a sollicité la liquidation de ses droits à retraite et, à sa demande, le montant de ses droits à retraite du régime général de la Caisse Nationale d'Assurance Vieillesse (CNAV) et des régimes obligatoires ARRCO et AGIRC s'impute sur le montant versé par ENGIE de sorte que le total de la rémunération fixe effectivement versée en 2015 par ENGIE à Gérard Mestrallet a été de 1 309 531 euros, montant auquel s'ajoute le montant de sa retraite obligatoire (90 469 euros), pour un total de 1 404 533 euros y compris l'avantage en nature de 4 533 euros.
Rémunération variable	235 687 €	<p>La structure de la rémunération variable de Gérard Mestrallet au titre de l'exercice 2015 versée en 2016 se décompose en deux parties : une partie quantitative (60%) et une partie qualitative (40%). Pour la partie quantitative, les paramètres retenus sont pour la moitié le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) par action et pour l'autre moitié le <i>free cash flow</i>, la Rentabilité des capitaux investis (ROCE) et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2015 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 25 février 2015. Pour la partie qualitative, les paramètres retenus sont : 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, notamment dans le cadre de la COP21 et de la détermination de nouveaux objectifs pour la période 2016-2020 ; développement des politique R&D et «Innovation & New Business» ; contribution à la réussite d'Isabelle Kocher en tant que COO ; adéquation de l'organisation future, qui sera proposée au Conseil d'administration, à la stratégie du Groupe en lui donnant en particulier un caractère plus collectif et plus collaboratif.</p> <p>Au titre de 2015, le pourcentage de rémunération variable cible de Gérard Mestrallet est fixé à 130% de sa rémunération fixe et plafonné à 150%.</p> <p>Lors de sa séance du 24 février 2016, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a fixé le montant de la rémunération variable de Gérard Mestrallet au titre de 2015 à 1 579 687 euros.</p> <p>Cependant, compte tenu du contexte économique difficile du secteur de l'énergie, Gérard Mestrallet a renoncé à 1 344 000 euros, cette baisse s'imputant en priorité sur la part variable qui s'établit dès lors à 235 687 euros, contre 379 830 euros (1 723 830 euros avant renonciation) au titre de 2014.</p>
Abonnement dédié à la retraite	Néant	Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucun abonnement dédié à la retraite.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Jetons de présence	Néant	Gérard Mestrallet ne perçoit pas de jetons de présence.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.

4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Attribution de stock-options, d'actions de performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Valorisation ⁽¹⁾ : 1 453 500€	<p>Le Conseil d'Administration du 16 décembre 2015 a décidé d'attribuer 150 000 Unités de Performance à Gérard Mestrallet au titre de 2015.</p> <p>Les Unités de Performance sont définitivement acquises en mars 2019, le bénéficiaire ayant ensuite 3 ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles.</p> <p>L'acquisition finale dépend d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers :</p> <ul style="list-style-type: none"> • TSR (Total Shareholder Return : performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur la période décembre 2018-janvier 2019 par rapport à novembre-décembre 2015 ; • RNRPG pour les exercices 2017 et 2018 par rapport au RNRPG cible du budget de ces mêmes exercices (au pro forma) ; • ROCE 2018 par rapport au ROCE cible 2018 du plan d'affaires à moyen terme (PAMT) présenté au Conseil d'Administration le 24 février 2016. <p>Un taux de réussite (de 0% à 100%) sera calculé pour chaque condition et un taux global établi par le biais d'une moyenne arithmétique des trois conditions.</p> <p>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.</p>
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonctions.
Régime de retraite supplémentaire	Aucun versement	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. Gérard Mestrallet 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 décrits 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». Gérard Mestrallet avait renoncé, pour la durée de ses fonctions actuelles 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 bénéficiera Gérard Mestrallet s'élève à 831 641 euros 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).
Avantages de toute nature	4 533 €	Gérard Mestrallet bénéficie d'un véhicule de fonction.

(1) Cf. note sur cette valorisation théorique dans la section 4.6.1.7.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE L'EXERCICE 2015 À MADAME ISABELLE KOCHER, DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	900 000 €	Le Conseil d'administration du 10 décembre 2014 a établi la rémunération fixe au titre de 2015 d'Isabelle Kocher à 900 000 euros.
Rémunération variable	562 656 €	<p>La structure de la rémunération variable d'Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2015 versée en 2016 se décompose en deux parties : une partie quantitative (60%) et une partie qualitative (40%). Pour la partie quantitative, les paramètres retenus sont pour la moitié le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) par action et pour l'autre moitié le <i>free cash flow</i>, la Rentabilité des capitaux investis (ROCE) et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2015 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 25 février 2015. Pour la partie qualitative, les paramètres retenus sont : qualité de l'exécution des fonctions de COO (autorité sur les branches, accélération de la transformation du Groupe et adaptation à la transformation énergétique) et adéquation de l'organisation future, qui sera proposée au Conseil d'administration, à la stratégie du Groupe en lui donnant en particulier un caractère plus collectif et plus collaboratif.</p> <p>Au titre de 2015, le pourcentage de rémunération variable cible d'Isabelle Kocher a été fixé à 122% de sa rémunération fixe.</p> <p>Lors de sa séance du 24 février 2016, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a fixé le montant de la rémunération variable d'Isabelle Kocher au titre de 2015 à 981 156 euros.</p> <p>Cependant, compte tenu du contexte économique difficile du secteur de l'énergie, outre sa renonciation à une part de ses Unités de Performance, Isabelle Kocher a renoncé à 418 500 euros. Sa part variable s'établit dès lors à 562 656 euros contre 690 000 euros en 2014.</p>
Abondement dédié à la retraite	366 091 €	<p>Compte tenu de la renonciation par Mme Kocher à se prévaloir des régimes collectifs de retraite supplémentaire à compter du 1er janvier 2015, date de la suspension de son contrat de travail, le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 10 mars 2016, 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 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. Dans la détermination des paramètres de ce dispositif, le Conseil d'Administration a été animé par la volonté de ne pas pénaliser 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.</p>
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 ⁽¹⁾ : 592 262 €	<p>Le Conseil d'Administration du 16 décembre 2015 a décidé d'attribuer 100 000 Unités de Performance à Isabelle Kocher au titre de 2015 ramenées à 61 121 Unités de Performance après renonciation à 38 879 Unités de Performance.</p> <p>Les Unités de Performance sont définitivement acquises en mars 2019, le bénéficiaire ayant ensuite 3 ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles.</p> <p>L'acquisition finale dépend d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers :</p> <ul style="list-style-type: none"> • TSR (<i>Total Shareholder Return</i> : performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur la période décembre 2018-janvier 2019 par rapport à novembre-décembre 2015 ; • RNRPG pour les exercices 2017 et 2018 par rapport au RNRPG cible du budget de ces mêmes exercices (au pro forma) ; • ROCE 2018 par rapport au ROCE cible 2018 du plan d'affaires à moyen terme (PAMT) présenté au Conseil d'Administration le 24 février 2016. <p>Un taux de réussite (de 0% à 100%) sera calculé pour chaque condition et un taux global établi par le biais d'une moyenne arithmétique des trois conditions.</p> <p>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.</p>

(1) Cf note sur cette valorisation théorique dans la section 4.6.1.7.

4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction

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 1 ^{er} janvier 2015. La recommandation de l'article 22 du Code Afep-Medef visant à mettre fin au contrat de travail d'un salarié lorsqu'il devient dirigeant mandataire social ne s'applique pas aux directeurs généraux délégués. Le contrat de travail suspendu d'Isabelle Kocher ne prévoit pas d'indemnités de non concurrence ou de départ particulières. 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. 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.
Régime de retraite supplémentaire	Néant	<p>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.</p> <p>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 de la Sécurité sociale), 8% Tranche B (trois fois le plafond de la Sécurité sociale), 8% Tranche C (quatre fois le plafond de la Sécurité sociale).</p> <p>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 social 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 4 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 1^{er} alinéa du Code de la sécurité sociale.</p> <p>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 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 5 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.</p> <p>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. Les charges sociales associées à charge de l'entreprise s'élèvent à 24%.</p> <p>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 assure leur service.</p> <p>Conformément aux délibérations du Conseil d'administration du 10 mars 2016, les droits de Mme 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.</p> <p>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.</p>
Avantages de toute nature	1 708 €	Isabelle Kocher bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.6.2 Rémunération des dirigeants non mandataires sociaux

La rémunération des dirigeants non mandataires sociaux (membres du Comité de Direction Générale et autres 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.

La part variable versée en 2015 au titre de l'exercice 2014 a été déterminée pour 50% sur des critères économiques (RNRPG par action, ROCE, *free cash flow* et *operating expenses*), et pour 50% sur des critères qualitatifs.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS BRUTES, AVANTAGES EN NATURE INCLUS, DES DIRIGEANTS NON MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ DE DIRECTION GÉNÉRALE ET AUTRES MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF)

	2015	2014
Fixe (en euros)	8 101 391	7 007 822
Variable (en euros)	8 062 252	7 121 667
TOTAL	16 163 643	14 129 489
Nombre de membres	19	19

4.6.3 Provision de retraite

Le montant global des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 81,8 millions d'euros au 31 décembre 2015, 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.

Les Conseils d'Administration du 29 août 2008, du 20 janvier 2010 et du 6 décembre 2011, sur proposition du Comité des Rémunérations, ont 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 en fonction de la présence des Administrateurs aux séances du Conseil et à celles des Comités du Conseil. Ce même système s'applique à la

rémunération des Censeurs qui est prélevée sur l'enveloppe des jetons de présence.

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2013, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, a décidé, avec effet au 1^{er} janvier 2014 et sans modification de l'enveloppe globale, d'actualiser le mode de répartition des jetons de présence conformément à la recommandation de l'article 21.1 du Code Afep-Medef qui prévoit que le mode de répartition doit comporter une part variable prépondérante.

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. Les règles de répartition relatives aux exercices 2014 et précédents figurent dans les documents de référence se rapportant à ces exercices.

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	
<i>Président :</i>	
• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	40 000, si 100% de présence
<i>Membre du Comité :</i>	
• 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	
<i>Président :</i>	
• Part fixe	10 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	25 000, si 100% de présence
<i>Membre du Comité :</i>	
• 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	
<i>Président :</i>	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	20 000, si 100% de présence
<i>Membre du Comité :</i>	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	15 000 euros, si 100% de présence
Comité des Nominations et des Rémunérations	
<i>Président :</i>	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	20 000, si 100% de présence
<i>Membre du Comité :</i>	
• 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 nouvelles bases, il a été versé, au titre de l'exercice 2015, aux mandataires sociaux non dirigeants et au censeur 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 2015 ⁽¹⁾	Exercice 2014 ⁽¹⁾
Albert Frère	9 167 ⁽²⁾⁽⁴⁾⁽⁷⁾	27 500 ⁽²⁾⁽⁷⁾
Ann-Kristin Achleitner	93 334 ⁽²⁾	96 900 ⁽²⁾
Edmond Alphandéry	130 700 ⁽³⁾	116 500 ⁽³⁾
Jean-Louis Beffa	90 000 ⁽³⁾	81 500 ⁽³⁾
Aldo Cardoso	134 200 ⁽²⁾	136 700 ⁽²⁾
Catherine Guillooard	13 000 ⁽³⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾	-
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	17 875 ⁽³⁾⁽⁵⁾⁽⁶⁾	-
Barbara Kux	49 408 ⁽²⁾⁽⁵⁾	-
Françoise Malrieu	131 000 ⁽³⁾	135 000 ⁽³⁾
Marie-José Nadeau	62 750 ⁽²⁾⁽⁵⁾	-
Lord Simon of Highbury	99 450 ⁽²⁾	93 050 ⁽²⁾
Gérard Lamarche (censeur)	6 667 ⁽⁴⁾⁽⁸⁾	37 997 ⁽⁸⁾
TOTAL	837 551	735 647

(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 ou Censeur jusqu'au 28 avril 2015.

(5) Administrateur à compter du 28 avril 2015.

(6) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé.

(7) Ces jetons de présence ont été versés à Groupe Bruxelles Lambert.

(8) Cette rémunération a été versée à Groupe Bruxelles Lambert.

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 2 Administrateurs, issus du secteur public, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, respectivement Mme Astrid Milsan, M. Bruno Bézard et Mme 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 2 Administrateurs du secteur privé, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, respectivement Mme Catherine Guillooard et Mme Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, 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 (300 408 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, Philippe Lepage, Anne-Marie Mourer et Caroline Simon.

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 issues de levées de stock-options et des Actions de Performance

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 résultant de la levée d'options et des actions de performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux

à l'occasion des plans d'attribution mis en œuvre à partir du 1^{er} 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, que le Conseil d'Administration détermine, des options exercées et des Actions de Performance acquises, l'objectif étant 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 25 septembre 2013, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, 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, à 1,5 année pour les autres membres du Comité de Direction Générale et à 1 année pour les autres membres du Comité Exécutif⁽¹⁾. Cet objectif est fixé en nombre d'actions pour chaque intéressé, ce nombre étant calculé sur la base de la rémunération fixe 2013 et sur la moyenne des cours de bourse des trois dernières années, ces bases étant révisées tous les 2 ans ;
- jusqu'à obtention de l'objectif : réinvestissement de 2/3 de la plus-value brute issue d'une levée-vente d'options, ou conservation du nombre correspondant d'actions issues d'une levée simple d'options, et conservation de 2/3 des actions de performance acquises⁽²⁾.

Le Conseil d'Administration du 26 février 2014 a décidé d'adapter ce dispositif aux Unités de Performance dont bénéficient les dirigeants mandataires sociaux (voir 4.6.1.3 ci-dessus) en imposant à ces derniers l'obligation de réinvestir, en actions ENGIE, 2/3 du montant net versé, jusqu'à obtention de l'objectif de détention (2 années de rémunération fixe) visé ci-dessus.

4.6.5.2 Dispositif de gestion programmée des stock-options

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 autres membres du Comité de Direction Générale.

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 2015

Autorisation de l'Assemblée Générale du 28 avril 2014

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 28 avril 2014 a décidé, dans sa vingt-et-unième résolution d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur des 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 2014 (Conseil du 25 février 2015)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 25 février 2015, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 28 avril 2014, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading), filiale du groupe ENGIE, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRD III et CRD IV 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 2014, figurent en pages 147 et suivantes du Document de Référence 2014 déposé auprès de l'AMF le 20 mars 2014.

Autorisation de l'Assemblée Générale du 28 avril 2015

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 28 avril 2015 a décidé, dans sa vingt-deuxième 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 0,5% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution⁽³⁾. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale une autorisation de consentir des stock-options.

(1) En conséquence de la nouvelle organisation du Groupe depuis le 1^{er} janvier 2016 et en particulier de la disparition du Comité Exécutif comme instance exécutive du Groupe, ce dispositif se trouve désormais ipso facto limité aux membres du Comité de Direction Générale.

(2) Compte tenu de l'exclusion des dirigeants mandataires sociaux de plans d'Actions de Performance, l'acquisition d'actions supplémentaires lors de la disponibilité des Actions de Performance attribuées, les dispositions du Code Afep-Medef article 23.2.4 n'ont pas été imposées.

(3) Plafond de 0,5% commun avec celui de la vingt et unième 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.

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2015 (Conseils du 16 décembre 2015 et du 24 février 2016)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 16 décembre 2015, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du

28 avril 2015, 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). Les principales caractéristiques de ce plan, portant sur 3 349 695 titres en faveur de 7 031 personnes, sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 16 décembre 2015 au 14 mars 2019 (2020 pour certains pays)
Condition de présence ⁽¹⁾	Au 14 mars 2019 (2020 pour certains pays)
Date d'acquisition définitive	15 mars 2019 (2020 pour certains pays)
Période de conservation ⁽²⁾	Du 15 mars 2019 au 14 mars 2021 (pas de conservation si acquisition en 2020)
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2021 (du 15 mars 2020, si acquisition en 2020)
Conditions de performance ⁽³⁾ :	<ul style="list-style-type: none"> • Pour moitié sur le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) pour les exercices 2017 et 2018 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma), et • Pour moitié sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur la période décembre 2018-janvier 2019 par rapport à novembre-décembre 2015

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

(3) Conditions de performance :

(a) condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2017 et 2018 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma) :

-RNRPG 2017+2018 < 90% budget de RNRPG 2017+2018 : taux de réussite de 0%,

-RNRPG 2017+2018 = 90% budget de RNRPG 2017+2018 : taux de réussite de 33%,

-RNRPG 2017+2018 > 90% budget de RNRPG 2017+2018 et < budget de RNRPG 2017+2018 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%,

-RNRPG 2017+2018 ≥ budget de RNRPG 2017+2018 : taux de réussite de 100% ;

(b) condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone) :

-TSR ENGIE ≤ 90% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities (Eurozone) : taux de réussite = 0%,

-TSR ENGIE = 100% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities (Eurozone) : taux de réussite = 70%,

-TSR ENGIE ≥ 103% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities (Eurozone) : taux de réussite = 100%.

Pour résultats intermédiaires (de 90% à 100% et de 100% à 103%) : taux de réussite progressif et linéaire.

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 (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE et des sociétés faisant partie de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur une durée de deux mois, soit décembre 2018-janvier 2019 par rapport à novembre-décembre 2015.

La somme des taux de réussite en (a) et en (b) est divisée par deux pour établir un taux global de réussite.

Pour un nombre limité de bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, les conditions de performance ne sont pas d'application.

Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 24 février 2016 a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 28 avril 2015, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs de GDF SUEZ Trading, filiale du groupe ENGIE, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRD III et CRD IV 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 d'ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading), pour un nombre total de 132 529 actions de Performance ENGIE ; ses caractéristiques sont semblables à celles du plan du 25 février 2015 (conditions de présence et de performance). Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 24/02/2016 au 14/03/2018 pour environ la moitié des titres Du 24/02/2016 au 14/03/2019 pour les titres restants
Condition de présence ⁽¹⁾	Au 14/03/2018 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2019 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2018 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2019 pour les titres restants
Période de conservation ⁽²⁾	Du 15/03/2018 au 14/03/2020 pour environ la moitié des titres Du 15/03/2019 au 14/03/2021 pour les titres restants
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	<ul style="list-style-type: none"> • Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) d'ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) pour l'exercice 2017 pour environ la moitié des titres • Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) d'ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) pour l'exercice 2018 pour les titres restants

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle.

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

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 2015 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

4.6.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions ENGIE levées durant l'exercice 2015 par les dirigeants mandataires sociaux d'ENGIE

Néant, y compris les options de souscription ou d'achat d'actions Suez Environnement détenues par Isabelle Kocher (voir 4.6.6.7)

4.6.6.3 Historique des plans d'options d'achat d'actions ENGIE en vigueur

	Plan du 12/11/2008	Plan du 10/11/2009
Date de l'AG d'autorisation	16/07/2008	04/05/2009
Point de départ d'exercice des options ⁽¹⁾	12/11/2012	10/11/2013
Date d'expiration	11/11/2016	09/11/2017
Nombre total au 31/12/2014 d'actions pouvant être achetées	5 999 064	4 858 725
Nombre total d'actions pouvant être achetées par les dirigeants mandataires sociaux :		
• Gérard Mestrallet	0 ⁽²⁾	0 ⁽²⁾
• Isabelle Kocher	12 800	6 196
Modalités d'exercice	⁽³⁾	⁽⁶⁾
Prix d'achat (en euros)	32,74	29,44
Nombre d'options levées ⁽⁴⁾	0	0
Nombre d'options annulées ⁽⁵⁾	30 000	50 710
Solde au 31/12/2015	5 969 064	4 808 015

(1) Les options peuvent également être exercées d'une manière anticipée en cas de départ à la retraite ou de décès.

(2) Gérard Mestrallet a renoncé à ses options au titre des exercices 2008 et 2009.

(3) Pour les autres membres du Comité Exécutif, 45% des options sont sous conditions «simples» et 10% sous conditions «renforcées». Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% des options sont sous conditions «simples». La condition majorée n'a pas été remplie en novembre 2012 et l'intégralité des options soumises à cette condition a été radiée. L'application de la condition «simple» a établi un cours cible de 18,68 euros, cours qui a été atteint en clôture de bourse le 24/09/2013 ; les options soumises à cette condition peuvent être exercées.

(4) Levées du 1^{er} janvier au 31 décembre 2015.

(5) Annulées du 1^{er} janvier au 31 décembre 2015.

(6) Pour les cadres dirigeants du Groupe, 50% des options sont 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 peuvent être exercées.

4.6.6.4 Historique des plans d'options de souscription d'actions ENGIE en vigueur

Au titre de l'année	2006	2007
Date de l'AG d'autorisation	27/04/2004	04/05/2007
Date du CA de décision	17/01/2007	14/11/2007
Nombre total au 31/12/2014 d'actions pouvant être souscrites	5 607 859	4 357 575
Dont : nombre total au 31/12/2014 d'actions pouvant être souscrites par les dirigeants mandataires sociaux		
• Gérard Mestrallet	403 504	0
• Isabelle Kocher	15 928	17 312
Point de départ d'exercice des options ⁽¹⁾	17/01/2011	14/11/2011
Date d'expiration	16/01/2015	13/11/2015
Modalités d'exercice	⁽²⁾	⁽³⁾
Prix de souscription en euros	36,62	41,78
Levées du 01/01/2015 au 31/12/2015	0	0
Annulées du 01/01/2015 au 31/12/2015	5 607 859	4 357 575
Solde au 31/12/2015	0	0

(1) Les options pouvaient également être exercées d'une manière anticipée en cas de départ à la retraite ou de décès.

(2) Pour les membres du Comité Exécutif de l'époque, 45% des options étaient sous conditions «simples» et 10% sous conditions «renforcées» ; ces conditions étaient remplies en janvier 2011. Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% sont sous conditions «simples» ; ces conditions étaient remplies en janvier 2011.

(3) Pour les membres du Comité Exécutif de l'époque, 45% des options étaient sous conditions «simples» et 10% sous conditions «renforcées» ; ces conditions étaient remplies en novembre 2011. Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% sont sous conditions «simples» ; ces conditions étaient remplies en novembre 2011.

4.6.6.5 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2015

Néant.

4.6.6.6 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Isabelle Kocher au 31 décembre 2015

Plan	12/11/2008	10/11/2009	17/12/2009 ⁽³⁾
Point de départ d'exercice	12/11/2012	10/11/2013	17/12/2013
Date d'expiration	11/11/2016	09/11/2017	16/12/2017
Prix de levée ou d'achat en euros	32,74	29,44	15,49
Solde d'options au 31/12/2015 :			
• Condition de présence uniquement	6 400	3 098	11 700
• Condition de performance	6 400 ⁽¹⁾	3 098 ⁽²⁾	0 ⁽⁴⁾

(1) Les options étaient sous une condition de performance ; cette condition était remplie en septembre 2013.

(2) Les options étaient sous une condition de performance ; cette condition était remplie en mai 2014.

(3) Plan Suez Environnement, à l'époque où Isabelle Kocher était Directeur Général de Lyonnaise des Eaux.

(4) 27 298 options Suez Environnement sous condition de performance étaient radiées en décembre 2013.

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.

4.6.7 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 2015 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	Néant
Isabelle Kocher <i>Directeur Général Délégué, en charge des Opérations</i>	Néant

4.6.7.2 Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2015

	Plan	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Nombre d'actions devenues disponibles ⁽¹⁾
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	Néant			
Isabelle Kocher <i>Directeur Général Délégué, en charge des Opérations</i>	22/06/2011	24/06/2013	24/06/2015	10

(1) Ces actions entrent dans le dispositif décrit au 4.6.5.1.

4.6.7.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

Au titre de l'année :	2010		2011
	Plan 2010	Plan 2011	Plan Traders 29/02/2012
Date de l'AG d'autorisation	03/05/2010	02/05/2011	02/05/2011
Date du CA de décision	13/01/2011	06/12/2011	29/02/2012
Valeur de l'action en euros ⁽¹⁾	18,1	11,3	15,1
Début de la période d'acquisition ⁽²⁾	13/01/2011	06/12/2011	29/02/2012
Fin de la période acquisition	14/03/2014 ⁽³⁾	14/03/2015 ⁽⁵⁾	14/03/2014 ⁽⁷⁾ 14/03/2015 ⁽⁷⁾
Début de la période de conservation	15/03/2014 ⁽³⁾	15/03/2015 ⁽⁵⁾	15/03/2014 ⁽⁷⁾ 15/03/2015 ⁽⁷⁾
Fin de la période de conservation	15/03/2016 ⁽³⁾	15/03/2017 ⁽⁵⁾	15/03/2016 ⁽⁷⁾ 15/03/2017 ⁽⁷⁾
Conditions associées	⁽⁴⁾	⁽⁶⁾	⁽⁸⁾
Droits en acquisition au 31/12/2014	142 978	2 896 780	34 542
Actions acquises du 01/01/2015 au 31/12/2015	133 545	200	32 705
Droits annulés du 01/01/2015 au 31/12/2015	9 433	2 896 580	1 837
Solde des droits au 31/12/2015	0	0	0

(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, l'Espagne et la Roumanie, pour les autres pays, acquisition le 14/03/2015 sans période de conservation.

(4) Pour 3 367 bénéficiaires, double condition : 50% sur l'EBITDA 2013, et 50% sur l'évolution du cours par rapport à Eurostoxx Utilities (double condition remplie à 21,92%) ; pour 3 480 bénéficiaires, une seule condition sur l'EBITDA 2013 (condition remplie à 43,84%) ; pour les mandataires sociaux, triple condition : 1/3 sur l'EBITDA 2013, 1/3 sur le TSR par rapport aux sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities, 1/3 sur le ROCE 2013 (triple condition remplie à 14,61%).

(5) Pour la France, la Belgique et l'Espagne, avec conservation du 15/03/2015 au 14/03/2017 inclus, et cessibilité à partir du 15/03/2017 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2016 sans période de conservation.

(6) Pour 464 bénéficiaires, double condition : 50% sur EBITDA 2014 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 5 531 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). Les deux conditions ont été remplies à 0%, les droits aux actions en cours d'acquisition ont été intégralement radiés.

(7) Pour la moitié des titres.

(8) EBITDA ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2013 pour 50% (condition intégralement remplie), et EBITDA ENGIE Global Markets 2014 pour 50% (condition intégralement remplie).

4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction

2012		2013		2014		2015	
Plan 2012	Plan Traders 27/02/2013	Plan 2013	Plan Traders 26/02/2014	Plan 2014	Plan Traders 2014	Plan 2015	Plan Traders 2015
23/04/2012	23/04/2012	23/04/2013	23/04/2013	28/04/2014	28/04/2014	28/04/2015	28/04/2015
05/12/2012	27/02/2013	11/12/2013	26/02/2014	10/12/2014	25/02/2015	16/12/2015	24/02/2016
8,1	9,2	7,6	13,3	12,1	14,7	9,8	10,2
05/12/2012	27/02/2013	11/12/2013	26/02/2014	10/12/2014	25/02/2015	16/12/2015	24/02/2016
14/03/2016 ⁽⁹⁾	14/03/2015 ⁽⁷⁾ 14/03/2016 ⁽⁷⁾	14/03/2017 ⁽¹²⁾	14/03/2016 ⁽⁷⁾ 14/03/2017 ⁽⁷⁾	14/03/2018 ⁽¹⁵⁾	14/03/2017 ⁽⁷⁾ 14/03/2018 ⁽⁷⁾	14/03/2019 ⁽¹⁸⁾	14/03/2018 ⁽⁷⁾ 14/03/2019 ⁽⁷⁾
15/03/2016 ⁽⁹⁾	15/03/2015 ⁽⁷⁾ 15/03/2016 ⁽⁷⁾	15/03/2017 ⁽¹²⁾	15/03/2016 ⁽⁷⁾ 15/03/2017 ⁽⁷⁾	15/03/2018 ⁽¹⁵⁾	15/03/2019 ⁽⁷⁾ 15/03/2020 ⁽⁷⁾	15/03/2019 ⁽¹⁸⁾	15/03/2020 ⁽⁷⁾ 15/03/2021 ⁽⁷⁾
15/03/2018 ⁽⁹⁾	15/03/2017 ⁽⁷⁾ 15/03/2018 ⁽⁷⁾	15/03/2019 ⁽¹²⁾	15/03/2018 ⁽⁷⁾ 15/03/2019 ⁽⁷⁾	15/03/2020 ⁽¹⁵⁾	15/03/2019 ⁽⁷⁾ 15/03/2020 ⁽⁷⁾	15/03/2020 ⁽¹⁸⁾	15/03/2020 ⁽⁷⁾ 15/03/2021 ⁽⁷⁾
(10)	(11)	(13)	(14)	(16)	(17)	(19)	(20)
3 468 265	94 764	2 757 710	89 991	3 388 540	néant	néant	néant
2 660	42 842	1 900	0	1 800	0	0	néant
41 105	3 628	29 260	1 261	66 635	1 223	0	néant
3 424 500	48 294	2 726 550	88 730	3 320 105	140 706	3 349 965	néant

- (9) 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.
- (10) 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).
- (11) EBITDA ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2014 pour 50% (condition intégralement remplie) et EBITDA ENGIE Global Markets 2015 pour 50%.
- (12) 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.
- (13) 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) ; 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).
- (14) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2015 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2016 pour 50%.
- (15) 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.
- (16) 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).
- (17) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2016 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2017 pour 50%.
- (18) 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.
- (19) A 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).
- (20) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2017 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2018 pour 50%.

4.6.7.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2015

Plan	SUEZ 13/02/2006	SUEZ 12/02/2007	SUEZ 16/07/2007	SUEZ 01/06/2008	ENGIE 12/11/2008	ENGIE 13/01/2011
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	Néant ⁽⁶⁾	Néant ⁽⁶⁾	EBITDA 2010	EBITDA 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	87 000
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. 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 2015

Plan	SUEZ 13/02/2006	SUEZ 12/02/2007	SUEZ 16/07/2007 ⁽¹⁾	SUEZ 14/11/2007	SUEZ 01/06/2008 ⁽¹⁾	ENGIE 12/11/2008
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	ROCE 2008	EBITDA 2009	EBITDA 2009	EBITDA 2010
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⁾
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	0	0	0
Actions acquises	1 428	2 124	15	1 493	10	786
Date de cessibilité	15/03/2010	15/03/2011	16/07/2011	15/03/2012	01/06/2012	15/03/2013

(1) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés.

(2) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence.

Plan	ENGIE 08/07/2009 ⁽¹⁾	ENGIE 10/11/2009	SUEZ Environnement	ENGIE 22/06/2011 ⁽¹⁾	ENGIE 06/12/2011	ENGIE 05/12/2012	ENGIE 11/12/2013	ENGIE 10/12/2014
Conditions	Néant	EBITDA 2010	RNR 2010-2014 et évolution cours	Néant	TSR et RNRpG	TSR et RNRpG	TSR et RNRpG	TSR et RNRpG
Date d'acquisition	08/07/2011	15/03/2012 ⁽³⁾	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	21 250	17 000	35 000 ⁽⁴⁾
Actions acquises	20	770	2 100	10	0	0	0	0
Date de cessibilité	08/07/2013	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.

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 2015 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 2015 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 2015 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 * (en euros)	Société émettrice	Plans
238 700	9,71	ENGIE	16/12/2015

* 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 2015

	Date de la transaction	Type de la transaction	Quantité	Prix unitaire (en euros)	Prix de l'opération (en euros)
Personne morale liée à Albert FRÈRE	30/01/2015	Cession d'actions	(1)	19,574	4 893 500
Personne morale liée à Albert FRÈRE	04/03/2015	Cession d'actions	(1)	15,41	3 852 500
Personne morale liée à Albert FRÈRE	11/03/2015	Cession d'actions	(1)	15,458	7 729 000
État – Agence de participations de l'État, administrateur	22/06/2015	Cession d'actions	(1)	17,5548	6 144 180
État – Agence de participations de l'État, administrateur	24/06/2015	Cession d'actions	(1)	17,7252	6 203 820
État – Agence de participations de l'État, administrateur	25/06/2015	Cession d'actions	(1)	17,6947	5 804 270,53
État – Agence de participations de l'État, administrateur	26/06/2015	Cession d'actions	(1)	17,5246	4919 015,02
État – Agence de participations de l'État, administrateur	13/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,5357	3 507 147,4
État – Agence de participations de l'État, administrateur	14/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,5223	7 155 511,56
État – Agence de participations de l'État, administrateur	15/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,6086	8 364 071,23
État – Agence de participations de l'État, administrateur	16/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,8076	11 574 940
État – Agence de participations de l'État, administrateur	17/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,7244	7 975 975,95
État – Agence de participations de l'État, administrateur	20/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,766	8 883 000
État – Agence de participations de l'État, administrateur	21/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,702	7 523 370,4
État – Agence de participations de l'État, administrateur	22/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,5187	5 190 475,47
État – Agence de participations de l'État, administrateur	23/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,5425	5 956 416,89
État – Agence de participations de l'État, administrateur	24/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,5108	2 445 330,69
État – Agence de participations de l'État, administrateur	30/07/2015	Cession d'actions	(1)	17,6507	8 678 178,46
État – Agence de participations de l'État, administrateur	03/08/2015	Cession d'actions	(1)	17,6113	8 972 112,01
État – Agence de participations de l'État, administrateur	04/08/2015	Cession d'actions	(1)	17,529	7 011 600
État – Agence de participations de l'État, administrateur	05/08/2015	Cession d'actions	(1)	17,75	11 537 500
État – Agence de participations de l'État, administrateur	06/08/2015	Cession d'actions	(1)	17,742	10 645 189,2
État – Agence de participations de l'État, administrateur	07/08/2015	Cession d'actions	(1)	17,9825	31 612 533,68
État – Agence de participations de l'État, administrateur	10/08/2015	Cession d'actions	(1)	17,8567	16 263 865,61
État – Agence de participations de l'État, administrateur	11/08/2015	Cession d'actions	(1)	17,7732	9 749 382,22
État – Agence de participations de l'État, administrateur	12/08/2015	Cession d'actions	(1)	17,5216	130 097,66
État – Agence de participations de l'État, administrateur	13/08/2015	Cession d'actions	(1)	17,5423	3 627 502,05

(1) Non communiqué.

05

Informations sur le capital et l'actionnariat

5.1	Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital	154	5.2	Actionnariat	165
5.1.1	Capital social et droits de vote	154	5.2.1	Cotation boursière	165
5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	154	5.2.2	Répartition du capital	165
5.1.3	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	155	5.2.3	Franchissement de seuils légaux	166
5.1.4	Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices	158	5.2.4	Action spécifique	166
5.1.5	Rachat d'actions	159	5.2.5	Politique de distribution des dividendes	167
5.1.6	Titres non représentatifs du capital	160			

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 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), DJSI (World, Europe).

Au 31 décembre 2015, 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

<i>En millions d'euros</i>	Valeur totale	2016	2017	2018	2019	2020	De 2021 à 2025	> 2025	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	3	0	0	-	-	-	0	3	7 013	0,0
Immobilisations corporelles	5 267	373	136	54	49	50	1 383	3 222	56 988	9,2
Titres de participation	4 040	74	140	6	6	5	524	3 285	9 993	40,4
Comptes bancaires	434	5	92	-	-	0	95	243	9 183	4,7
Autres actifs	308	1	166	1	1	1	98	40	33 407	0,9
TOTAL	10 052	453	534	60	55	57	2 101	6 792	116 584	8,6

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

Aux termes de l'article 11 des statuts 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.

Le Conseil d'Administration a présenté à l'Assemblée Générale du 28 avril 2015 une résolution visant à maintenir le principe «une action – une voix», comme le permet la loi Florange du 29 mars 2014 qui instaure des droits de vote double en faveur des actionnaires inscrits au nominatif depuis plus de deux ans, sauf disposition contraire des statuts. Cette résolution a été rejetée par l'Assemblée.

Par conséquent, à compter du 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, bénéficieront d'un droit de vote double.

Au 31 décembre 2015, la Société comptait, après déduction des actions en autodétention, 2 395 877 470 actions ayant autant de droits de vote exerçables.

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 concernant l'action spécifique de l'État, se référer à la Section 5.2.4 «Action spécifique»).

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital

Au 31 décembre 2015, 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 28 AVRIL 2014

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	Autorisation non utilisée
5 ^e	Autorisation d'opérer en bourse sur les propres actions de la Société	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2015)	Prix maximum d'achat : 40 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 9,6 milliards d'euros	ENGIE détenait 1,81% de son capital au 28 avril 2015	Autorisation caduque (privée d'effet par la 5e résolution de l'AGM du 28 avril 2015)
10 ^e	Émission, avec maintien du droit préférentiel de souscription, d'actions 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	26 mois (jusqu'au 27 juin 2016)	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
11 ^e	Émission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions 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	26 mois (jusqu'au 27 juin 2016)	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
12 ^e	Émission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions ou de valeurs mobilières 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	26 mois (jusqu'au 27 juin 2016)	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
13 ^e	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 10 ^e , 11 ^e et 12 ^e résolutions, dans la limite de 15% de l'émission initiale	26 mois (jusqu'au 27 juin 2016)	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
14 ^e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, dans la limite de 10% du capital social, en rémunération des apports en nature consentis à la Société et constitués de titres de capital	26 mois (jusqu'au 27 juin 2016)	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	Autorisation non utilisée
15 ^e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 27 juin 2016)	30 millions d'euros ⁽²⁾	Augmentation de capital en date du 11 décembre 2014 (20 636 262 actions émises, dont 20 307 623 actions souscrites par les salariés et 328 639 actions gratuites nouvellement émises)	Autorisation caduque (privée d'effet par la 19 ^e résolution de l'AGM du 28 avril 2015)
16 ^e	Augmentation de capital réservée à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionariat salarié international du Groupe	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2015)	10 millions d'euros ⁽²⁾	Augmentation de capital en date du 11 décembre 2014 (1 824 660 actions émises)	Autorisation caduque (privée d'effet par la 20 ^e résolution de l'AGM du 28 avril 2015)
18 ^e	Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	26 mois (jusqu'au 27 juin 2016)	Montant global des sommes pouvant être incorporées	Néant	Intégralité de l'autorisation
19 ^e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions autodétenues	26 mois (jusqu'au 27 juin 2016)	10% du capital par période de 24 mois	Néant	Intégralité de l'autorisation
20 ^e	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'actionariat salarié international du Groupe	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2015)	Détention maximum : 0,5% du capital ⁽³⁾	Attribution le 11 décembre 2014 de 0,1 million d'actions, soit 0,01% du capital au 27 février 2015	Autorisation caduque (privée d'effet par la 21 ^e résolution de l'AGM du 28 avril 2015)
21 ^e	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)	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2015)	Détention maximum : 0,5% du capital ⁽³⁾	Attribution le 10 décembre 2014 de 3,4 millions d'Actions de Performance, le 25 février 2015 de 0,1 million d'Actions de Performance et le 27 février 2015 de 0,1 million d'actions dans le cadre de l'offre réservée aux salariés, soit 0,15% du capital au 27 février 2015	Autorisation caduque (privée d'effet par la 22 ^e résolution de l'AGM du 28 avril 2015)

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'AGM du 28 avril 2014, pour les émissions décidées au titre des 10^e, 11^e, 12^e, 13^e et 14^e résolutions.

(2) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 10^e, 11^e, 12^e, 13^e et 14^e résolutions de l'AGM du 28 avril 2014 et des 19^e et 20^e résolutions de l'AGM du 28 avril 2015 est fixé à 265 millions d'euros par la 17^e résolution de l'AGM du 28 avril 2014.

(3) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'AGM du 28 avril 2014, pour les attributions décidées au titre des 20^e et 21^e résolutions.

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 28 AVRIL 2015

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	Autorisation non utilisée
5 ^e	Autorisation d'opérer en bourse sur les propres actions de la Société	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2016)	Prix maximum d'achat : 40 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 9,7 milliards d'euros	ENGIE détenait 1,62% de son capital au 31 décembre 2015	8,38% du capital
19 ^e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 27 juin 2017)	1% du capital ^{(1) (2)}	Néant	Intégralité de l'autorisation
20 ^e	Augmentation de capital réservée à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionariat salarié international du Groupe	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2016)	0,5% du capital ^{(1) (2)}	Néant	Intégralité de l'autorisation
21 ^e	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'actionariat salarié international du Groupe	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2016)	Détention maximum : 0,5% du capital ⁽³⁾	Néant	0,36% du capital ⁽³⁾
22 ^e	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)	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2016)	Détention maximum : 0,5% du capital ⁽³⁾	Attribution le 16 décembre 2015 de 3,3 millions d'Actions de Performance et le 24 février 2016 de 0,1 million d'Actions de Performance, soit 0,14 % du capital au 24 février 2016	0,36% du capital ⁽³⁾

(1) Le montant nominal des émissions décidées au titre de la 20^e résolution s'impute sur le plafond de 1% du capital de la 19^e résolution.

(2) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 10^e, 11^e, 12^e, 13^e et 14^e résolutions de l'AGM du 28 avril 2014 et des 19^e et 20^e résolutions de l'AGM du 28 avril 2015 est fixé à 265 millions d'euros par la 17^e résolution de l'AGM du 28 avril 2014.

(3) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 28 avril 2015, pour les attributions décidées au titre des 21^e et 22^e 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)
13/01/2011	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 1 119 804 options de souscription d'actions	1 119 804 ⁽¹⁾	17 772 036,01	2 250 295 757	2 250 295 757	1,00
09/08/2011	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 871 535 options de souscription d'actions	871 535	14 816 093,98	2 251 167 292	2 251 167 292	1,00
11/01/2012	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 1 468 916 options de souscription d'actions	1 468 916 ⁽²⁾	17 838 829,31	2 252 636 208	2 252 636 208	1,00
21/05/2012	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 69 002 807 actions dans le cadre de l'option du paiement d'une partie du dividende 2011 en actions	69 002 807	1 057 241 969,05	2 321 639 015	2 321 639 015	1,00
01/08/2012	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 134 434 options de souscription d'actions	134 434	2 070 175,10	2 321 773 449	2 321 773 449	1,00
22/10/2012	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 86 580 374 actions dans le cadre de l'option du paiement de l'acompte sur dividende 2012 en actions	86 580 374	1 362 479 204,55	2 408 353 823	2 408 353 823	1,00
22/01/2013	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 4 470 266 options de souscription d'actions	4 470 266 ⁽³⁾	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'actionariat 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 2010.

(2) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes d'ENGIE au 31 décembre 2011.

(3) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes d'ENGIE au 31 décembre 2012.

5.1.5 Rachat d'actions

5.1.5.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 28 avril 2015, dans sa 5^e 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 : 40 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 : 9,7 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 2015.

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2015, la Société a acquis 22 093 983 actions pour une valeur globale de 393,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 17,83 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 22 543 983 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 403,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 17,91 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2015, 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.

Entre le 1^{er} janvier et le 23 février 2016, ENGIE a acquis 5 697 535 actions pour une valeur globale de 82,4 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 14,47 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 5 697 535 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 82,7 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 14,52 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 23 février 2016, 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 23 février 2016, la Société détenait 1,62% de son capital, soit 39 399 837 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 3 mai 2016

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-6 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 3 mai 2016.

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 : 40 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 pour, dans ce dernier cas, un montant nominal maximum de 1% du capital social ;
- de les attribuer ou de les céder à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international pour un montant nominal maximum de 0,5% du capital social, étant précisé que ces attributions s'imputeront sur le plafond de 1% mentionné ci-dessus ;
- 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 9,7 milliards d'euros. ENGIE se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

ENGIE détenait directement au 23 février 2016 : 39 399 837 actions, soit 1,62% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 204 millions d'actions, représentant 8,38% du capital, soit un montant maximum de 8,1 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 2 novembre 2017.

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 2015 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 A3 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 Notes (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'*Euro Medium Term Notes* (EMTN) de 25 milliards d'euros. Ce programme a été actualisé le 8 octobre 2015 et a reçu le visa n° 15-518 de l'AMF.

5.1.6.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2015 émises par la Société sont détaillées en Section 6.4 «Comptes sociaux» Note 14B.

5.1.6.4 Obligation verte

5.1.6.4.1 Description de l'obligation

Afin de contribuer à l'objectif de réduction des gaz à effet de serre, ENGIE développe un portefeuille d'installations diversifié qui inclut la production d'énergie à partir de sources renouvelables et des solutions d'efficacité énergétique ayant pour objectif de réduire la consommation énergétique de ses installations et de ses clients. Cet objectif s'inscrit dans la stratégie d'investissement du Groupe visant à devenir leader de la transition énergétique.

Afin de financer ces développements, ENGIE a procédé, le 19 mai 2014, à l'émission d'une obligation verte (Green Bond) en deux tranches pour un montant total de 2,5 milliards d'euros, soit 1,2 milliard d'euros à 6 ans et 1,3 milliard d'euros à 12 ans. Les fonds levés par cet emprunt ont pour vocation de soutenir les investissements du Groupe dans des projets satisfaisants des critères environnementaux, sociaux et sociétaux, et plus spécifiquement dans 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, 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. Les Projets Éligibles comprennent les nouveaux projets répondant aux critères d'éligibilité et/ou des investissements engagés depuis le 1^{er} janvier 2013 sur des projets existants 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 considérée, le Groupe dispose en trésorerie (ou équivalent de trésorerie) d'un montant au moins égal aux fonds levés par le Green Bond, déduction faite des montants alloués à des financements de Projets Éligibles à cette date.

attestation portant sur le respect des critères d'éligibilité des projets retenus, sur l'affectation des montants auxdits projets et sur le montant détenu par le Groupe en Trésorerie et équivalent de Trésorerie et couvrant le solde non alloué de l'émission *Green Bond*.

Conformément à ses engagements, ENGIE a demandé à l'un de ses Commissaires aux comptes, Deloitte & Associés, de produire une

5.1.6.4.2 Critères d'éligibilité

Les critères d'éligibilité sont décrits ci-après et sont également disponibles dans l'espace dédié du site internet d'ENGIE (<http://www.engie.com/investisseurs/credit/lutte-changement-climatique-obligation-verte-green-bond/>).

Ces critères d'éligibilité ont été établis en collaboration avec Vigeo et les projets financés sur la période du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2015 ont été sélectionnés à l'aune de ces critères.

Catégorie de projets	Indicateurs
Énergie Renouvelable	Puissance installée en MW
Efficacité Énergétique	Pourcentage de réduction de la consommation énergétique
Critères	Principes d'action
Lutte contre le changement climatique	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) de la branche
Management environnemental	Les spécifications du projet incluent des critères environnementaux Évaluation de l'impact environnemental (analyse de l'impact environnemental – AIE – ou équivalent) et mise en place de mesures appropriées pour limiter, atténuer ou compenser les impacts négatifs Mise en place d'un <i>reporting</i> environnemental du projet
Protection de la biodiversité et des ressources naturelles	Analyse d'impact sur la biodiversité et les ressources naturelles (inclus dans l'AIE ou équivalent) et mise en place de mesures appropriées si le site est classé comme prioritaire
Contribution au développement économique et social local	Actions prises pour favoriser le développement économique à travers les achats locaux et/ou les opportunités d'emploi local induites (par exemple création d'emplois directs et indirects)
Consultation locale et bien-être des communautés	Évaluation des impacts du projet sur les populations locales, sur les problèmes de santé et/ou sur l'héritage culturel (évaluation de l'impact social ou équivalent) et mise en place de mesures appropriées pour limiter, atténuer ou compenser les impacts négatifs (quand cela est approprié) Mise en œuvre d'actions de consultation et conduite d'enquêtes de satisfaction auprès des parties prenantes locales
Promotion de l'éthique des affaires	Promotion des pratiques éthiques avec les fournisseurs et sous-traitants par le biais de clauses contractuelles «éthique et responsabilité environnementale et sociétale» Formation des acheteurs sur l'éthique des affaires (responsabilités, règles de la concurrence et mesures anti-corruption) Analyse et sélection des sous-traitants en fonction de leurs références sur des projets similaires et après prise en compte du risque de réputation
Achats responsables	Traçabilité des processus d'achats dans le cadre du projet, sur la base des procédures d'appel d'offres (si un appel d'offres est requis) Intégration des enjeux de la RSE et de la conformité dans l'évaluation des fournisseurs du projet E-learning sur les achats responsables pour les acheteurs
Préservation des conditions de santé et sécurité	Approbation santé et sécurité du projet, couvrant l'analyse des risques et du plan de prévention (ou équivalent) dans la phase de construction du projet Promotion des mesures de santé et sécurité pour les fournisseurs via les clauses contractuelles Nomination d'un coordinateur santé sécurité (ou équivalent) pour la durée du projet
Qualité des conditions d'emploi	Analyse des conditions de salaires pour s'assurer que la rémunération de tous les salariés impliqués dans le projet est supérieure à la rémunération minimum légale du pays d'implantation du projet ⁽¹⁾
Évaluation ESG	Recommandation positive de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale basée sur l'évaluation ESG des projets via les critères d'investissement RSE internes du Groupe

(1) Le principe d'action ne s'applique qu'aux salariés du groupe ENGIE.

Note : depuis 2014, les dispositifs en place au sein du Groupe ont été renforcés afin d'améliorer la prise en compte des critères «Promotion de l'éthique des affaires» et «Achats responsables» dans les contrats.

5.1.6.4.3 Projets Éligibles

Au cours de l'année 2015, les Projets Éligibles qui ont été financés par le produit de l'émission Green Bond et qui répondent aux conditions susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit :

Catégorie de Projet	Dénomination du Projet	Région/Pays	Indicateurs ⁽¹⁾	Mise en service ⁽²⁾
Biomasse	Ferrari	Amérique Latine/Brésil	15 MW	2015
Biomasse	Réseaux de chaleur avec production à partir de biomasse ⁽³⁾	Europe/France et Italie	307 MW(th)	2015-2017
Biomasse	Réseaux de chaleur et réseaux de froid avec production à partir de biomasse ou de géothermie	Europe/France	235 MW(th)	2015-2019
Compteurs gaz communicants	Gazpar	Europe/France	NA	2017-2022
Éolien terrestre	West Coast One	Afrique/Afrique du Sud	94 MW	2015
Éolien terrestre	Quadran	Europe/France (TOM)	25 MW	NA
Éolien terrestre	Campo Largo	Amérique Latine/Brésil	330 MW	2019
Éolien terrestre	Santa Monica	Amérique Latine/Brésil	97 MW	2016
Éolien terrestre	Dabrowice	Europe/Pologne	36 MW	2015
Éolien offshore	Tréport-Noirmoutier ⁽⁴⁾	Europe/France	1 000 MW	2021
Éolien terrestre, Hydro-électricité et Solaire	Divers	Europe/Belgique, France	470 MW	2015-2017
Hydro-électricité	Jirau ⁽³⁾	Amérique Latine/Brésil	3 750 MW	2016
Hydro-électricité	Salto Santiago modernization	Amérique Latine/Brésil	20 MW	2017
Hydro-électricité	Laja ⁽³⁾	Amérique Latine/Chili	34 MW	2014
Hydro-électricité	Quitaracsa ⁽³⁾	Amérique Latine/Pérou	112 MW	2015
Solaire	Solairedirect ⁽⁵⁾	International	513 MW	NA

(1) Capacité totale installée, exprimée, sauf mention contraire, en mégawatts électriques (MW) disponibles à la date de mise en service complète des installations visées. Pour les acquisitions (Quadran et Solairedirect), il s'agit de la capacité totale installée en service au 31 décembre 2015.

(2) Année prévue pour la mise en service totale. Lorsqu'il s'agit de plusieurs sous-projets ou de mises en service par phases, seules les années de la première et de la dernière mise en service sont indiquées.

(3) Projet Éligible ayant fait l'objet d'une allocation au Green Bond en 2014 et pour lequel des investissements supplémentaires ont été consentis en 2015.

(4) Une partie importante sera en service en 2021, le solde de la capacité visée sera disponible ultérieurement selon un calendrier non fixé à ce jour.

(5) Le 30 juin 2015, ENGIE a annoncé la prise de participation de 95 % dans la société Solairedirect, acteur de référence dans la production d'énergie solaire compétitive. Concernant cette acquisition finalisée en septembre 2015, porteuse de Projets Éligibles, l'alignement des dispositifs et procédures appliqués par la société avec les règles du Groupe est en cours de finalisation.

Le total des fonds alloués aux Projets Éligibles durant l'année 2015 s'élève à 847,0 millions d'euros, ce qui, compte tenu des allocations rapportées en 2014 (866,7 millions d'euros), porte le montant total alloué aux Projets Éligibles à 1 713,7 millions d'euros. Ce montant inclut les investissements réalisés entre le 1^{er} janvier 2013 et le 31 décembre 2015 au titre des Projets Éligibles. Pour rappel, les détails des Projets Éligibles et allocations au titre des années 2014 et 2013 sont repris aux pages 167 à 171 du Document de Référence 2014.

Le Green Bond contribue au financement ou à l'acquisition de Projets Éligibles dans les domaines (1) des énergies renouvelables (énergie éolienne, solaire, hydraulique et/ou d'origine biomasse) et (2) de l'efficacité énergétique.

1) Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables forment une large part du portefeuille de production d'ENGIE. Cette part est amenée à croître. Le Groupe a clairement affiché ses ambitions en décidant de ne plus développer de nouvelles centrales à charbon (sauf projets engagés) et en se positionnant comme leader de la transition énergétique. Avec une capacité de production installée de 21,5 GW au 31 décembre 2015, ENGIE est l'un des leaders dans ce secteur qui inclut l'hydroélectricité, la biomasse, le biogaz et les énergies éolienne et solaire. En 2015, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables, notamment au travers du développement de nombreux

projets éoliens en Europe, en Afrique du Sud et au Brésil mais aussi via l'acquisition de 95% du capital de la société Solairedirect, acteur de référence dans la production d'énergie solaire compétitive. Cette opération a permis à ENGIE de renforcer sa position dans le solaire (i) en France, en devenant le numéro un du secteur avec une puissance déjà développée, construite et exploitée de 570 MW à fin 2015, et, (ii) dans le monde, la société Solairedirect comptant un portefeuille de projets en développement ou en phase de pré-construction de plus de 4,5 GW - dont 434 MW devant être construits dans les 12 mois à venir - notamment en Afrique du Sud, en Inde, au Chili, aux Etats-Unis, au Mexique et en Thaïlande.

Ces ressources à faibles émissions de carbone jouent un rôle essentiel dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.

Au 31 décembre 2015, un montant total de 1 608,5 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine des énergies renouvelables.

En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à la réduction des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 7 millions de tonnes de CO₂ eq/an. Les contributions des deux projets enregistrés comme projets répondant aux critères du "Clean Development Mechanism" sous le Protocole de Kyoto (UNFCCC) sont les suivantes :

- Jirau (hydroélectrique) : 6 180 620 tonnes de CO₂eq/an (en phase d'exploitation complète – données disponibles sur : <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/LRQA%20Ltd1356533361.56/view>) ;
- Quitaracs (hydroélectrique) : 249 463 tonnes de CO₂eq/an (en phase d'exploitation complète – données disponibles sur : <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1169475557.62/view>).

Fin 2015, le projet Santa Monica a été soumis à l'approbation de l'UNFCCC en vue d'être également enregistré comme projet répondant aux critères du "Clean Development Mechanism". Sa contribution à la réduction des gaz à effet de serre est estimée à 211 875 tonnes de CO₂eq/an (en phase d'exploitation complète). Des informations supplémentaires sont disponibles sur : <http://cdm.unfccc.int/ProgrammeOfActivities/Validation/DB/N285VUBOBO8I1VUDV813EBUWI1SQHI/view.html>.

2) L'efficacité énergétique

Les activités éligibles menées par Ecova ont contribué en 2014 à une réduction totale de 8,1 millions de tonnes d'émissions de CO₂, soit l'équivalent de 922 034 tonnes d'émissions de CO₂ par an sur une durée moyenne définie conformément aux méthodes en vigueur sur le marché américain⁽¹⁾.

En 2015, GRDF, filiale d'ENGIE, a entamé le déploiement de compteurs gaz communicants (appelés Gazpar) sur l'ensemble de son réseau de distribution de gaz en France. Ce projet a pour ambition de contribuer à une meilleure efficacité énergétique grâce notamment à une meilleure Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE) et à la mise à disposition plus fréquente de données de consommation permettant une analyse, un conseil approprié et des actions concrètes. Dans sa délibération mi-2013, la Commission de Régulation de l'Énergie a affirmé l'intérêt économique du projet pour la collectivité nationale et les clients.

Au 31 décembre 2015, un montant total de 105,2 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Au 31 décembre 2015, le montant figurant au poste Trésorerie et équivalents de trésorerie du bilan consolidé est supérieur au montant des fonds levés lors de l'émission et non alloués aux Projets Éligibles, soit 786,3 millions d'euros.

(1) Aux Etats-Unis, les opérateurs électriques traitent les gains d'efficacité énergétique comme ressources alternatives à la construction de nouvelles unités de production. Pour évaluer ces gains d'efficacité, les opérateurs, en accord avec les régulateurs, fixent les composantes du portefeuille de référence (mix énergétique), sa durée de vie et son évolution à travers le temps. D'autres hypothèses sont bien sûr intégrées au modèle. Ce processus de valorisation fait l'objet d'un suivi précis de la part des opérateurs et des régulateurs. La réduction totale de CO₂ associée aux gains d'efficacité énergétique est estimée sur base du CO₂ qui aurait été produit en cas de mise en oeuvre et d'exploitation d'une unité de production, en tenant compte de la durée de vie moyenne de tous éléments constitutifs de cette unité.

5.1.6.4.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes d'ENGIE SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2015, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire Green Bond du 19 mai 2014

Au Président-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 2015, des fonds levés dans le cadre de l'émission d'une obligation verte (*Green Bond*) du 19 mai 2014 (l'« Émission »), en deux tranches d'un montant total de 2,5 milliards 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 15 mai 2014, 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 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2015, d'un montant de 1 713,7 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 2013, 2014 et 2015.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles 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 d'Émission (les « Critères d'éligibilité ») ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2015, dans le cadre de l'Émission aux Projets Éligibles, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la concordance avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre de l'Émission et restant à allouer au 31 décembre 2015.

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 les exercices clos les 31 décembre 2013, 2014 et 2015. Nos audits, effectués selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avaient 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 2015, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 4 mars 2016.

Notre intervention, qui ne constitue ni un audit ni un examen limité, a été effectuée selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nos 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 ;
- vérifier que le solde des comptes de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires apparaissant dans les comptes consolidés du Groupe de l'exercice clos le 31 décembre 2015 est supérieur aux montants levés dans le cadre de l'Émission et restant à allouer au 31 décembre 2015.

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 2015 dans le cadre de l'Émission aux Projets Éligibles ; et
- la concordance, avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre de l'Émission et restant à allouer au 31 décembre 2015.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention (i) sur la note incluse au paragraphe « 5.1.6.4.2 Critères d'éligibilité » qui précise que, en 2014, les dispositifs en place au sein du Groupe ont été renforcés afin d'améliorer la prise en compte des critères « Promotion de l'éthique des affaires » et « Achats responsables » dans les contrats et (ii) sur la note (4) incluse au paragraphe « 5.1.6.4.3 Projets Éligibles » qui précise que, concernant la société Solairedirect acquise en septembre 2015, l'alignement des dispositifs et procédures sur ceux du Groupe est en cours de finalisation.

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.

Fait à Neuilly-sur-Seine, le 4 mars 2016

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Véronique Laurent

5.1.6.5 Billets de trésorerie

La Société dispose de programmes de financement à court terme (billets de trésorerie et *US Commercial Papers*).

La Société a mis en place un programme de billets de trésorerie de 5 milliards d'euros le 13 août 2008. Ce programme a été actualisé le

20 novembre 2015 pour la mise en œuvre du changement de nom GDF SUEZ vers ENGIE et a reçu l'approbation de la Banque de France. Au 31 décembre 2015, l'encours s'établissait à 3 854 millions d'euros.

La Société a également un programme de *US Commercial Papers* de 4,5 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2015, l'encours s'établissait à 1 659 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⁾
2015			
Janvier	19,995	18,010	7 138 586
Février	19,875	18,590	6 038 448
Mars	19,440	18,230	6 616 740
Avril	19,510	18,205	5 837 929
Mai	18,875	17,775	6 563 019
Juin	18,240	16,640	7 249 311
Juillet	17,835	16,110	6 593 710
Août	17,940	15,060	6 144 166
Septembre	15,720	14,150	6 590 396
Octobre	16,240	13,950	6 457 335
Novembre	16,620	15,875	5 456 737
Décembre	16,550	15,510	5 450 037

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture.

(2) Moyenne journalière (source Bloomberg).

Suite au désenregistrement d'ENGIE auprès de la 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 2015, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 39 407 541 actions autodétenues.

Durant l'exercice 2015, le capital de la Société n'a pas évolué.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONARIAT D'ENGIE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	31 décembre 2015			31 décembre 2014		31 décembre 2013	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote ⁽¹⁾	% du capital	% des droits de vote	% du capital	% des droits de vote
État	797 804 418	32,76	33,30	33,29	33,92	36,71	37,53
Actionariat salarié	66 131 519	2,72	2,76	3,18	3,24	2,35	2,40
Groupe Bruxelles Lambert (GBL)	56 701 905	2,33	2,37	2,37	2,41	2,40	2,46
Groupe CDC	45 894 091	1,88	1,92	1,88	1,92	1,90	1,94
CNP Assurances	43 078 505	1,77	1,80	1,01	1,03	1,03	1,06
Sofina	8 958 904	0,37	0,37	0,38	0,38	0,53	0,54
Autodétention	39 407 541	1,62	-	1,84	-	2,18	-
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
Public		56,55	57,48	56,05	57,10	52,90	54,07
		100%	100%	100%	100%	100%	100%

(1) Calculé sur le nombre de droits de vote exerçables au 31 décembre 2015.

5.2.3 Franchissement de seuils légaux

Aucun franchissement de seuil légal à la hausse ou à la baisse n'a été notifié à la Société pour l'exercice 2015.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document de Référence, seul l'État détient 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 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.

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 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. 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 décret, s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Aux termes de l'article 2 du décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007 et de son annexe, 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 au décret n° 93-1296 du 13 décembre 1993 pris en application de l'article 10 de la loi n° 86-912 modifiée relative aux modalités des privatisations et concernant certains droits attachés à l'action spécifique, et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, 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 chargé de l'Économie. Le ministre chargé de l'Économie, avant l'expiration du délai d'un mois susvisé, peut renoncer au droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre chargé de l'Économie communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre chargé de l'Économie peut faire l'objet d'un recours.

Par application du décret n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec le décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007 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 s'appliquera pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016 et sera 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 6.1.1.7 «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 3 mai 2016 la distribution d'un dividende au titre de l'exercice 2015 d'un montant de 1,0 euro par action, dont 0,50 euro par action déjà versé à titre d'acompte le 15 octobre 2015.

Montant du dividende par action

DIVIDENDES ENGIE DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice <i>(actions entièrement libérées)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
2010	1,50
2011	1,50
2012	1,50
2013	1,50
2014	1,00

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.



06

Informations financières

6.1	Examen de la situation financière	170		
6.1.1	Rapport d'activité	170		
6.1.2	Trésorerie et capitaux	185		
6.2	Comptes consolidés	187		
6.2.1	États financiers consolidés	188		
6.2.2	Notes aux comptes consolidés	195		
6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	305		
6.4	Comptes sociaux	307		
6.4.1	États financiers sociaux	308		
6.4.2	Notes aux comptes sociaux	312		
6.4.3	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	352		
6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	353		
6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	354		
6.5.1	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	354		
6.5.2	Rapport complémentaire au rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	356		

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

Le **chiffre d'affaires** de 69,9 milliards d'euros est en décroissance brute de -6,4% par rapport au 31 décembre 2014 et en décroissance organique de -8,8%. Ce recul s'explique notamment par la baisse des prix des commodités, la contraction des activités GNL et par l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1 en Belgique, que compensent partiellement l'appréciation du dollar face à l'euro et un climat plus favorable en France en dépit de températures très douces à la fin de l'année 2015, l'année 2014 ayant été particulièrement chaude.

L'**EBITDA**⁽¹⁾ s'élève à 11,3 milliards d'euros, en recul de -7,2% en brut et de -9,1% en organique. Il est impacté par les mêmes éléments que ceux du chiffre d'affaires, et compensés également par des mises en service de nouveaux actifs et par la poursuite des actions de performance sur les coûts.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence**⁽¹⁾ est en décroissance brute de -11,6% et organique de -13,8% pour atteindre 6,3 milliards d'euros. L'évolution est en ligne avec celle de l'EBITDA.

Le **résultat net part du Groupe**⁽¹⁾ s'élève à -4,6 milliard d'euros, pénalisé par des pertes de valeur pour un montant de -8,7 milliards d'euros et en diminution de -7,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2014. En 2014 le résultat bénéficiait des gains de réévaluation liés à la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT) et la perte d'influence notable dans les intercommunales wallonnes.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**⁽²⁾, à 2,6 milliards d'euros, est en diminution de -0,1 milliard d'euros par rapport au 31 décembre

2014. La baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est partiellement compensée par une charge d'impôt et des charges financières récurrentes moins élevées.

Le **cash flow des opérations** (*Cash Flow From Operations*) s'élève à 9,8 milliards d'euros, en hausse de 1,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2014. Cette amélioration s'explique notamment par la variation favorable du BFR pénalisé en 2014 par l'impact temporaire de l'évolution du prix des commodités sur les appels de marge, et par de moindres décaissements d'intérêts en lien avec la baisse du coût moyen de la dette, que compense partiellement le recul de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

La **dette nette** s'établit à 27,7 milliards d'euros à fin décembre 2015 et augmente de 0,2 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2014 sous l'effet (i) des investissements nets (y compris effets de périmètre) réalisés par le Groupe (5,7 milliards d'euros), du versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (2,4 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,5 milliard d'euros), de l'effet de change lié à la dépréciation de l'euro face aux principales devises (0,5 milliard d'euros), ainsi que des décaissements liés aux impôts (1,7 milliard d'euros) et aux intérêts sur dette nette décaissés (0,8 milliard d'euros) (ii) compensé par la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (10,9 milliards d'euros) et la variation favorable du BFR (1,2 milliard d'euros).

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 consolidées ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.1.1 des notes aux comptes consolidés).

(2) Une convention entre l'État belge, ENGIE et Electrabel ayant été conclue le 30 novembre 2015, la charge relative à la contribution nucléaire a été reclassée au résultat récurrent (cf. Note 10 des notes aux comptes consolidés).

6.1.1.1 Évolution de l'activité et du résultat des opérations

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	69 883	74 686	-6,4%	-8,8%
EBITDA	11 262	12 133	-7,2%	-9,1%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 935)	(4 977)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 326	7 156	-11,6%	-13,8%

Le chiffre d'affaires du Groupe ENGIE au 31 décembre 2015 s'établit à 69,9 milliards d'euros, en baisse de -6,4% par rapport au 31 décembre 2014. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en décroissance organique de -8,8%.

Les effets de périmètre ont un impact net négatif de -48 millions d'euros, provenant essentiellement des cessions et déconsolidations d'activités réalisées dans la branche Énergie Europe en 2014 et en 2015 (-82 millions d'euros), en Amérique Centrale au second semestre 2014 dans la branche Energy International (-214 millions d'euros), ainsi que dans la branche Énergie Services en 2015 (-97 millions d'euros), notamment la cession de l'activité de négoce *oil* en Italie. Ces effets sont partiellement compensés par l'acquisition de Solairedirect au second semestre 2015 (+33 millions d'euros), par les acquisitions réalisées dans la branche Énergie Services (+286 millions d'euros), notamment l'acquisition d'Ecova aux États-Unis, de Lend Lease FM au Royaume-Uni, de Keppel FMO à Singapour et de Lahmeyer en

Allemagne, ainsi que de la consolidation en intégration globale de GTT au sein de la branche Global Gaz & GNL fin février 2014 (+35 millions d'euros).

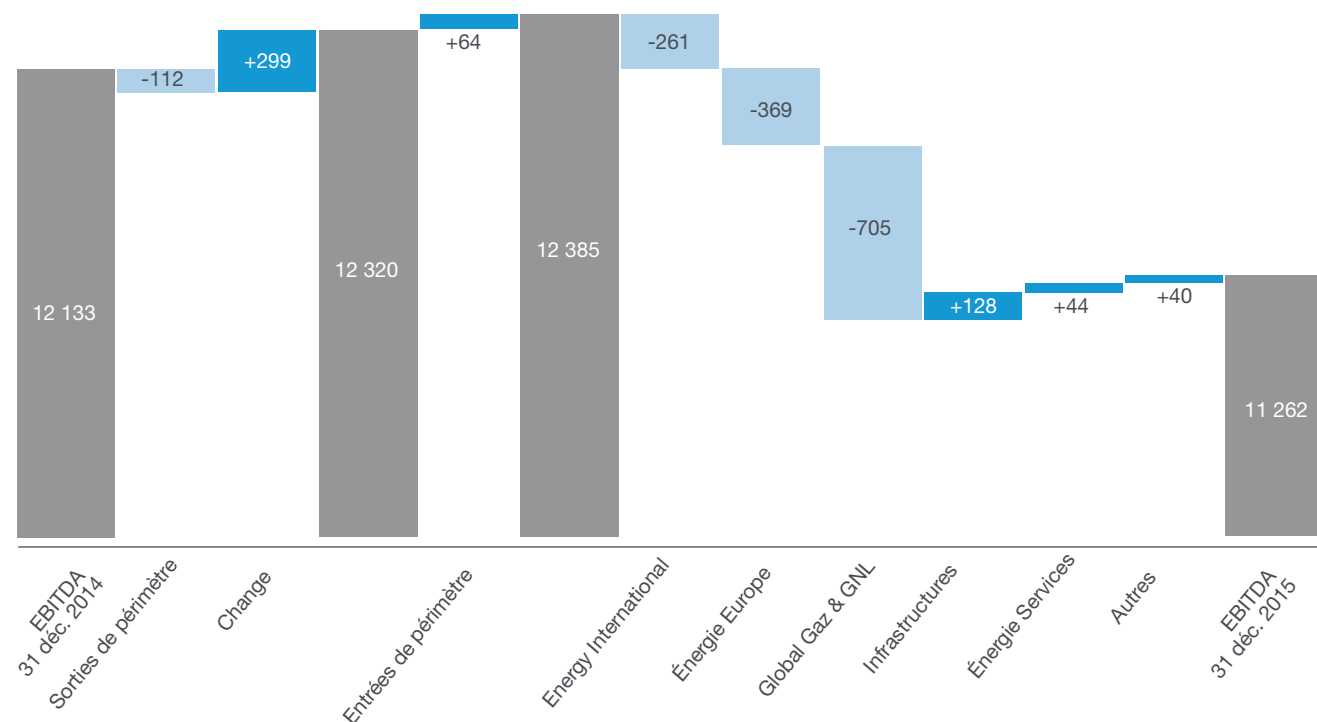
Les effets de change impactent positivement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de +1 969 millions d'euros et reflètent principalement la dépréciation de l'euro vis-à-vis du dollar américain, de la livre sterling et du baht thaïlandais, en partie compensée par la dépréciation du réal brésilien et de la couronne norvégienne face à l'euro.

L'évolution organique du chiffre d'affaires contributif des branches du Groupe est contrastée : en croissance dans la branche Infrastructures, en léger recul dans les branches Energy International et Énergie Services, et en recul significatif dans les branches Énergie Europe et Global Gaz & GNL.

L'EBITDA diminue de -7,2% pour s'établir à 11,3 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en recul de -9,1%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les sorties de périmètre ont un impact négatif de -112 millions d'euros, et proviennent principalement des cessions et déconsolidations d'activités de production d'électricité en France, en Italie et en Amérique Centrale, ainsi que de cessions d'actifs dans les activités d'exploration-production. A contrario, les entrées de périmètre s'élèvent à +64 millions d'euros et proviennent essentiellement des acquisitions dans la branche Énergie Services.

Les impacts de change s'élèvent à +299 millions d'euros, essentiellement du fait de la dépréciation de l'euro vis-à-vis du dollar américain, de la livre sterling et du baht thaïlandais, en partie compensés par la dépréciation du réal brésilien et de la couronne norvégienne.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à -1 123 millions d'euros (-9,1%) et affiche une décroissance de -1 373 millions d'euros (-10,8%) une fois retraitée des effets de la température en France. Au-delà des effets positifs de Perform 2015 et du plan de réaction rapide dans chacune des branches, cette évolution s'explique comme suit :

- l'EBITDA de la branche Energy International s'établit à 3 589 millions d'euros et affiche une décroissance organique de -6,8%. Cette évolution reflète principalement (i) une performance en recul des activités de production électrique sur les marchés matures (États-Unis, Australie et Royaume-Uni) et des activités GNL, et (ii) des maintenances programmées en Thaïlande. Cette évolution négative a toutefois été partiellement compensée par l'amélioration de la performance, principalement au Brésil malgré des conditions hydrologiques plus défavorables, au Pérou, et dans l'activité de commercialisation en Australie ;
- pour la branche Énergie Europe, l'EBITDA s'établit à 1 612 millions d'euros, en décroissance organique de -18,6%, du fait principalement de l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et de l'arrêt de Doel 1, de la baisse des prix moyens de vente sur les marchés de l'électricité et de l'impact défavorable des conditions de marché sur les ventes de GNL et ce, malgré les effets favorables de renégociation de contrats d'approvisionnement, de conditions de température moins défavorables sur les ventes de gaz en France et de dommages et intérêts de retard reçus dans le cadre de deux projets de centrale à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas ;
- la branche Global Gaz & GNL atteint un EBITDA de 1 625 millions d'euros, en décroissance organique de -30,5%, reflétant l'impact de la chute des prix du pétrole, du gaz sur les marchés d'Europe et d'Asie et une moindre activité GNL du fait notamment de l'interruption des approvisionnements à partir du Yémen depuis le mois d'avril 2015. Ces effets sont partiellement compensés par une hausse de la production des activités d'exploration-production du fait des mises en service réalisées au cours de l'année 2014 ;
- l'EBITDA de la branche Infrastructures, à 3 402 millions d'euros, est en croissance organique de +3,9% par rapport au 31 décembre 2014, en raison de températures plus favorables en 2015 et des hausses tarifaires, compensées partiellement par la baisse des volumes et des revenus annexes issus des services de JTS (*Joint Transport Storage*) et des achats/ventes de gaz pour maintenir les performances techniques des stockages ;
- la branche Énergie Services enregistre un EBITDA de 1 227 millions d'euros en croissance organique de +3,9%.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 6,3 milliards d'euros, en décroissance organique de -13,8% par rapport à l'année dernière. Cet agrégat connaît des évolutions par branche comparables à celles de l'EBITDA.

6.1.1.2 Évolution des activités du Groupe

6.1.1.2.1 Branche Energy International

31 déc. 2015

En millions d'euros	Total ⁽¹⁾	Amérique Latine	Asie Pacifique	Amérique du Nord	Royaume-Uni - Turquie	Asie du Sud, Moyen-Orient, Afrique
Chiffre d'affaires	14 534	3 683	2 684	4 450	2 872	846
EBITDA	3 589	1 439	803	751	341	371
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(993)	(355)	(219)	(314)	(83)	(16)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2 596	1 084	585	437	259	355

(1) La branche Energy International comprend aussi une fonction «Siège», dont les coûts ne sont pas détaillés dans le tableau ci-dessus.

31 déc. 2014

En millions d'euros	Total ⁽¹⁾	Amérique Latine	Asie Pacifique	Amérique du Nord	Royaume-Uni - Turquie	Asie du Sud, Moyen-Orient, Afrique	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	13 977	3 818	2 740	3 782	2 957	679	+4,0%	-3,8%
EBITDA	3 716	1 343	857	956	380	298	-3,4%	-6,8%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(971)	(361)	(218)	(268)	(109)	(11)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2 745	982	638	688	271	286	-5,4%	-7,9%

(1) La branche Energy International comprend aussi une fonction «Siège», dont les coûts ne sont pas détaillés dans le tableau ci-dessus.

Le chiffre d'affaires de la branche Energy International atteint 14 534 millions d'euros, en hausse brute de +4,0% et en baisse organique de -3,8%. Ces mouvements reflètent d'une part l'impact des effets de périmètre (-216 millions d'euros) et l'évolution des taux de change (+1 354 millions d'euros, essentiellement imputables à l'appréciation du dollar américain, mais également à la livre sterling et au baht thaïlandais), et d'autre part une baisse organique. Celle-ci résulte principalement de la baisse des prix et des volumes des activités de génération sur les marchés matures et en Turquie, compensée partiellement par une progression de l'activité de commercialisation aux États-Unis et en Australie et la mise en service d'actifs en Amérique latine et dans la région Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique (SAMEA).

L'EBITDA s'élève à 3 589 millions d'euros et enregistre une baisse brute de -3,4% (variation organique de -6,8%), après prise en compte de l'impact des effets de périmètre (-160 millions d'euros) et des fluctuations des taux de change (+294 millions d'euros). La variation organique reflète principalement (i) une performance en recul des activités de production électrique sur les marchés matures (États-Unis, Australie et Royaume-Uni) et des activités GNL, et (ii) des maintenances programmées en Thaïlande. Cette évolution négative a toutefois été partiellement compensée par l'amélioration de la performance, principalement au Brésil malgré des conditions hydrologiques plus défavorables, au Pérou, et dans l'activité de commercialisation en Australie.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 2 596 millions d'euros, en diminution brute de -5,4% et en baisse organique de -7,9%, reflétant l'évolution de l'EBITDA.

Amérique Latine

Le chiffre d'affaires de la région Amérique latine est en baisse brute de -3,5% à 3 683 millions d'euros, et en augmentation organique de +3,5%, reflétant un effet de change négatif (la forte dépréciation du real brésilien ayant été partiellement compensée par l'appréciation du dollar américain) associé à l'impact de la cession de l'ensemble des actifs en Amérique centrale en décembre 2014.

Au Brésil, la progression des ventes s'explique par l'augmentation du prix moyen des ventes, notamment due à l'indexation sur l'inflation, et par la mise en service progressive du complexe hydroélectrique de Jirau. Le Pérou connaît une évolution positive grâce aux nouveaux contrats de vente d'électricité principalement liés à la centrale hydroélectrique de Quitaraca (mise en service en octobre 2015). Au Chili en revanche, l'activité enregistre un léger recul, principalement sous l'effet de la baisse des tarifs liée à l'indexation sur les prix des combustibles. Les ventes d'électricité restent stables à 56,1 TWh tandis que les ventes de gaz sont en augmentation de +0,3 TWh et s'établissent à 9,8 TWh.

L'EBITDA atteint 1 439 millions d'euros, enregistrant une hausse organique de +12,3%. Cette évolution s'explique principalement par :

- une meilleure performance au Brésil, malgré les conditions hydrologiques plus défavorables qui ont affecté l'ensemble du système. Pour Tractebel Energia, cette meilleure performance tient à l'augmentation du prix moyen des contrats bilatéraux, liée essentiellement à l'inflation, associée à des résultats positifs sur le marché *spot*. En outre, l'EBITDA a bénéficié de la mise en service du complexe hydroélectrique de Jirau ;
- une évolution positive au Pérou, principalement due à une augmentation des ventes d'électricité grâce à de nouveaux contrats liés pour l'essentiel à la centrale hydroélectrique de Quitaracas ; et
- des résultats en hausse pour E-CL ; la baisse des tarifs liée à l'indexation sur les prix des combustibles a été plus que compensée par des coûts moins élevés en raison de la dépréciation de la monnaie locale.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 1 084 millions d'euros, en variation organique de +16,1% principalement grâce à la hausse de l'EBITDA.

Asie-Pacifique

Le chiffre d'affaires de la région Asie-Pacifique atteint 2 684 millions d'euros, en baisse brute de -2,0% et en repli organique de -10,6%. L'activité de Glow IPP en Thaïlande a enregistré une baisse liée à de la maintenance programmée et à une demande plus faible. Les centrales charbon en Australie ont été affectées par un recul des prix du marché, notamment au premier semestre de l'année, en raison du retrait de la taxe carbone le 1^{er} juillet 2014. Cette évolution a toutefois été partiellement compensée par la croissance du chiffre d'affaires de l'activité de commercialisation en Australie, qui reflète une augmentation du nombre de clients et une consommation plus forte en raison du froid hivernal.

Les ventes d'électricité accusent une baisse de -1,5 TWh et s'établissent à 41,3 TWh, l'augmentation des volumes en Australie (+1,0 TWh) ne compensant que partiellement la diminution de -2,5 TWh en Thaïlande. Les ventes de gaz naturel progressent de +0,6 TWh et s'élèvent à 4,3 TWh.

L'EBITDA atteint 803 millions d'euros, en baisse brute de -6,2% et en recul organique de -15,3%, principalement du fait d'une performance plus faible des centrales thermiques en Australie, qui ont été affectées par des conditions de marché difficiles, d'une disponibilité moins grande des centrales thaïlandaises Gheco One et Glow IPP en raison d'importants arrêts de production pour maintenance programmée, et de l'impact négatif des prix toujours bas du pétrole sur les marges de distribution du gaz. Cette évolution a été partiellement compensée par la bonne performance des centrales thermiques en Indonésie et par la croissance de l'activité de commercialisation en Australie.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence, à 585 millions d'euros, enregistre une variation organique de -18,1%, reflétant globalement l'évolution de l'EBITDA.

Amérique du Nord

Le chiffre d'affaires de la région Amérique du Nord atteint 4 450 millions d'euros, en hausse brute de +17,6% du fait de l'affaiblissement de l'euro face au dollar. En revanche, il reste inchangé sur une base organique. Cette stabilité organique s'explique par une hausse des volumes de ventes de GNL à des tiers, des prix plus élevés pour les volumes de ventes aux clients finaux aux États Unis et une augmentation des volumes de production, qui ont compensé la baisse des prix du gaz et de l'électricité.

Les ventes d'électricité atteignent 72,0 TWh, en hausse de +7,1 TWh du fait de l'augmentation des volumes produits et de l'activité de commercialisation aux États-Unis.

Les ventes de gaz naturel hors Groupe atteignent 39,7 TWh, en hausse de +8,0 TWh en raison de l'augmentation des ventes de GNL à des tiers et de la croissance de la commercialisation de gaz au Mexique.

L'EBITDA atteint 751 millions d'euros, en variation organique de -23,0%. Cette évolution est due à une baisse des marges sur les cargaisons GNL et à l'impact d'éléments ponctuels (négatif cette année et positif l'an dernier). Ces facteurs ont été compensés en partie par des revenus de capacités plus importants aux États-Unis, et les effets de mise en service au Mexique. La variation brute de l'EBITDA de -21,5% est impactée par le transfert de l'activité relative au contrat Yemen LNG vers la branche Global Gaz & GNL.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence atteint 437 millions d'euros, en variation organique de -33,5%, principalement sous l'effet des variations de l'EBITDA.

Royaume-Uni - Turquie

Le chiffre d'affaires de la région Royaume-Uni - Turquie atteint 2 872 millions d'euros, en recul brut de -2,9% et en baisse organique de -13,1%. La baisse des prix de l'électricité a entraîné une baisse des volumes de production pour l'ensemble des actifs au Royaume-Uni et en Turquie. Le chiffre d'affaires de l'activité de commercialisation au Royaume-Uni enregistre une baisse due à la diminution des prix du gaz et des volumes de ventes d'électricité. Ces effets négatifs ont été légèrement compensés par des volumes de ventes de gaz plus élevés en Turquie.

Les ventes d'électricité s'établissent à 26,1 TWh, en baisse de -4,0 TWh, principalement du fait d'une diminution des volumes produits par les actifs thermiques au Royaume-Uni due à une contraction des *spreads*. Les ventes de gaz sont en augmentation de +7,0 TWh, à 42,1 TWh, en raison de volumes de transport plus élevés en Turquie.

L'EBITDA atteint 341 millions d'euros, en variation organique de -17,5%. La détérioration de la performance des installations de production au Royaume-Uni résultant d'une contraction des *spreads* a été atténuée par les résultats positifs en Turquie et les initiatives de réduction des coûts. En outre 2015 a bénéficié d'éléments ponctuels positifs.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 259 millions d'euros, en décroissance organique de -12,9%, principalement en raison du recul de l'EBITDA, légèrement compensé par une baisse des amortissements due à la comptabilisation de pertes de valeur de certains actifs en décembre 2014.

Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique

Le chiffre d'affaires de la région Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique (SAMEA) s'établit à 846 millions d'euros, en croissance brute de +24,5% du fait de l'affaiblissement de l'euro face au dollar, et en variation organique de +5,6%. Cette croissance organique s'explique principalement par la mise en service d'Uch II au Pakistan en avril 2014 et par des volumes et des prix plus élevés pour Meenakshi Phase I en Inde.

Les ventes d'électricité s'établissent à 8,5 TWh, en recul de -0,2 TWh par rapport à l'année dernière, principalement en raison d'une

production plus faible de la centrale d'Al Kamil à Oman, dont l'effet est compensé par les productions d'Uch II et de Meenakshi Phase I.

L'EBITDA atteint 371 millions d'euros, en variation organique de +5,6%. Cette hausse provient principalement de la mise en service d'Uch II et de Tarfaya, de la meilleure performance de Meenakshi Phase I, ainsi que de l'augmentation des marges des activités d'exploitation et de maintenance au Moyen-Orient.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 355 millions d'euros, en variation organique de +4,9%. Cette hausse s'explique par les mêmes facteurs que celle de l'EBITDA.

6.1.1.2.2 Branche Énergie Europe

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014			Variation brute en %	Variation organique en %
	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe		
Chiffre d'affaires	32 011	26 859	5 143	35 158	29 285	5 873	-9,0%	-8,8%
EBITDA	1 612	1 536	293	2 015	1 602	585	-20,0%	-18,6%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 025)	(817)	(196)	(1 107)	(909)	(195)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	587	718	97	908	692	390	-35,3%	-33,2%

(1) Dont coûts des fonctions corporate de branche.

VOLUMES VENDUS PAR LA BRANCHE

En TWh	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %
Ventes de gaz	485,2	605,8	-19,9%
Ventes d'électricité	165,4	159,9	+3,5%

Le chiffre d'affaires de la branche Énergie Europe s'établit à 32 011 millions d'euros, en baisse de -9,0% en brut et de -8,8% en organique. Cette baisse résulte principalement de l'arrêt de trois centrales nucléaires en Belgique (Doel 3 du 26 mars 2014 au 21 décembre 2015, Tihange 2 du 26 mars 2014 au 14 décembre 2015 et de Doel 1 du 15 février 2015 au 30 décembre 2015), ainsi que de la baisse des volumes de ventes de gaz, notamment en France et en Italie, en partie compensées par les impacts positifs du climat en France (année 2015 moins chaude que l'année 2014). Les ventes de gaz atteignent 485,2 TWh dont 54,1 TWh aux grands comptes. Les ventes d'électricité s'élèvent à 165,4 TWh. À fin décembre 2015, la branche sert plus de 12,7 millions de clients en gaz et près de 6,1 millions en électricité.

L'EBITDA de la branche s'élève à 1 612 millions d'euros, en baisse de -20,0% en brut et de -18,6% en organique. L'année 2015 a été pénalisée par l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1, la baisse des prix moyens de vente sur les marchés de l'électricité et l'impact défavorable des conditions de marché sur les ventes de GNL. Ces effets sont en partie compensés par des conditions de température moins défavorables sur les ventes de gaz en France, l'impact positif de renégociation de contrats d'approvisionnement et de dommages et intérêts de retard reçus dans le cadre de deux projets de centrale à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est également en baisse, reflétant l'évolution défavorable de l'EBITDA malgré la baisse des dotations aux amortissements.

Central Western Europe (CWE)

Le chiffre d'affaires contributif de CWE s'établit à 26 859 millions d'euros, en baisse de -8,3% en brut et de -8,1% en organique. Cette baisse s'explique principalement par l'arrêt de trois centrales nucléaires en Belgique, et par la diminution des volumes de ventes de gaz en France.

L'EBITDA de CWE régresse de -4,1% en brut à 1 536 millions d'euros, principalement du fait des éléments explicatifs du chiffre d'affaires précédemment cités, partiellement compensés par l'amélioration des conditions d'approvisionnement en gaz du Groupe et par un effet température favorable en France.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est néanmoins en hausse (+3,8% en brut, à 718 millions d'euros), du fait de la baisse des dotations aux amortissements en Belgique, au Luxembourg et en France.

CWE FRANCE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	12 494	13 698	-8.8%	-7.2%
EBITDA	624	627	-0.6%	+27.4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(359)	(380)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	265	247	+7.4%	+61.6%

VOLUMES VENDUS PAR LE PAYS

<i>En TWh</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %
Ventes de gaz ⁽¹⁾	174,1	203,5	-14,4%
Ventes d'électricité	49,6	46,3	+7,3%

(1) Données contributives branche.

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

<i>En TWh</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(6,6)	(21,7)	15,1

À fin décembre 2015, le chiffre d'affaires contributif de la France s'établit à 12 494 millions d'euros, en baisse de -8,8% en brut et de -7,2% en organique, du fait d'un effet volume négatif sur les ventes de gaz principalement sur le segment des professionnels et d'un effet prix négatif commun aux segments des professionnels et des particuliers. Ces impacts négatifs sont en partie compensés par l'impact positif de la différence de climat entre 2014 et 2015 et le développement des ventes d'électricité aux clients finaux.

Les ventes de gaz naturel baissent de -29,4 TWh, malgré un climat moins chaud qu'en 2014 (+15,1 TWh), suite à la perte de clients liée à la pression concurrentielle sur le segment des grands comptes, ainsi qu'à la fin des tarifs réglementés sur le segment des professionnels. ENGIE maintient une part de marché d'environ 77% sur le marché des particuliers et d'environ 31% sur le marché d'affaires. Les ventes

d'électricité augmentent par rapport à 2014 et poursuivent leur développement aussi bien pour les ventes aux clients finaux que pour les ventes profilées sur les segments des professionnels et des grands comptes.

L'EBITDA s'établit à 624 millions d'euros, en croissance organique de +27,4% et en décroissance brute de -0,6%, soit un recul de -3 millions d'euros s'expliquant par la baisse des volumes vendus et par le transfert des droits de tirages nucléaires relatifs à Chooz B et Tricastin à CWE Benelux-Allemagne (-142 millions d'euros), compensés par l'impact positif du climat (+151 millions d'euros) et par des efforts de performance sur les coûts.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'améliore sous l'influence des dotations aux amortissements.

CWE BENELUX - ALLEMAGNE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	9 620	9 964	-3,5%	-5,3%
EBITDA	611	497	+22,9%	+7,0%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(428)	(470)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	182	27	NA	NA

Pour l'année 2015, le **chiffre d'affaires** de Benelux-Allemagne s'établit à 9 620 millions d'euros, en baisse de -3,5% en brut et de -5,3% en organique par rapport à l'année 2014. Les volumes de ventes d'électricité et de gaz sont en baisse sous l'effet de l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2, de l'arrêt de Doel 1, et de la baisse des volumes de ventes sur le segment des grands comptes compensés partiellement par le transfert des droits de tirages nucléaires de CWE France relatifs à Chooz B et Tricastin.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité sont en recul (-9,7 TWh), principalement en raison de la baisse des ventes sur les marchés de gros. La part de marché en Belgique sur le marché des particuliers restait stable, à 47% à fin décembre. Aux Pays-Bas et en Allemagne, les ventes d'électricité sont en hausse (+1,9 TWh et +1,2 TWh respectivement).

Les ventes de gaz naturel sont en baisse en Benelux-Allemagne (-11,1 TWh, -12%), du fait de moindres ventes sur les marchés et sur le segment des grands comptes. Sur le marché des particuliers en Belgique, la part de marché se stabilise autour de 44%.

L'**EBITDA** de Benelux-Allemagne s'établit à 611 millions d'euros, en hausse de +22,9% en brut et de +7,0% en organique du fait notamment de dommages et intérêts pour retard reçus dans le cadre de deux projets de centrale à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas, mais pénalisé par l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la hausse de l'EBITDA, soutenu également par de moindres dotations nettes aux amortissements.

SOUTHERN & EASTERN EUROPE

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	5 143	5 873	-12,4%	-12,2%
EBITDA	293	585	-50,0%	-49,6%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(196)	(195)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	97	390	NA	NA

Southern & Eastern Europe voit son **chiffre d'affaires** baisser de -12,4% en brut et de -12,2% en organique à 5 143 millions d'euros, principalement en Italie (baisse des volumes de gaz vendus) et, dans une moindre mesure, en Hongrie, partiellement compensée par une hausse en Pologne.

L'**EBITDA** de Southern & Eastern Europe diminue de -50,0% en brut et -49,6% en organique à 293 millions d'euros, pénalisé principalement par

la mauvaise performance de l'Italie, notamment du fait d'effets prix négatifs.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la baisse observée au niveau de l'EBITDA.

6.1.1.2.3 Branche Global Gaz & GNL

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 246	6 883	-38,3%	-42,0%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	5 993	9 551	-37,3%	
EBITDA	1 625	2 225	-27,0%	-30,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 090)	(1 162)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	535	1 064	-49,7%	-54,6%

Le **chiffre d'affaires** contributif au 31 décembre 2015 s'élève à 4 246 millions d'euros, globalement en baisse de -38,3% par rapport à fin décembre 2014 et en recul organique de -42,0%.

L'évolution du chiffre d'affaires contributif s'explique principalement par la chute des prix du pétrole et du gaz sur les marchés d'Europe et d'Asie réduisant fortement les opportunités d'arbitrage de l'activité GNL en 2015 et du fait également de l'interruption des approvisionnements à partir de l'Égypte dès le mois de janvier 2015 et du Yémen depuis avril 2015.

Pour l'exploration-production, l'effet prix défavorable est en partie compensé par la hausse de 3,6 Mbep de la production totale

d'hydrocarbures (59,1 Mbep à fin décembre 2015 versus 55,5 Mbep à fin décembre 2014) grâce au redémarrage de la production de l'actif norvégien Njord en juillet 2014 et aux contributions des mises en service courant 2014 des champs d'Amstel aux Pays-Bas (février) et de Gudrun en Norvège (avril).

Les ventes externes de GNL sont en baisse de -47,8 TWh, soit 71,4 TWh totalisant 86 cargaisons à fin décembre 2015 contre 119,2 TWh totalisant 142 cargaisons à fin décembre 2014, et subissent l'impact défavorable de la baisse des prix de vente du GNL en Europe et en Asie avec des prix de vente de GNL maintenant très proches des prix européens aux coûts de *shipping* près.

Au 31 décembre 2015, l'EBITDA de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 1 625 millions d'euros en baisse brute de -27,0% et organique de -30,5% par rapport à fin décembre 2014, pour les raisons évoquées ci-dessus.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 535 millions d'euros à fin décembre 2015, globalement en recul brut de -49,7% et en organique de -54,6%.

6.1.1.2.4 Branche Infrastructures

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 055	2 994	+2,0%	+2,0%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 608	6 812	-3,0%	
EBITDA	3 402	3 274	+3,9%	+3,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 330)	(1 280)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2 072	1 994	+3,9%	+4,0%

Le chiffre d'affaires total de la branche Infrastructures, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 6 608 millions d'euros, en baisse de -3,0% par rapport à 2014, du fait :

- de la baisse des opérations d'achats/ventes de gaz chez Storengy pour maintenir les performances techniques des stockages (faiblesse des *spreads* été/hiver) et de revenus annexes chez GRTgaz et Storengy, liée aux prestations de JTS (*Joint Transport Storage*) et de *market coupling* (du fait d'un *spread* PEG Nord/Sud très faible) ;
- et ce malgré les effets :
 - d'une hausse des quantités acheminées par GRDF en raison d'un climat plus froid en 2015 qu'en 2014 (+19,9 TWh⁽¹⁾),
 - de la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (+3,9% au 1^{er} juillet 2015 et +4,1% au 1^{er} juillet 2014) et celle du tarif d'accès aux infrastructures de transport (+2,5% au 1^{er} avril 2015 et +3,9% au 1^{er} avril 2014) en France,
 - d'une meilleure commercialisation des capacités de stockage en France associée aux mises en service de nouvelles cavités en Allemagne (Peckensen 4 et 5) et au Royaume-Uni (Stublach).

Dans ce contexte climatique et réglementaire, le chiffre d'affaires contributif atteint 3 055 millions d'euros en légère hausse de +2,0% par rapport à 2014. Cette croissance traduit essentiellement le développement des activités pour le compte de tiers du fait de l'ouverture croissante des marchés et ce malgré la baisse des opérations d'achats/ventes de gaz chez Storengy.

L'EBITDA de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 3 402 millions d'euros, en hausse de +3,9% par rapport à l'année précédente grâce à un effet climatique favorable (+19,9 TWh) et à des hausses tarifaires en partie compensées par une baisse des volumes et des revenus issus des services de JTS et des achats/ventes de gaz de performance.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 2 072 millions d'euros soit +3,9% par rapport à 2014 avec des dotations nettes aux amortissements en hausse (+3,7%) du fait des mises en service 2014 de GRDF et GRTgaz.

(1) -32,1 TWh de climat chaud en 2014 et -12,2 TWh de climat chaud en 2015.

6.1.1.2.5 Branche Énergie Services

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	16 001	15 673	+2,1%	-0,4%
EBITDA	1 227	1 127	+8,9%	+3,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(373)	(335)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	854	791	+7,9%	+2,4%

Le chiffre d'affaires de la branche Énergie Services s'établit à 16 001 millions d'euros au 31 décembre 2015, soit une variation brute de +2,1%, portée par les acquisitions réalisées au second semestre 2014 de Lend Lease FM au Royaume-Uni, Ecova aux États-Unis, Keppel FMO à Singapour et Lahmeyer en Allemagne compensée essentiellement par la cession de l'activité de négoce *oil* en Italie, pour un total net de +189 millions d'euros, et des effets de change favorables pour +148 millions d'euros au Royaume-Uni et +59 millions d'euros en Suisse.

La variation organique du chiffre d'affaires ressort à -0,4% et s'explique principalement par les baisses d'activités de maintenance dans le secteur *oil & gas* en Mer du Nord consécutives à la chute du prix du pétrole brut et les baisses d'activité dans les Services en France et en Europe du Sud liées à la baisse des investissements des collectivités publiques et à l'absence de redémarrage des investissements des entreprises.

Cette baisse est partiellement compensée par la hausse des ventes de chaleur des réseaux et des cogénérations liée au retour à un climat moins chaud en 2015, après un climat exceptionnellement doux en 2014, et la bonne tenue des activités d'Ingénierie.

L'EBITDA de la branche Énergie Services s'établit à 1 227 millions d'euros, en hausse brute de +8,9%, notamment du fait des acquisitions

citées précédemment. La croissance organique ressort à +3,9% et s'explique pour l'essentiel par les éléments suivants :

- l'impact favorable du climat et des gains de performance sur les activités de réseaux en France ;
- l'amélioration des marges des activités de services en France ;
- les mises en service de nouvelles installations en France.

Ces éléments sont partiellement compensés par :

- des éléments ponctuels favorables en 2014 ;
- la baisse des activités pour le secteur *oil & gas* en Mer du Nord ;
- les difficultés rencontrées en Espagne et sur les marchés d'installation en Europe Centrale.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 854 millions d'euros, en croissance brute de +7,9% et en croissance organique de +2,4%. Cette tendance suit l'évolution de l'EBITDA corrigée de l'augmentation des charges d'amortissements suite à la mise en service de nouvelles installations dans les Services et les Réseaux de chaleur en France et au Royaume-Uni.

6.1.1.2.6 Autres

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	(194)	(225)	+13,8%	+17,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(125)	(121)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(319)	(346)	+7,9%	+12,2%

Au 31 décembre 2015, l'EBITDA de la branche Autres (-194 millions d'euros) est en amélioration par rapport à 2014 et reflète notamment les effets favorables du plan Perform 2015.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence en 2015 est en amélioration principalement du fait d'un meilleur EBITDA.

6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 326	7 156	-11.6%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(261)	(298)	
Pertes de valeur	(8 748)	(1 037)	
Restructurations	(265)	(167)	
Effets de périmètre	(46)	562	
Autres éléments non récurrents	(248)	353	
Résultat des activités opérationnelles	(3 242)	6 569	NA
Résultat financier	(1 547)	(1 876)	
Impôts sur les bénéfices	(324)	(1 586)	
RÉSULTAT NET	(5 113)	3 106	NA
dont Résultat net part du Groupe	(4 617)	2 437	
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	(496)	669	

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) s'établit à -3 242 millions d'euros, en recul par rapport au 31 décembre 2014 principalement en raison de la baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence et de l'impact des pertes de valeur sur *goodwills* et actifs corporels, incorporels et financiers.

Le Groupe a constaté au 31 décembre 2015 des pertes de valeur de 2 628 millions d'euros sur les *goodwills*, 5 731 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 402 millions d'euros sur des actifs financiers et participations dans les entreprises mises en équivalence. Ces pertes de valeur portent principalement sur les branches Global Gaz & GNL, Energy International et Énergie Europe. Compte tenu des effets d'impôt différé 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 6 761 millions d'euros. Les pertes de valeur sont présentées en détail dans la Note 7.2 «Pertes de valeur» des états financiers consolidés.

En 2014, le Groupe avait constaté des pertes de valeur pour 1 037 millions d'euros se répartissant essentiellement entre les branches Global Gaz & GNL (362 millions d'euros), Energy International (306 millions d'euros) et Énergie Europe (291 millions d'euros).

Le RAO est par ailleurs impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières qui a un impact négatif de -261 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact négatif de -298 millions d'euros au 31 décembre 2014. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement négatifs sur ces positions, partiellement compensés par des effets nets positifs liés au déboucement de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2014 ;
- des charges de restructuration de -265 millions d'euros, contre -167 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont -47 millions d'euros de coûts externes liés au changement de la marque corporate du Groupe ;

- des «Effets de périmètre» (résultats de cessions d'entités consolidées ou gains de réévaluations résultant de l'application de la norme IFRS 3) qui s'élèvent à -46 millions d'euros contre +562 millions au 31 décembre 2014 (correspondant principalement aux gains de réévaluation comptabilisés sur GTT suite à sa prise de contrôle et sur les intercommunales wallonnes en raison de la perte d'influence notable) ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -248 millions d'euros comprenant notamment la comptabilisation de coûts additionnels de démantèlement et de reconstitution de site sur une centrale contre +353 millions d'euros au 31 décembre 2014 qui correspondaient essentiellement à la plus-value de cession des participations dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes.

L'amélioration du résultat financier (-1 547 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre -1 876 millions d'euros au 31 décembre 2014) résulte de la diminution du coût de la dette de +100 millions d'euros principalement du fait de la baisse du coût moyen de la dette brute, ainsi que de l'impact positif de la baisse des charges non récurrentes pour un montant de +216 millions d'euros par rapport à 2014 (correspondant à la variation de juste valeur des dérivés non qualifiés pour +104 millions d'euros et à l'impact des restructurations de la dette pour +99 millions d'euros).

La charge d'impôt 2015 s'établit à -324 millions d'euros (contre -1 586 millions d'euros en 2014). Elle comprend un produit d'impôt de 1 110 millions d'euros relatif aux éléments non récurrents du compte de résultat (contre 659 millions d'euros en 2014), qui proviennent essentiellement des pertes de valeur comptabilisées en 2015 sur les actifs corporels et incorporels ainsi que 338 millions d'euros de produit d'impôt différé au Luxembourg. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 39,0%, en retrait par rapport au taux d'impôt effectif récurrent de 2014 (42,5%) en raison notamment des effets liés à la reprise de provisions pour risques fiscaux et de la baisse de la contribution nucléaire.

Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à -496 millions d'euros, en diminution par rapport au 31 décembre 2014, essentiellement en raison des pertes de valeurs affectant le résultat net des activités d'exploration-production.

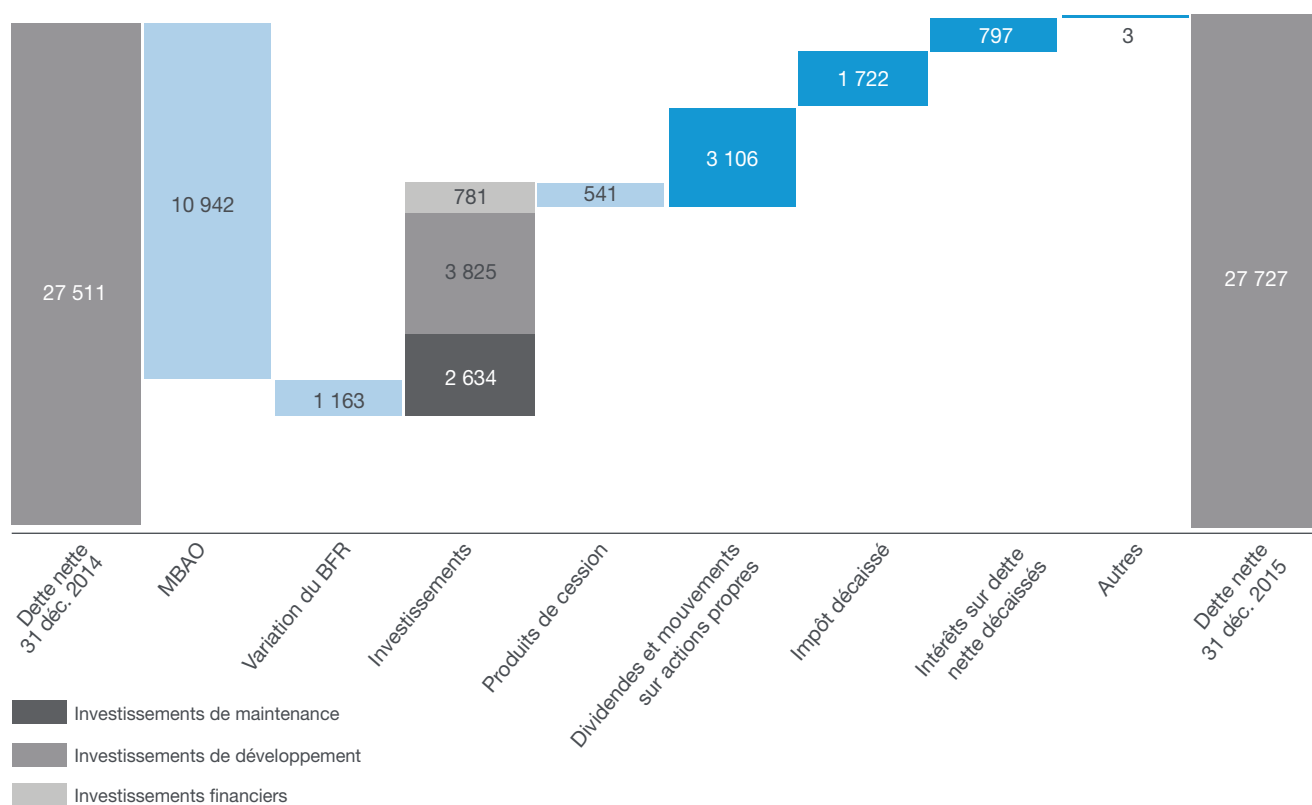
6.1.1.4 Évolution de l'endettement financier net

La dette nette s'établit à 27,7 milliards d'euros à fin décembre 2015 et augmente de 0,2 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2014 sous l'effet (i) des investissements nets (y compris effets de périmètre) réalisés par le Groupe (5,7 milliards d'euros), du versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (2,4 milliards

d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,5 milliard d'euros), de l'effet de change lié à la dépréciation de l'euro face aux principales devises (0,5 milliard d'euros), ainsi que des décaissements liés aux impôts (1,7 milliard d'euros) et aux intérêts sur dette nette décaissés (0,8 milliard d'euros) (ii) compensé par la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (10,9 milliards d'euros) et la variation favorable du BFR (1,2 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2015 à 2,46 :

En millions d'euros

	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Endettement financier net	27 727	27 511
EBITDA	11 262	12 133
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,46	2,27

6.1.1.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 10 942 millions d'euros au 31 décembre 2015, en baisse de 829 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2014.

L'évolution de la MBAO suit celle de l'EBITDA amplifiée de la variation nette des dotations aux provisions.

6.1.1.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) représente un impact positif de +1,2 milliard d'euros en lien notamment avec l'évolution du prix des commodités (brent) sur les appels de marge.

6.1.1.4.3 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 7 240 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 781 millions d'euros. Ces investissements proviennent principalement de l'acquisition de Solairedirect pour 176 millions d'euros et de diverses sociétés dans la branche Services pour 118 millions d'euros, des augmentations de capital ou prêts réalisés dans des sociétés mises en équivalence pour 327 millions d'euros (principalement sur les projets Jirau, Nugen, éolien en France et en Belgique, ainsi que des centrales au Moyen-Orient et en Afrique du Sud), des placements de Synatom qui ont augmenté de 153 millions d'euros, ainsi que du remboursement de prêts relatifs aux projets de construction du gazoduc Los Ramones (Mexique) et de la centrale électrique et de dessalement d'eau de mer Marafiq (Arabie Saoudite) pour -152 millions d'euros ;

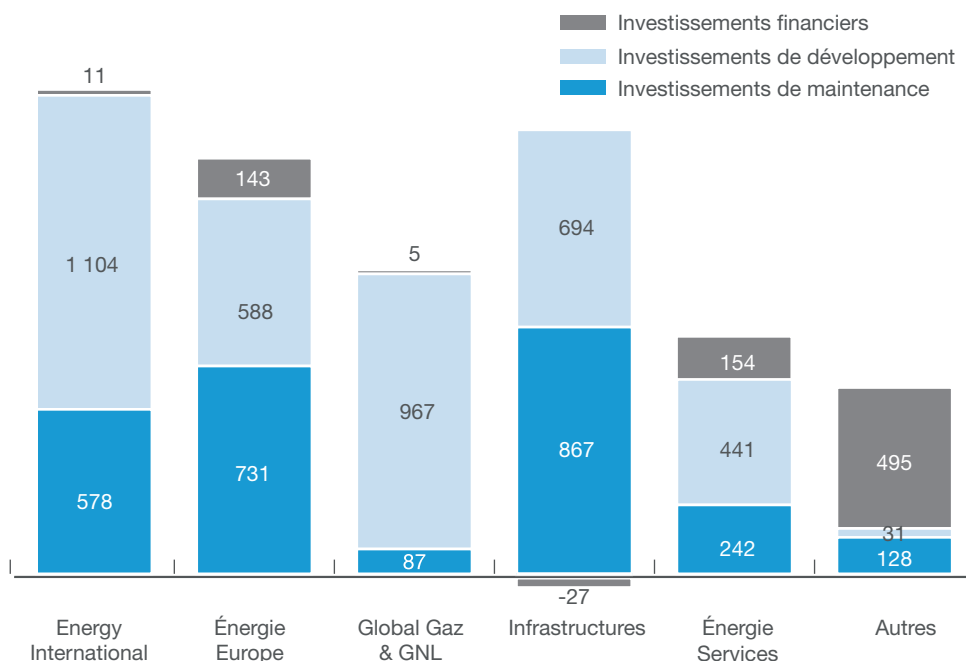
- des investissements de développement de 3 825 millions d'euros, dont 1 104 millions d'euros sur la branche Energy International dans le cadre de la construction de centrales et de développement de champs éoliens au Pérou, au Chili, au Brésil et en Inde, 967 millions d'euros sur la branche Global Gaz & GNL pour le développement de champs gaziers au Royaume-Uni, en Indonésie, aux Pays-Bas, en Algérie et en Norvège, ainsi que de 694 millions d'euros sur la branche Infrastructures ;
- et des investissements de maintenance de 2 634 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant cash de 541 millions d'euros et comprennent des cessions d'intérêts dans des licences d'exploration-production en Indonésie et en Norvège pour 241 millions d'euros ainsi que des cessions de biens immobiliers pour 164 millions d'euros.

Y compris les variations de périmètre liées à ces acquisitions et cessions, les investissements nets s'établissent à 5 746 millions d'euros.

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

En millions d'euros



6.1.1.4.4 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 3 106 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 2 392 millions d'euros, ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2014 (soit 0,50 euro par action) versé en

mai 2015 et à l'acompte sur dividende (soit 0,50 euro par action) versé en octobre 2015 ;

- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 482 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 145 millions d'euros, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

6.1.1.4.5 Endettement net au 31 décembre 2015

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 67% en euros, 17% en dollars américains et 7% en livres sterling au 31 décembre 2015.

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

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,5 ans.

Au 31 décembre 2015, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 14,0 milliards d'euros.

6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation nette
Actifs non courants	101 204	109 998	(8 794)
dont goodwill	19 024	21 222	(2 198)
dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	64 001	71 601	(7 600)
dont participations dans les entreprises mises en équivalence	6 977	7 055	(78)
Actifs courants	59 454	55 306	4 148
Capitaux propres	48 750	55 981	(7 230)
Provisions	18 835	18 539	296
Dettes financières	39 155	38 321	834
Autres passifs	53 917	52 463	1 454

Les immobilisations (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 64,0 milliards d'euros, en baisse de -7,6 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2014. Cette variation résulte pour l'essentiel des dépréciations d'actifs (-5,7 milliards d'euros), des amortissements (-4,7 milliards d'euros), de l'impact des actifs classés comme détenus en vue de la vente (-4,1 milliards d'euros) et des cessions (-0,5 milliard d'euros), partiellement compensés par les investissements de l'année (+6,5 milliards d'euros), et des écarts de conversion (+0,6 milliard d'euros).

Les *goodwills* sont en baisse de -2,2 milliards d'euros à 19,0 milliards d'euros principalement suite aux pertes de valeur comptabilisées (1,7 milliard d'euros) et à l'impact des actifs classés comme détenus en vue de la vente (0,9 milliard d'euros).

Les capitaux propres totaux s'établissent à 48,8 milliards d'euros, en baisse de -7,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2014. Cette diminution provient essentiellement du résultat net de la période (-5,1 milliards d'euros), du versement de dividendes en numéraire (-2,9 milliards d'euros), et des autres éléments du résultat global (+0,9 milliard d'euros, principalement des écarts de conversion, les écarts actuariels et les couvertures d'investissement net ou de flux de trésorerie nets d'impôts se compensant à hauteur de 0,2 milliard d'euros).

Les provisions sont stables ; la baisse des écarts actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (-0,4 milliard d'euros), et des provisions pour litiges fiscaux en Australie et au Royaume-Uni (-0,2 milliard d'euros) étant compensés par les impacts de la désactualisation des provisions (+0,6 milliard d'euros).

6.1.1.6 Comptes sociaux

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

En 2015, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 19 891 millions d'euros en retrait de 19% par rapport à 2014, notamment sous l'effet de la baisse des volumes livrés et la baisse des prix de marché.

Le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé s'établit à -744 millions d'euros contre -1 354 millions d'euros en 2014. Cette amélioration provient principalement de la progression de l'acheminement électricité partiellement compensée par la baisse de la marge énergie, et de la diminution du poste charges de personnel.

Le résultat financier est positif à 1 089 millions d'euros contre 1 589 millions d'euros sur l'exercice 2014. Il intègre pour l'essentiel les dividendes reçus des filiales pour 2 055 millions d'euros contre 2 297 millions d'euros en 2014, et le coût de la dette qui reste stable à -837 millions d'euros, principalement composé des charges d'intérêts sur les emprunts obligataires.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -617 millions d'euros principalement sous les effets conjoints du résultat de restructuration des dettes pour -116 millions d'euros, des dépréciations nettes de reprises sur titres (-488 millions d'euros), compensés par des plus-values sur cessions d'immeubles (+52 millions d'euros), la reprise de provision pour renouvellement des immobilisations en concession concernant la Corse (+39 millions d'euros).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 540 millions d'euros contre un produit d'impôt de 378 millions d'euros en 2014 (ces montants comprennent respectivement un produit d'intégration fiscale de 350 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 368 millions d'euros en 2014).

Le résultat net ressort à 268 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 39 903 millions d'euros contre 41 896 millions d'euros à fin 2014, principalement sous l'effet de la distribution de dividendes en numéraire.

Au 31 décembre 2015, les dettes financières, ressortent à 32 388 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 9 158 millions d'euros.

INFORMATIONS RELATIVES AUX DÉLAIS DE PAIEMENT

La loi de modernisation de l'économie n° 2008-776 du 4 août 2008, dite loi «LME», et son décret d'application n° 2008-1492 du 30 décembre 2008, prévoient que 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. Celles-ci ont pour objet de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement des fournisseurs.

La décomposition du solde des dettes d'ENGIE SA à l'égard des fournisseurs par date d'échéance sur les deux derniers exercices est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Hors groupe	Groupe	Total	Hors groupe	Groupe	Total
Échues	20	112	132	33	94	127
À 30 jours	254	30	284	414	28	442
À 45 jours	141	253	394	8	251	259
À + 45 jours	54	-	54	23	-	23
TOTAL	469	395	864	478	373	851

6.1.1.7 Perspectives

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 :

- un programme de rotation de portefeuille de 15 milliards d'euros (impact dette nette) sur 2016-2018 qui vise à réduire son exposition aux activités exposées aux prix des commodités par le biais de cessions, de partenariats et/ou de fermetures de sites ;
- un programme d'investissements de 22 milliards d'euros sur 2016-2018 dont 7 milliards d'investissement de maintenance et au moins 500 millions d'euros sur l'innovation, financés principalement par la génération de cash flow opérationnel ; et
- un programme ambitieux de performance baptisé *Lean 2018*, visant des économies récurrentes sur les coûts opérationnels ayant un impact cumulé net sur l'EBITDA de 1 milliard d'euros à horizon 2018.

Pour 2016 ⁽¹⁾, et malgré un contexte de marché difficile caractérisé par la baisse importante et persistante des prix du pétrole, du gaz et de l'électricité, qui continuera de peser sur les résultats du Groupe, le Groupe prévoit un résultat net récurrent part du Groupe résilient par rapport à 2015 compris entre 2,4 et 2,7 milliards d'euros. Cet objectif repose sur une fourchette d'estimation d'EBITDA ⁽²⁾ de 10,8 à 11,4 milliards d'euros, hors impact significatif de cessions.

Pour la période 2016-2018, le Groupe prévoit :

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

Au titre des résultats 2015 et 2016, le Groupe confirme le paiement d'un dividende de 1 euro par action et par an, en numéraire.

Au titre des résultats 2017 et 2018, le Groupe s'engage à verser un dividende de 0,70 euro par action et par an, en numéraire.

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 2015 s'élève à 36,9 milliards d'euros, en légère hausse par rapport à fin 2014, et se compose principalement de financements obligataires pour 24,0 milliards d'euros et d'emprunts bancaires (y compris les locations financement) pour un montant de 7,1 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,5 milliard d'euros. Les emprunts à court terme *Commercial Papers*/billets de trésorerie représentent 15% de la dette brute totale à fin 2015.

79% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et *Commercial Papers*/billets de trésorerie).

Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 27,5 milliards d'euros à fin 2015.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 67% en euros, 17% en dollars américains et 7% en livres sterling à fin 2015.

Après impact des dérivés, 83% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,99%, en baisse de 15 points de base par rapport à 2014. La durée moyenne de la dette nette est de 9,5 ans à fin 2015.

Principales opérations de l'année 2015

Les principales opérations de l'année 2015 impactant l'endettement financier net sont décrites dans la Note 15.3.2. de la Section 6.2

(1) Ces objectifs et indications 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 changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2015 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2016 : €/€\$: 1,10, €/BRL : 4,59.

(2) A compter du 1er janvier 2016, l'EBITDA n'intégrera plus la contribution non récurrente des entreprises mises en équivalence (qui représente en 2015 un montant de -12 millions d'euros).

«Comptes consolidés». Par ailleurs, le Groupe a renouvelé par anticipation une ligne de crédit syndiquée centralisée de 4,5 milliards d'euros, en portant son montant à 5,5 milliards d'euros et sa maturité à novembre 2020.

En 2015, la mise à jour annuelle du prospectus EMTN d'ENGIE de 25 milliards d'euros a reçu le visa n° 15-518 de l'AMF en date du 8 octobre 2015.

Notations

Moody's et Standard & Poor's ont placé la notation d'ENGIE sous surveillance négative respectivement le 13 et le 26 février 2016. Le Groupe était auparavant noté A/A-1 avec une perspective stable depuis juillet 2014 par Standard & Poor's, et A1/P-1 avec une perspective négative depuis juin 2015 par Moody's.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2015, 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*/billets de trésorerie) de 14,0 milliards d'euros. 92% 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 2015, 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 2015, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception d'une filiale de la branche Energy International pour le non-respect de certains engagements ; les *waivers* adéquats sont en cours de discussion.

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 4,0 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2016 (hors maturité des *Commercial Papers*/billets de trésorerie de 5,4 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 9,4 milliards d'euros au 31 décembre 2015 (nette des découverts bancaires) et un montant de 14,0 milliards d'euros de lignes disponibles (non netté du montant des *Commercial Papers*/billets de trésorerie émis), dont 1 milliard d'euros à échéance 2016.

6.2 Comptes consolidés

6.2.1	États financiers consolidés	188	NOTE 16	Risques liés aux instruments financiers	265
6.2.2	Notes aux comptes consolidés	195	NOTE 17	Éléments sur les capitaux propres	277
NOTE 1	Référentiel et méthodes comptables	195	NOTE 18	Provisions	280
NOTE 2	Principales filiales au 31 décembre 2015	208	NOTE 19	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	283
NOTE 3	Participations dans les entreprises mises en équivalence	214	NOTE 20	Activité exploration-production	290
NOTE 4	Principales variations de périmètre	223	NOTE 21	Contrats de location-financement	291
NOTE 5	Information sectorielle	226	NOTE 22	Contrats de location simple	292
NOTE 6	Éléments du résultat opérationnel courant	231	NOTE 23	Paiements fondés sur des actions	293
NOTE 7	Résultat des activités opérationnelles	232	NOTE 24	Transactions avec des parties liées	296
NOTE 8	Résultat financier	238	NOTE 25	Rémunération des dirigeants	297
NOTE 9	Impôts	240	NOTE 26	Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs	297
NOTE 10	Résultat net récurrent part du Groupe	244	NOTE 27	Litiges et concurrence	298
NOTE 11	Résultat par action	246	NOTE 28	Événements postérieurs à la clôture	303
NOTE 12	Goodwills	246	NOTE 29	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	304
NOTE 13	Immobilisations incorporelles	251	NOTE 30	Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises	304
NOTE 14	Immobilisations corporelles	253			
NOTE 15	Instruments financiers	254			

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	6.1	69 883	74 686
Achats		(39 308)	(44 160)
Charges de personnel	6.2	(10 168)	(9 779)
Amortissements, dépréciations et provisions	6.3	(5 007)	(4 797)
Autres charges opérationnelles		(11 163)	(11 000)
Autres produits opérationnels		1 617	1 764
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	6	5 854	6 715
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3	473	441
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE		6 326	7 156
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	7.1	(261)	(298)
Pertes de valeur	7.2	(8 748)	(1 037)
Restructurations	7.3	(265)	(167)
Effets de périmètre	7.4	(46)	562
Autres éléments non récurrents	7.5	(248)	353
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	7	(3 242)	6 569
Charges financières		(2 413)	(2 673)
Produits financiers		866	797
RÉSULTAT FINANCIER	8	(1 547)	(1 876)
Impôt sur les bénéfices	9	(324)	(1 586)
RÉSULTAT NET		(5 113)	3 106
Résultat net part du Groupe		(4 617)	2 437
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		(496)	669
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	11	(1,99)	1,00
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	11	(1,99)	0,99

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

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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2015	31 déc. 2015 Quote-part du Groupe	31 déc. 2015 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2014 ⁽¹⁾	31 déc. 2014 Quote-part du Groupe ⁽¹⁾	31 déc. 2014 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		(5 113)	(4 617)	(496)	3 106	2 437	669
Actifs financiers disponibles à la vente	15	(19)	(19)	-	47	47	-
Couverture d'investissement net		(364)	(364)	-	(442)	(442)	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	16	277	263	13	(717)	(702)	(15)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	16	101	(1)	103	298	234	64
Impôts différés sur éléments ci-dessus	9	(65)	(18)	(47)	182	211	(29)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(162)	(162)	-	(128)	(128)	-
Écarts de conversion		903	799	105	1 835	1 545	290
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		671	498	173	1 075	765	310
Pertes et gains actuariels	19	446	433	13	(1 762)	(1 658)	(105)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	9	(139)	(135)	(4)	516	482	33
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(34)	(34)	-	7	7	(1)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		274	264	9	(1 240)	(1 168)	(72)
RÉSULTAT GLOBAL		(4 168)	(3 855)	(313)	2 941	2 034	907

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

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

État de situation financière

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	13	7 013	7 569
Goodwills	12	19 024	21 222
Immobilisations corporelles nettes	14	56 988	64 032
Titres disponibles à la vente	15	3 016	2 893
Prêts et créances au coût amorti	15	2 377	2 960
Instruments financiers dérivés	15	4 026	2 733
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	6 977	7 055
Autres actifs	26	503	557
Impôts différés actif	9	1 280	978
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		101 204	109 998
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	15	731	925
Instruments financiers dérivés	15	10 857	7 886
Clients et autres débiteurs	15	19 349	21 558
Stocks	26	4 207	4 891
Autres actifs	26	9 348	10 049
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	15	1 172	1 450
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	9 183	8 546
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	4 607	-
TOTAL ACTIFS COURANTS		59 454	55 306
TOTAL ACTIF		160 658	165 304

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

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

PASSIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		43 078	49 548
Participations ne donnant pas le contrôle		5 672	6 433
TOTAL CAPITAUX PROPRES	17	48 750	55 981
Passifs non courants			
Provisions	18	16 804	16 402
Dettes financières	15	28 123	28 024
Instruments financiers dérivés	15	4 216	3 020
Autres passifs financiers	15	237	286
Autres passifs	26	1 108	1 078
Impôts différés passif	9	8 131	9 049
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		58 619	57 859
Passifs courants			
Provisions	18	2 032	2 137
Dettes financières	15	11 032	10 297
Instruments financiers dérivés	15	8 642	5 895
Fournisseurs et autres créanciers	15	17 101	18 799
Autres passifs	26	13 782	14 337
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	699	-
TOTAL PASSIFS COURANTS		53 288	51 465
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		160 658	165 304

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

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 2013	2 412 824 089	2 413 32 207	14 005	1 657	152	(1 353)	(1 109)	47 971	5 689	53 660	
Impact IFRIC 21 (cf. Note 1.1)				26				26	1	27	
CAPITAUX PROPRES AU 1^{ER} JANVIER 2014 ⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413 32 207	14 031	1 657	152	(1 353)	(1 109)	47 996	5 690	53 686	
Résultat net ⁽¹⁾				2 437				2 437	669	3 106	
Autres éléments du résultat global ⁽¹⁾				(1 168)		(779)	1 545	(403)	238	(165)	
RÉSULTAT GLOBAL ⁽¹⁾				1 269	-	(779)	1 545	-	2 034	907	2 941
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	22 460 922	22	299	35				357	-	357	
Dividendes distribués en numéraire				(2 767)				(2 767)	(761)	(3 527)	
Achat/vente d'actions propres				(17)				152	136	-	136
Prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz								-	476	476	
Coupons des titres super-subordonnés					(67)			(67)	-	(67)	
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée					1 974			1 974	-	1 974	
Transactions entre actionnaires				(114)				(114)	12	(102)	
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle								-	60	60	
Autres variations				(1)				(1)	49	48	
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2014 ⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435 32 506	12 436	3 564	(627)	191	(957)	49 548	6 433	55 981	

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

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.

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres Super- subordonnés à durée indéter- minée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2014⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435 32 506		12 436	3 564	(627)	191	(957)	49 548	6 433	55 981
Résultat net				(4 617)					(4 617)	(496)	(5 113)
Autres éléments du résultat global				264		(301)	799		762	183	945
RÉSULTAT GLOBAL				(4 353)	-	(301)	799	-	(3 855)	(313)	(4 168)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				46					46	-	46
Dividendes distribués en numéraire (cf. Note 17.2.3)				(2 392)					(2 392)	(482)	(2 875)
Achat/vente d'actions propres (cf. Note 17.1.2)				(134)				135	1	-	1
Coupons des titres super-subordonnés (cf. Note 17.2.1)					(145)				(145)	-	(145)
Transactions entre actionnaires				(60)					(60)	21	(39)
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				(73)					(73)	-	(73)
Augmentations et réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	22	22
Autres variations				8					8	(8)	-
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

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

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

État de flux de trésorerie

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		(5 113)	3 106
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(473)	(441)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		503	526
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		13 890	5 722
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(47)	(924)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		261	298
- Autres éléments sans effet de trésorerie		50	21
- Charge d'impôt		324	1 586
- Résultat financier		1 547	1 876
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		10 942	11 771
+ Impôt décaissé		(1 722)	(1 805)
Variation du besoin en fonds de roulement	26.1	1 163	(1 216)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		10 383	8 751
Investissements corporels et incorporels	5.4.3	(6 459)	(5 790)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5.4.3	(259)	(340)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5.4.3	(241)	(398)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	5.4.3	(252)	(246)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		507	241
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		(48)	565
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		1	822
Cessions de titres disponibles à la vente		41	1 064
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		133	29
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		103	107
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.4.3	245	8
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(6 230)	(3 939)
Dividendes payés ⁽²⁾		(3 107)	(3 720)
Remboursement de dettes financières		(4 846)	(6 394)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		296	(412)
Intérêts financiers versés		(918)	(1 079)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		126	100
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(660)	(873)
Augmentation des dettes financières		5 834	5 033
Augmentation/diminution de capital		21	388
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée	17.2.1	-	1 974
Achat/vente de titres d'autocontrôle		1	136
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.4.3	(42)	(126)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(3 295)	(4 973)
Effet des variations de change et divers		(221)	1
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		637	(160)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		8 546	8 706
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		9 183	8 546

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

(2) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 145 millions d'euros au 31 décembre 2015 et 67 millions d'euros au 31 décembre 2014.

NB : Les valeurs figurant dans les totaux 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

Le 24 avril 2015, le Groupe a changé sa dénomination corporative pour devenir ENGIE. Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires a approuvé le changement de dénomination sociale de la société GDF SUEZ SA en ENGIE SA.

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 24 février 2016, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2015.

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 2014 et 2015 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 2015, 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 2015 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2014 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 2015

– Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2011-2013.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

– IFRIC 21 – Taxes.

IFRIC 21, applicable au 1^{er} janvier 2015 avec effet rétrospectif au 1^{er} janvier 2014, vise à clarifier le fait générateur de la comptabilisation des passifs pour impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices. Cette interprétation précise que le fait générateur qui crée un passif au titre d'une taxe est l'événement qui rend la taxe exigible en vertu des dispositions légales ou réglementaires. Si le fait générateur intervient à une date spécifiée, le passif est constaté à cette date. Si le fait générateur est étalé dans le temps (par exemple, génération du chiffre d'affaires), le passif est constaté au fur et à mesure.

L'application de ces dispositions conduit dans les faits (i) à comptabiliser intégralement dès le 1^{er} janvier de l'exercice en cours certaines taxes qui étaient auparavant comptabilisées progressivement sur les 12 mois de l'exercice et (ii) dans une moindre

mesure à modifier l'exercice de comptabilisation d'autres taxes telles que la contribution sociale de solidarité (C3S) due par les sociétés françaises (à comptabiliser en N sur la base du chiffre d'affaires de l'exercice N-1).

L'application rétrospective d'IFRIC 21 à compter du 1^{er} janvier 2014 a les incidences suivantes sur les états financiers comparatifs 2014 :

- une augmentation des capitaux propres de 27 millions d'euros au 1^{er} janvier 2014 ;
- un impact non significatif sur le compte de résultat annuel au 31 décembre 2014 ;
- une augmentation des capitaux propres de 22 millions d'euros au 31 décembre 2014.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2016 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 11 – *Partenariats : Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes.*
- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* et IAS 38 – *Immobilisations incorporelles : Clarifications sur les modes d'amortissement acceptables.*
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers : Initiative concernant les informations à fournir.*
- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel : Plans à prestations définies : contributions des employés.*
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2010-2012.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2012-2014.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2016

- IFRS 9 – *Instruments financiers* ⁽²⁾.

Un projet interne au Groupe a été lancé courant 2015, en associant les entités spécifiquement concernées par la comptabilisation des instruments financiers.

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

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

– IFRS 15 – Revenu des contrats avec les clients ⁽²⁾

Le projet Groupe est déployé depuis fin 2014 afin 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. Les travaux liés à la première application de cette norme se poursuivront au cours de l'exercice prochain.

L'analyse des incidences de l'application de ces normes et amendements 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 1^{er} janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1^{er} janvier 2004.

1.2 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.

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.

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.

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 révisé ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

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

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (se reporter à la Note 4) ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills*, des autres 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 9.3).

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 autres immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des autres immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire, 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 UGT *goodwill* significatives, les hypothèses clés des tests de perte de valeur sont les suivantes :

- UGT Énergie – Central Western Europe (CWE) – (branche Énergie Europe)

Les prévisions de flux de trésorerie des activités électriques et gazières sur la zone CWE reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix à long terme des combustibles, du CO₂, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz, l'évolution des prix de l'électricité, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la

prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France), ainsi que les perspectives de renouvellement des concessions hydroélectriques 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 Distribution (branche Infrastructures)

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 4» entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012 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 4. 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 2021. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de distribution.

— UGT Global Gaz & GNL

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du prix des hydrocarbures, l'évolution de la parité euro/dollar, les estimations des réserves prouvées et probables, l'évolution de la demande et de l'offre de gaz naturel liquéfié, la date de redémarrage de l'usine de liquéfaction de Yemen LNG ainsi que les perspectives futures des marchés. Les valeurs retenues reflètent les meilleures estimations des prix de marché et de l'évolution future attendue de ces marchés.

— UGT Energy Services International

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du taux de marge brute, l'évolution du niveau global des investissements de maintenance et de renouvellement, ainsi que les perspectives de croissance des différentes activités sur leurs marchés respectifs.

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) ;
- 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) ;
- 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.

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 1^{er} janvier 2010, et la détermination des «activités normales», au regard d'IAS 39, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.).

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 2015» 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 influencer 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 1^{er} janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

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

1.4.4 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 1^{er} janvier 2010 de la norme IFRS 3 révisée conduit à distinguer les regroupements réalisés avant ou après cette date.

Regroupements réalisés avant le 1^{er} 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 1^{er} 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 40 ans ;
- des actifs de concessions.

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

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

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 :

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

* Hors gaz coussin.

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées 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, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans par la loi du 18 décembre 2013.

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.

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 de l'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 1^{er} 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 1^{er} 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.

Dans le Groupe, cette rémunération prend la forme d'instruments réglés en actions (les instruments réglés en trésorerie ne sont actuellement plus utilisés).

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 de ces 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 :

- «MitM sur instruments financiers à caractère opérationnel» : cette rubrique correspond à la variation de juste valeur (*Mark-to-market*) des instruments financiers de matières premières, gaz et électricité, qui ne sont qualifiés ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie. La variation de juste valeur de ces instruments, qui doit être enregistrée en résultat selon 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 Tableau des flux de trésorerie

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

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

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

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

1.4.19 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.

1.4.20 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.).

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2015

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2015

La liste des principales filiales présentées ci-après a été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA 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, le sigle MEE la méthode de la mise en équivalence et le sigle NC désigne une entité non consolidée.

La société ENGIE SA comporte des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différentes branches. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur branche respective, sous la dénomination ENGIE SA (*).

BRANCHE ENERGY INTERNATIONAL (BEI)

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Groupe E-CL	Production d'électricité	Chili	52,8	52,8	IG	IG
Enersur	Production d'électricité	Pérou	61,8	61,8	IG	IG
Groupe Tractebel Energia	Production et distribution d'électricité	Brésil	68,7	68,7	IG	IG
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
Loy Yang B Consolidated	Production d'électricité	Australie	70,0	70,0	IG	IG
Simply Energy	Distribution d'électricité	Australie	72,0	72,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ Energy Generation North America	Production d'électricité	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Groupe ENGIE Gas & LNG LLC	Gaz naturel/GNL	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ Energy Resources North America	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Rugeley Power Limited	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Saltend	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Baymina Enerji A.S.	Production d'électricité	Turquie	95,0	95,0	IG	IG
GDF SUEZ Energy UK Retail	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
International Power plc	Siège branche Energy International	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG

BRANCHE ÉNERGIE EUROPE (BEE)

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel SA	Production d'électricité	France/Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel Customer Solutions	Ventes d'énergie	Belgique	100,0	98,8	IG	IG
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Trading	<i>Energy management trading</i>	France/Belgique	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energy Management Trading	<i>Energy management trading</i>	France/Belgique/Italie	100,0	100,0	IG	IG
Compagnie Nationale du Rhône	Production d'électricité	France	49,9	49,9	IG	IG
ENGIE SA (*)	<i>Energy management trading/Ventes d'énergie</i>	France	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Cartagena Energia	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energia Italia Spa	Production d'électricité	Italie	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energia Polska SA	Production d'électricité	Pologne	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energy Romania SA	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0	IG	IG

BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Groupe ENGIE E&P International	Exploration-production	France et autres pays	70,0	70,0	IG	IG
<i>ENGIE E&P International</i>	<i>Holder - société mère</i>	<i>France</i>	<i>70,0</i>	<i>70,0</i>	<i>IG</i>	<i>IG</i>
<i>GDF SUEZ E&P Nederland B.V.</i>	<i>Exploration-production</i>	<i>Pays-Bas</i>	<i>70,0</i>	<i>70,0</i>	<i>IG</i>	<i>IG</i>
<i>GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH</i>	<i>Exploration-production</i>	<i>Allemagne</i>	<i>70,0</i>	<i>70,0</i>	<i>IG</i>	<i>IG</i>
<i>GDF SUEZ E&P Norge AS</i>	<i>Exploration-production</i>	<i>Norvège</i>	<i>70,0</i>	<i>70,0</i>	<i>IG</i>	<i>IG</i>
<i>GDF SUEZ E&P UK Ltd.</i>	<i>Exploration-production</i>	<i>Royaume-Uni</i>	<i>70,0</i>	<i>70,0</i>	<i>IG</i>	<i>IG</i>
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4	IG	IG
ENGIE SA (*)	GNL/Siège branche Global Gaz & GNL	France	100,0	100,0	IG	IG

BRANCHE INFRASTRUCTURES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Elengy	Terminaux méthaniers	France	100,0	100,0	IG	IG
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	72,5	72,5	IG	IG
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GRTgaz	Transport de gaz naturel	France	74,7	75,0	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

BRANCHE ÉNERGIE SERVICES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Services SA	Services à l'énergie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	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
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Ecova	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Groupe Cofely Italia Spa	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0	IG	IG
Cofely UK Ltd.	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Workplace Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
Groupe Cofely Réseaux	Réseaux urbains	France	100,0	100,0	IG	IG
CPCU	Réseaux urbains	France	64,4	64,4	IG	IG

BRANCHE AUTRES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
ENGIE SA (*)	Holding - société mère	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE CC	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	96,6	-	IG	NC

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 (74,7%).

ENGIE E&P International (branche Global Gaz & GNL) : 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). 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, 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.

GRTgaz (branche Infrastructures) : 74,7%

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 3^e 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 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" - branche Énergie Europe) : 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 estime toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il considère qu'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" - branche Global Gaz & GNL) : 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% (cf. Note 4.4.1). Le flottant représente environ 49% du capital au 31 décembre 2015. Le Groupe estime avoir le contrôle de fait de GTT. En effet, dès la mise en bourse, ENGIE détient la majorité au Conseil d'Administration et, en regard de la forte dispersion de l'actionnariat et en absence d'action de concert au sein de cet actionnariat, ENGIE considère qu'il aura la majorité des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales à venir.

2.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

En millions d'euros	Activités	Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
		31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Groupe GRTgaz (Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz en France	25,3	25,0	86	91	945	938	91	70
Groupe ENGIE E&P International (Global Gaz & GNL, France et autres pays) ⁽¹⁾	Portefeuille d'exploration-production et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers	30,0	30,0	(641)	80	363	940	22	171
Groupe E-CL (BEI, Chili) ⁽²⁾	Production d'électricité - parc thermique	47,2	47,2	45	15	838	741	26	34
Groupe GLOW (BEI, Thaïlande) ⁽²⁾	Production et distribution d'électricité - parcs hydroélectrique, éolien et thermique	30,9	30,9	107	109	566	490	71	57
Groupe Tractebel Energia (BEI, Brésil) ⁽²⁾	Production et distribution d'électricité	31,3	31,3	130	142	507	557	68	107
GDF SUEZ Energy Romania (BEE, Roumanie)	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergies	49,0	49,0	44	50	433	418	22	31
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				(267)	184	2 020	2 348	183	290
TOTAL				(496)	669	5 672	6 432	482	761

(1) Les principales filiales du Groupe ENGIE E&P International sont présentées dans la Note 2.1.

(2) Les groupes E-CL, GLOW, et Tractebel Energia sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs. Les participations ne donnant pas le contrôle des groupes E-CL et Tractebel Energia correspondent au capital flottant.

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 intra-groupe.

En millions d'euros	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE E&P International		Groupe E-CL		Groupe GLOW		Groupe Tractebel Energia		GDF SUEZ Energy Romania	
	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Compte de résultat												
Chiffre d'affaires	1 956	2 051	2 406	2 863	1 033	933	1 679	1 681	1 750	2 017	975	951
Résultat net	342	363	(2 136)	246	86	24	271	260	415	454	90	101
Résultat net part du Groupe	255	272	(1 495)	166	41	9	164	152	285	311	46	52
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	1	(72)	200	41	78	(2)	44	(7)	(249)	(6)	(4)	-
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	257	200	(1 296)	208	119	7	208	145	36	305	42	51
État de situation financière												
Actifs courants	641	557	2 057	2 112	504	554	626	628	1 103	1 021	391	408
Actifs non courants	8 966	8 855	4 639	7 042	2 435	1 970	2 695	2 644	2 449	3 095	757	748
Passifs courants	(691)	(798)	(1 281)	(1 302)	(248)	(170)	(419)	(493)	(730)	(619)	(172)	(219)
Passifs non courants	(5 177)	(4 864)	(4 367)	(4 879)	(994)	(861)	(1 416)	(1 483)	(1 312)	(1 824)	(104)	(101)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	3 739	3 750	1 049	2 972	1 697	1 494	1 486	1 297	1 511	1 673	872	836
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	945	938	363	940	838	741	566	490	507	557	433	418
État des flux de trésorerie												
Flux issus des activités opérationnelles	925	884	965	956	313	202	522	429	723	589	96	204
Flux issus des activités d'investissement	(559)	(720)	(745)	(896)	(351)	(39)	(50)	(21)	(232)	(209)	(68)	(61)
Flux issus des activités de financement	(210)	(292)	(4)	(631)	(66)	(105)	(374)	(404)	(277)	(258)	(48)	(97)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE ⁽¹⁾	156	(128)	216	(571)	(105)	57	99	3	214	122	(21)	47

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

2.3.2 Autres informations sur les participations ne donnant pas le contrôle significatives

Les principales transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle intervenues concernant le rachat en 2014 des intérêts détenus par le secteur public en Flandre dans Electrabel Customer Solutions (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

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 2015 et au 31 décembre 2014 sont présentées ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
État de situation financière		
Participations dans les entreprises associées	5 157	5 191
Participations dans les coentreprises	1 820	1 864
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 977	7 055
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	338	196
Quote-part du résultat net des coentreprises	135	246
QUOTE-PART DU RESULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	473	441
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	(195)	(98)
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	-	(23)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	(195)	(121)

Jugements significatifs

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

- la gouvernance : représentation du Groupe aux organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la détermination des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires, en relation notamment avec les activités pertinentes de l'entité :

Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités «projet» ou «mono-actif» car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des décisions porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) restantes ;

- les conséquences d'une clause de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité :

Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

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

Sociétés projets au Moyen-Orient

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement,

le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

SUEZ Environnement (33,55%)

À partir de la date du non-renouvellement du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013, ENGIE ne contrôle plus SUEZ Environnement et exerce une influence notable, en particulier pour les raisons suivantes : a) le Groupe n'a pas la majorité de représentants au Conseil d'Administration, b) en Assemblée Générale, bien que l'actionariat de SUEZ Environnement 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 2015 et c) 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 1^{er} octobre 2014 une participation de 16,6% dans l'entité de projet Cameron Holding LNG LLC et aura une capacité de liquéfaction de long terme de 4 millions de tonnes par an (mtpa). La construction a démarré et les installations devraient être commercialement opérationnelles 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 2015.

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	% intérêt		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	
			2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
<i>En millions d'euros</i>												
Groupe SUEZ Environnement (Autres, Europe/Asie/Amérique Latine)	Traitement de l'eau et des déchets		33,55	33,70	1 940	1 996	134	118	(123)	60	118	118
Paiton (BEI, Indonésie)	Centrale à charbon	2 035 MW	40,51	40,51	851	726	85	65	-	(5)	44	-
Sociétés projets au Moyen-Orient (BEI, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman) ⁽¹⁾	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				547	459	146	121	(41)	(71)	110	82
Energia Sustentável do Brasil (BEI, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	446	676	(76)	(165)	-	(1)	-	-
Senoko (BEI, Singapour)	Centrales à gaz	3 201 MW	30,00	30,00	331	302	8	10	9	(50)	-	1
GASAG (BEE, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,58	31,58	293	295	11	9	(4)	(12)	10	18
Cameron (Global Gaz & GNL, États-Unis)	Terminal de liquéfaction de gaz		16,60	16,60	162	166	(4)	(1)	(21)	(15)	-	-
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	Champ éolien	679 MW	40,00	40,00	159	191	12	12	(3)	(7)	25	32
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					427	381	22	27	(13)	3	42	55
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					5 157	5 191	338	196	(195)	(98)	350	306

(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 25 335 MW (à 100%) comprenant également 3 240 MW (à 100%) de capacités en cours de construction.

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de «Power and water purchase agreement» sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans.

Les centrales correspondantes sont, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRIC 4 et IAS 17, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droit de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 3 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre -17 millions d'euros en 2014) composés

essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 10 «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.

Les montants présentés correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les

principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés 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 2015											
Groupe SUEZ Environnement ⁽¹⁾	15 135	408	58	465	8 039	19 593	9 271	11 555	6 805	33,55	1 940
Paiton	783	210	2	212	486	3 582	381	1 587	2 101	40,51	851
Sociétés projets au Moyen-Orient	3 857	605	(239)	366	2 337	23 479	3 702	19 864	2 250		547
Energia Sustentável do Brasil	570	(191)	-	(191)	285	4 910	1 380	2 699	1 116	40,00	446
Senoko	1 500	25	29	55	327	2 883	260	1 848	1 103	30,00	331
GASAG	1 054	36	(12)	24	851	1 956	1 674	206	928	31,58	293
Cameron	60	(27)	(125)	(152)	50	3 287	232	2 129	977	16,60	162
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	174	40	(36)	4	68	1 231	69	832	397	40,00	159
AU 31 DÉCEMBRE 2014											
Groupe SUEZ Environnement ⁽¹⁾	14 324	417	(31)	386	7 863	18 992	9 086	10 773	6 996	33,70	1 996
Paiton	657	161	(54)	107	483	3 260	478	1 473	1 791	40,51	726
Sociétés projets au Moyen-Orient	2 957	510	(328)	182	2 254	20 445	3 119	17 706	1 873		459
Energia Sustentável do Brasil	233	(413)	(1)	(414)	481	5 897	1 278	3 409	1 690	40,00	676
Senoko	1 976	32	(167)	(135)	312	2 944	353	1 895	1 007	30,00	302
GASAG	1 099	30	(39)	(9)	969	1 964	1 782	217	934	31,58	295
Cameron	13	(6)	(91)	(97)	34	1 497	429	104	998	16,60	166
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	171	39	(18)	21	86	1 384	70	924	476	40,00	191

(1) Pour SUEZ Environnement les données indiquées dans le tableau correspondent aux informations financières publiées par SUEZ Environnement. Le total capitaux propres part du Groupe de SUEZ Environnement s'élève à 5 420 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ Environnement et à 5 757 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence de 337 millions d'euros provient essentiellement de l'exercice d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de SUEZ Environnement lors de son changement de méthode de consolidation le 22 juillet 2013.

SUEZ Environnement est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2015, la valeur de marché de cette participation s'élève à 3 142 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 2015.

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	302	-	9	481	-	-
Paiton	-	-	30	-	211	-	-
Contassur ⁽¹⁾	-	-	-	167	-	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	173	-	-	-	52	-	-
Autres	17	86	-	4	20	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	190	388	30	180	764	-	-

(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 167 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 176 millions au 31 décembre 2014.

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, 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 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	% intérêt		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	
			2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
<i>En millions d'euros</i>												
EcoÉlectrica (BEI, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	487	458	31	33	-	-	47	17
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (BEE, Portugal)	Production d'électricité	3 348 MW	50,00	50,00	388	348	37	45	2	(10)	-	15
WSW Energie und Wasser AG (BEE, Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	194	199	1	3	-	-	6	7
Megal GmbH (Infrastructures, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	112	122	4	7	-	-	23	14
Tihama Power Generation Co (BEI, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 595 MW	60,00	60,00	104	72	30	5	4	-	11	3
Maia Eolis (BEE, France)	Éolien	252 MW	49,00	49,00	96	97	(1)	-	-	-	-	-
Oyster Creek (BEI, États-Unis)	Centrale à gaz	393 MW	50,00	50,00	30	29	7	44	(2)	(1)	10	93
NELP (BEI, États-Unis) ⁽¹⁾	Centrales à gaz	615 MW	50,00	50,00	-	145	34	59	-	-	43	19
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					409	395	(9)	50	(5)	(10)	13	52
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					1 820	1 864	135	246	-	(23)	153	220

(1) La participation de 50% dans NELP fait partie du portefeuille d'actifs de production d'électricité aux États-Unis classé en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2015, et se trouve donc à cette date présentée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente». La valeur comptable de la participation dans NELP s'élève à 153 millions d'euros au 31 décembre 2015.

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -15 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre 15 millions d'euros en 2014). Ceux-ci

proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 10 «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 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

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier ⁽¹⁾	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2015							
EcoÉlétrica	320	(72)	(5)	(3)	62	-	61
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	764	(100)	(50)	(46)	110	9	120
WSW Energie und Wasser AG	1 091	(13)	(7)	(12)	5	1	7
Megal GmbH	114	(52)	(5)	2	9	-	9
Tihama Power Generation Co	101	(6)	(22)	(5)	50	7	57
Maia Eolis	42	(26)	(2)	1	(1)	1	(1)
Oyster Creek	24	-	(7)	-	14	(3)	10
NELP	140	(25)	-	-	68	-	68
AU 31 DÉCEMBRE 2014							
EcoÉlétrica	333	(70)	(3)	(3)	65	(1)	64
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	652	(74)	(42)	(42)	140	(42)	98
WSW Energie und Wasser AG	976	(13)	(7)	(6)	10	1	11
Megal GmbH	112	(50)	(9)	5	15	-	15
Tihama Power Generation Co	71	(5)	(16)	(1)	9	(1)	8
Maia Eolis	34	(24)	(2)	1	(1)	(1)	(2)
Oyster Creek	144	(28)	(3)	-	89	(3)	86
NELP	126	(23)	(1)	-	117	-	117

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

INFORMATIONS SUR L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	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 2015										
EcoEléctrica	33	137	998	57	31	75	30	975	50,00	487
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal ⁽¹⁾	402	258	2 401	519	220	1 203	146	972	50,00	388
WSW Energie und Wasser AG ⁽²⁾	21	158	805	60	147	124	93	561	33,10	194
Megal GmbH	17	1	711	84	48	279	90	228	49,00	112
Tihama Power Generation Co	37	90	702	70	26	543	17	173	60,00	104
Maia Eolis	56	27	314	21	20	120	40	196	49,00	96
Oyster Creek	-	178	60	12	5	152	7	61	50,00	30
NELP	4	75	296	-	13	-	58	305	50,00	153
AU 31 DÉCEMBRE 2014										
EcoEléctrica	112	134	923	76	32	118	28	915	50,00	458
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal ⁽¹⁾	307	594	2 032	603	142	1 130	182	875	50,00	348
WSW Energie und Wasser AG ⁽²⁾	48	121	792	46	128	121	94	573	33,10	199
Megal GmbH	14	1	724	106	37	249	97	249	49,00	122
Tihama Power Generation Co	38	45	626	53	33	486	18	120	60,00	72
Maia Eolis	51	35	313	20	19	123	40	197	49,00	97
Oyster Creek	15	159	54	9	5	149	6	58	50,00	29
NELP	29	79	285	-	29	-	74	290	50,00	145

(1) Au niveau du sous-groupe portugais, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 776 millions d'euros. La quote-part de ces 776 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 388 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 une quote-part additionnelle de 12 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 2015.

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoEléctrica	-	138	-	-	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	23	51	-	28	-	1	-
Energieversorgung Gera GmbH	6	36	-	9	-	-	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	-	-
Futures Energies Investissements Holding	-	-	2	-	80	-	-
Autres	27	27	1	14	109	4	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	121	252	3	51	189	5	-

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 326 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre 298 millions d'euros au 31 décembre 2014). Le montant des pertes non comptabilisées relatif à l'exercice 2015 s'élève à 28 millions d'euros.

Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement (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 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 2015, 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 1 733 millions de dollars américains (1 592 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 408 millions de dollars américains (375 millions d'euros),

- une garantie de bonne fin de construction à hauteur de 1 230 millions de dollars américains (1 130 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,
- des garanties diverses pour un montant total de 95 millions de dollars américains (87 millions d'euros) ;
- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 520 millions de reais brésiliens (1 064 millions d'euros).

Au 31 décembre 2015, 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 11 300 millions de reais brésiliens (2 659 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 1 579 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 552 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 213 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 378 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 436 millions d'euros.

NOTE 4 Principales variations de périmètre

4.1 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2015, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et le total des «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élèvent respectivement à 4 607 millions d'euros et 699 millions d'euros.

Les principales catégories d'actifs et de passifs reclassés sur ces deux lignes de l'état de situation financière sont présentées ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	4 139
Autres actifs	468
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	4 607
Dettes financières	244
Autres passifs	455
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	699

Au 31 décembre 2015, les actifs destinés à être cédés comprennent uniquement le portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis (branche Energy International).

Portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis

Au 31 décembre 2015, le Groupe a considéré, au regard de l'avancement du processus de cession, que la vente de son portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis était hautement probable et a donc procédé au classement de ce portefeuille en tant qu'«Actifs destinés à être cédés».

Ce périmètre destiné à être cédé comprend 31 centrales d'une capacité nette totale de 9,9 GW ainsi que deux actifs de transport de gaz ; ces actifs opèrent sur les marchés d'Ercot, PJM et New England. La valeur comptable de ce groupe destiné à être cédé étant supérieure de 1 111 millions d'euros au prix de cession attendu, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur à hauteur de ce montant. Cette dépréciation de 1 111 millions d'euros a été imputée pour 911 millions d'euros sur la totalité du *goodwill* alloué à ce groupe d'actifs destinés à être cédés, et pour 200 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels de ce même portefeuille.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» se traduit au 31 décembre 2015 par une diminution de la dette nette de 193 millions d'euros.

Au 31 décembre 2015, le montant cumulé des éléments recyclables du résultat global relatif à ce périmètre s'élève à +559 millions d'euros, et correspond essentiellement au montant positif des réserves de conversion.

4.2 Acquisition de Solairedirect

Le 3 septembre 2015, le Groupe a finalisé l'acquisition de 96,55% du capital de Solairedirect, société ayant pour activité le développement, la construction et l'exploitation, au travers de contrats de service, d'infrastructures photovoltaïques. Solairedirect exploite des capacités de production s'établissant à environ 490 MW (dont 60 MW exploités en propre et 430 MW via des contrats d'opérations et de maintenance).

Le Groupe a procédé à un investissement global de 334 millions d'euros via les opérations suivantes réalisées le 3 septembre 2015 :

- acquisition pour un prix total de 177 millions d'euros de 94,16% des actions Solairedirect ainsi que la totalité des bons de souscription d'actions (BSA) détenus par le management de la société ;
- souscription concomitante à une augmentation de capital réservée d'un montant de 130 millions d'euros, qui porte le taux de détention du Groupe dans Solairedirect à 96,55% ;
- la transaction comprend également des clauses d'ajustement de prix conditionnées à l'atteinte d'objectifs opérationnels dans les deux années suivant l'acquisition. À date d'acquisition, la juste valeur de ces clauses, estimée à 28 millions d'euros, est intégrée dans le prix d'acquisition de Solairedirect.

Solairedirect est consolidée par intégration globale depuis le 3 septembre, date de prise de contrôle. Au 31 décembre 2015, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours de l'année 2016. Le *goodwill* provisoire s'élève à 123 millions d'euros.

Cette transaction a un impact net de -139 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe à date d'acquisition. Il est constitué du décaissement de 177 millions diminué de la trésorerie acquise de 38 millions d'euros.

La contribution de Solairedirect au résultat consolidé 2015 du Groupe ENGIE n'est pas significative.

4.3 Autres opérations et changements de méthode de consolidation de l'exercice 2015

4.3.1 Changement de méthode de consolidation de Solféa

Le 21 décembre 2015, le Groupe et BNP Paribas ont approuvé un amendement au pacte d'actionnaires de Solféa, société qu'ils détiennent respectivement à hauteur de 55% et de 45%. Cet amendement se traduit pour le Groupe par la perte du contrôle de cette société. La participation détenue par le Groupe est, depuis cette date, consolidée par mise en équivalence.

Ce changement de méthode de consolidation se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 539 millions d'euros. La valeur comptable de cette coentreprise s'élève à 7 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Le résultat de réévaluation dégagé lors de ce changement de méthode de consolidation n'est pas matériel.

4.3.2 Autres opérations de l'exercice 2015

Diverses acquisitions, prises de participations et cessions, dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers du Groupe sont non significatives, ont également été réalisées au cours de l'exercice 2015, notamment les acquisitions dans la branche Énergie Services de Desa Australia et de TSC Group Services en Australie, d'IMA au Chili, de Nexilis en France et de Vandewalle en Belgique ainsi que la cession dans la branche Énergie Europe de GDF SUEZ Energia Magyarországt Zrt. en Hongrie.

4.4 Principales variations de périmètre de l'exercice 2014

4.4.1 Prise de contrôle de GTT à l'issue de son introduction en bourse

La société Gaztransport & Technigaz (GTT), société française d'ingénierie navale, spécialisée dans les technologies de confinement à membrane cryogénique pour le transport du GNL, a été introduite en bourse par ses actionnaires le 27 février 2014, sur la base d'un cours de 46 euros par action. Avant cette opération, le capital de cette société était réparti entre trois actionnaires : ENGIE (40%), Total (30%) et le fonds d'investissement Hellman & Friedman (30%). La participation de 40% que détenait ENGIE dans GTT était comptabilisée en tant qu'entreprise associée, selon la méthode de la mise en équivalence.

À l'issue de ce processus de mise en bourse, ENGIE détient près de 40,4% du capital de GTT. La dispersion de l'actionnariat et la capacité du Groupe ENGIE à contrôler les décisions clés de GTT ont conduit le Groupe à considérer qu'il exerçait désormais un contrôle de fait sur cette société. GTT est donc consolidée par intégration globale dans les

états financiers du Groupe ENGIE depuis le 3 mars 2014, date de règlement-livraison des titres dans le cadre de l'introduction.

Les 40% d'intérêts précédemment détenus dans GTT ont été évalués à la juste valeur sur la base du cours de clôture du 3 mars 2014 (soit 46,50 euros par action, pour une valeur totale de 688 millions d'euros). Cette réévaluation s'est traduite par la constatation d'un gain de réévaluation de 359 millions d'euros.

4.4.2 Opérations et changements de méthodes de consolidations relatifs aux secteurs de la distribution et de la commercialisation d'électricité et de gaz naturel en Belgique

4.4.2.1 Cession de la participation dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes et rachat de participations ne donnant pas le contrôle d'Electrabel Customer Solutions

Le 29 décembre 2014, le Groupe (via sa filiale Electrabel) a finalisé les deux opérations suivantes avec les pouvoirs publics flamands :

- Electrabel a cédé au secteur public, pour un montant de 911 millions d'euros, l'intégralité des 30% d'intérêts résiduels qu'il détenait dans le capital des sept sociétés intercommunales mixtes gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz en Flandre. La plus-value de cession réalisée sur ces titres disponibles à la vente s'est élevée à 323 millions d'euros et a été présentée, dans le compte de résultat 2014, sur la ligne «Autres éléments non récurrents» du résultat des activités opérationnelles ;
- concomitamment, Electrabel a acquis pour un prix de 101 millions d'euros les participations ne donnant pas le contrôle détenues par le secteur public flamand dans Electrabel Customers Solutions (ECS), la filiale du Groupe en charge des activités de ventes d'énergies (gaz et électricité) à destination des clients professionnels et résidentiels en Belgique. S'agissant d'une transaction entre actionnaires, la différence de 108 millions d'euros entre le prix d'acquisition et la valeur comptable de la participation acquise a été comptabilisée en déduction des capitaux propres part du Groupe.

4.4.2.2 Participation dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution

Suite aux dispositions prises en matière de gouvernance d'Ores Assets, le gestionnaire unique des réseaux de distribution en Wallonie constitué fin 2013, le Groupe a cessé d'exercer une influence notable sur Ores Assets à compter du 26 juin 2014 et a comptabilisé depuis cette date sa participation de 25% dans ce dernier en tant que «Titres disponibles à la vente». Conformément aux dispositions normatives applicables, la participation conservée a été comptabilisée à sa juste valeur en date du 26 juin 2014, ce qui a conduit le Groupe à constater un gain de réévaluation de 174 millions d'euros qui est présenté, dans le compte de résultat 2014, sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles.

4.4.3 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2014

Les cessions réalisées au cours de l'exercice 2014 se sont traduites par la constatation d'un résultat de cession cumulé de 593 millions d'euros au 31 décembre 2014 (dont 233 millions d'euros sur la ligne «Effets de périmètre» et 360 millions d'euros sur la ligne «Autres éléments non

récurrents» du compte de résultat) et par une réduction de l'endettement de 3 231 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2013.

<i>En millions d'euros</i>	Réduction de l'endettement net
Opérations finalisées sur 2014 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2013	(385)
Cession d'une participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil - «Jirau» (Brésil)	(318)
Cession de 50% de Futures Énergies Investissements Holding (France)	(67)
Opérations de l'exercice 2014	(2 196)
Cession des participations dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes (Belgique)	(911)
Cession du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Panama et au Costa Rica	(771)
Cession de la participation de 49% dans ISAB Energy (Italie)	(153)
Cessions d'actifs d'exploration-production	(239)
<i>Cession d'une participation de 20% dans la société NGT B.V. (Pays-Bas)</i>	
<i>Cession de la société Enerci (Côte d'Ivoire)</i>	
<i>Cession d'un actif d'exploration-production en Allemagne</i>	
Encaissement du solde du prix de cession de la participation de 24,5% dans SPP (Slovaquie) - Transaction réalisée en 2013	(122)
Autres opérations de cession individuellement non significatives	(650)
TOTAL	(3 231)

NOTE 5 Information sectorielle

5.1 Secteurs opérationnels

Les secteurs opérationnels présentés ci-après correspondent aux secteurs revus par le Comité de Direction Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs ainsi que l'évaluation de leurs performances. Aucun regroupement de secteur opérationnel n'a été effectué. Le Comité de Direction Groupe est le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8.

Jusqu'au 31 décembre 2015, le Groupe est organisé autour des cinq branches opérationnelles suivantes : Energy International, Énergie Europe, Global Gaz & GNL, Infrastructures et Énergie Services.

La **branche Energy International (BEI)** : les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie-Pacifique, Royaume-Uni, Turquie et Moyen-Orient. Elles distribuent et commercialisent du gaz en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie et Turquie. La branche intervient également dans l'importation et la regazéification de gaz naturel en Amérique du Nord et au Chili et dans le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.

La **branche Énergie Europe (BEE)** gère les activités de production d'électricité et de vente d'énergies en Europe continentale. Elle exploite à ce titre l'ensemble des actifs du Groupe en Europe continentale, dans le domaine du gaz (hors infrastructures rattachées à la branche Infrastructures) et de l'électricité.

La **branche Global Gaz & GNL** gère les activités amont de la chaîne de valeur du gaz naturel. Dans le domaine de l'exploration-production, la branche mène des activités de prospection, de développement, et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers. Sur la chaîne du GNL, la branche gère un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme et des participations dans des usines de liquéfaction, exploite une flotte de méthaniers et dispose de capacités de regazéification dans des terminaux méthaniers. La branche vend une partie du GNL en portefeuille à d'autres entités du Groupe, et plus particulièrement à l'activité «approvisionnement gaz» de la branche Énergie Europe.

La **branche Infrastructures** : les filiales concernées 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.

La **branche Énergie Services** : les filiales concernées conçoivent et mettent en œuvre des solutions d'efficacité énergétique et environnementale au travers de prestations multi-techniques, que ce soit dans les domaines de l'ingénierie, de l'installation ou des services à l'énergie.

La ligne «Autres» présentée dans les tableaux ci-après regroupe les contributions des entités holdings corporate, des entités dédiées au financement centralisé du Groupe, les contributions respectives des activités de Solairedirect et des activités du Groupe en Chine, ainsi que la contribution de SUEZ Environnement en tant qu'entreprise associée.

Les méthodes comptables et d'évaluation retenues pour l'élaboration du reporting interne revu par le Comité de Direction Groupe sont identiques à celles utilisées pour l'établissement des comptes consolidés. Les indicateurs EBITDA, capitaux engagés industriels et investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) sont réconciliés aux comptes consolidés.

Outre les ventes de GNL de la branche Global Gaz & GNL à la branche Énergie Europe, les principales relations entre secteurs opérationnels concernent les relations entre la branche Infrastructures et la branche Énergie Europe.

Les prestations relatives à l'utilisation par la branche Énergie Europe 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 et résultent notamment de mises aux enchères de capacités disponibles.

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.

En avril 2015, ENGIE a annoncé une nouvelle organisation effective au 1^{er} janvier 2016, autour de 24 *business units* essentiellement géographiques. L'information sectorielle 2016 sera donc redéfinie en conséquence.

5.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

CHIFFRE D'AFFAIRES

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Energy International	14 534	202	14 737	13 977	1 268	15 245
Énergie Europe	32 011	667	32 678	35 158	1 262	36 420
Global Gaz & GNL	4 246	1 747	5 993	6 883	2 668	9 551
Infrastructures	3 055	3 553	6 608	2 994	3 818	6 812
Énergie Services	16 001	190	16 190	15 673	201	15 874
Autres	36	-	36	-	-	-
Élimination des transactions internes	-	(6 360)	(6 360)	-	(9 216)	(9 216)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	69 883	-	69 883	74 686	-	74 686

EBITDA

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	3 589	3 716
Énergie Europe	1 612	2 015
Global Gaz & GNL	1 625	2 225
Infrastructures	3 402	3 274
Énergie Services	1 227	1 127
Autres	(194)	(225)
TOTAL EBITDA	11 262	12 133

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	(989)	(970)
Énergie Europe	(1 019)	(1 111)
Global Gaz & GNL	(944)	(926)
Infrastructures	(1 328)	(1 280)
Énergie Services	(369)	(338)
Autres	(90)	(95)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(4 740)	(4 720)

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	310	204
Énergie Europe	(43)	76
Global Gaz & GNL	18	31
Infrastructures	7	12
Énergie Services	24	1
Autres	157	118
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ Environnement</i>	134	118
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	473	441

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	2 596	2 745
Énergie Europe	587	908
Global Gaz & GNL	535	1 064
Infrastructures	2 072	1 994
Énergie Services	854	791
Autres	(319)	(346)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 326	7 156

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	16 287	22 041
Énergie Europe	12 432	13 993
Global Gaz & GNL	3 674	6 052
Infrastructures	19 026	19 148
Énergie Services	4 698	4 102
Autres	3 782	3 428
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ Environnement</i>	1 974	1 994
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	59 899	68 764

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	1 693	1 718
Énergie Europe	1 461	1 169
Global Gaz & GNL	1 059	1 208
Infrastructures	1 534	1 729
Énergie Services	838	1 105
Autres	655	151
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 240	7 080

5.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

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

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
France	25 066	27 834	29 305	30 963
Belgique	9 067	8 525	2 203	2 907
Autres Union européenne	18 507	20 516	10 908	10 880
Autres pays d'Europe	2 103	1 832	735	1 080
Amérique du Nord ⁽¹⁾	4 592	3 829	1 831	6 198
Asie, Moyen-Orient et Océanie	6 165	7 404	7 131	8 854
Amérique du Sud	4 076	4 302	7 213	7 268
Afrique	306	444	573	613
TOTAL	69 883	74 686	59 899	68 764

(1) La variation des capitaux engagés industriels s'explique par le classement du portefeuille d'actifs de production d'électricité merchant aux États-Unis en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 4.1 « Actifs destinés à être cédé »).

5.4 Réconciliation des indicateurs avec les états financiers

5.4.1 Réconciliation de l'EBITDA

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

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 326	7 156
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 885	4 956
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	50	21
EBITDA	11 262	12 133

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	64 001	71 601
(+) Goodwills	19 024	21 222
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France - SUEZ ⁽¹⁾	(6 647)	(8 216)
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(2 036)	(2 502)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 042	1 779
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	6 977	7 055
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(168)	(152)
(+) Clients et autres débiteurs	19 349	21 558
(-) Appels de marge ^(1, 2)	(1 054)	(1 257)
(+) Stocks	4 207	4 891
(+) Autres actifs courants et non courants	9 851	10 606
(+) Impôts différés	(6 851)	(8 071)
(+ Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ⁽¹⁾	(100)	(188)
(-) Provisions	(18 835)	(18 539)
(+ Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	1 894	2 168
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(17 101)	(18 799)
(+ Appels de marge ^(1, 2)	1 476	1 309
(-) Autres passifs	(15 128)	(15 701)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	59 899	68 764

(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.

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Investissements corporels et incorporels	6 459	5 790
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	259	340
(+ Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis)	246	208
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	241	398
Acquisitions de titres disponibles à la vente	252	246
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(245)	(8)
(+ Autres)	(1)	(2)
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	42	126
(+ Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle)	(12)	(18)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 240	7 080

NOTE 6 Éléments du résultat opérationnel courant

6.1 Chiffre d'affaires

La répartition du chiffre d'affaires du Groupe est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Ventes d'énergies	49 455	55 605
Prestations de services	19 712	18 308
Produits de location et contrats de construction	716	773
CHIFFRE D'AFFAIRES	69 883	74 686

La ligne «Produits de location et contrats de construction» concerne principalement des produits de location simple pour 632 millions d'euros (contre 692 millions d'euros en 2014).

6.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Avantages à court terme	(9 669)	(9 303)
Paielements fondés sur des actions (cf. Note 23)	(50)	(22)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 19.3.4)	(314)	(315)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 19.4)	(134)	(139)
CHARGES DE PERSONNEL	(10 168)	(9 779)

6.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Dotations aux amortissements (cf. Notes 13 et 14)	(4 740)	(4 720)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(208)	(249)
Variation nette des provisions (cf. Note 18)	(59)	172
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	(5 007)	(4 797)

Au 31 décembre 2015, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 737 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 4 011 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles. Leur répartition par nature d'actif est présentée dans les Notes 13 «Immobilisations incorporelles» et 14 «Immobilisations corporelles».

NOTE 7 Résultat des activités opérationnelles

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 326	7 156
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(261)	(298)
Pertes de valeur	(8 748)	(1 037)
Restructurations	(265)	(167)
Effets de périmètre	(46)	562
Autres éléments non récurrents	(248)	353
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(3 242)	6 569

7.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 261 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre une charge nette de 298 millions d'euros au 31 décembre 2014 et résulte essentiellement de l'évolution de la juste valeur (i) des contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IAS 39 et (ii) des instruments

financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture.

Cette charge résulte principalement (i) d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes, partiellement compensé par (ii) un effet positif net lié au déblocement d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position négative nette au 31 décembre 2014.

7.2 Pertes de valeur

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Pertes de valeur :		
<i>Goodwills</i>	(2 628)	(82)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(5 731)	(924)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	(188)	-
Actifs financiers	(214)	(87)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(8 761)	(1 094)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	7	57
Actifs financiers	6	-
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	13	57
TOTAL	(8 748)	(1 037)

Les pertes de valeur nettes de 8 748 millions d'euros se répartissent principalement entre les branches Global Gaz & GNL (4 160 millions d'euros), Energy International (3 457 millions d'euros) et Énergie Europe (883 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 2015 s'élève à 6 761 millions d'euros.

Au 31 décembre 2015, 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Localisation	Pertes de valeur sur goodwill	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 des pertes de valeur	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
UGT goodwill Global Gaz & GNL		(1 619)	(2 541)		(4 160)	Valeur d'utilité - DCF	6,5% - 13,5%
Actifs d'exploration-production			(2 454)				
	Mer du Nord (Norvège/ Pays-Bas/ Royaume-Uni)		(1 019)			Valeur d'utilité - DCF	
	Allemagne		(634)			Valeur d'utilité - DCF	
	Algérie		(268)			Valeur d'utilité - DCF	
	Australie		(257)			Multiple des réserves	
	Indonésie		(223)			Valeur d'utilité - DCF	
	Égypte		(53)			Valeur d'utilité - DCF	
Licences d'exploration-production	Qatar		(87)			Juste valeur	
UGT goodwill Energy - Amérique du Nord		(927)	(405)		(1 331)		
Portefeuille d'actifs de production d'électricité <i>merchant</i>	États-Unis	(911)	(200)			Juste valeur diminuée des coûts de cession	
Terminal de regazéification	États-Unis		(195)			Valeur d'utilité - DCF	6,95%
Autres		(16)	(9)				
UGT goodwill Energy - Amérique latine		-	(54)	(188)	(242)		
Participation dans un terminal de regazéification	Uruguay			(188)		Juste valeur	
Autres actifs corporels et incorporels			(54)				
UGT goodwill Energy - Asie-Pacifique		-	(1 009)		(1 009)		
Centrale			(1 009)			Valeur d'utilité - DCF	7,8%
UGT goodwill Energy - Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique		(83)	(630)		(713)		
Centrale thermique	Inde	(83)	(630)				11,85%
UGT goodwill Energy - Royaume-Uni - Turquie			(151)		(151)		
Centrale thermique	Royaume-Uni		(151)			Valeur d'utilité - DCF	6,4%
UGT goodwill Énergie - Central Western Europe			(550)		(550)		
Marque GDF Gaz de France	France		(455)			Valeur d'utilité - DCF	8,6%
Actif incorporel Relations clients	France		(95)			Valeur d'utilité - DCF	8,6%
Autres pertes de valeur en Europe			(194)		(194)		
Centrale thermique	Pologne		(103)			Valeur d'utilité - DCF	8,6%
Centrale thermique	Espagne		(91)			Valeur d'utilité - DCF	7,7%
Autres pertes de valeur		-	(197)	-	(197)		
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015		(2 628)	(5 731)	(188)	(8 547)		

7.2.1 Informations sur les projections de flux de trésorerie utilisées dans les tests de perte 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 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction 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 2016-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en janvier 2016 par le Comité de Direction du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

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

7.2.2 UGT Global Gaz & GNL

L'UGT Global Gaz & GNL regroupe les activités amont du Groupe dans la chaîne de valeur du gaz naturel. Celles-ci comprennent :

- les activités d'exploration-production à savoir, la prospection, le développement et l'exploitation de champs gaziers et pétroliers. Les principaux projets et champs exploités par le Groupe sont situés en Allemagne, au Royaume-Uni, en Norvège, aux Pays-Bas, en Algérie et en Indonésie ;
- les activités relatives au GNL à savoir, la gestion et la commercialisation d'un portefeuille diversifié de contrats d'approvisionnement long terme, la gestion des participations dans des usines de liquéfaction, l'exploitation d'une flotte de méthaniers et de capacités de regazéification dans des terminaux méthaniers ainsi que le développement et la commercialisation de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport du GNL par GTT, filiale du Groupe spécialisée dans l'ingénierie navale.

Avant le test de perte de valeur, le montant total des *goodwills* affectés à cette UGT s'élevait à 1 997 millions d'euros.

Contexte économique et résultats du test de perte de valeur 2015

Les activités de production de pétrole et de gaz du Groupe sont confrontées, comme l'ensemble des acteurs du secteur, à un environnement de marché particulièrement difficile marqué par la chute importante des prix du pétrole et du gaz naturel. Comparativement à fin 2014, les prix *spots* du Brent et du gaz naturel au 31 décembre 2015 affichent des baisses de 36% et 8% respectivement et les prix de marché *forward* sur la période 2016 et 2017 ont reculé en moyenne de

38% pour le Brent et 28% pour le gaz. Ces conditions de marché ainsi que l'analyse des fondamentaux de marché ont également conduit le Groupe à revoir sensiblement à la baisse son scénario de référence en ce qui concerne les trajectoires de prix de ces matières premières sur les horizons à moyen et long terme. Ces effets prix drastiques expliquent l'essentiel des pertes de valeur de 2 541 millions d'euros comptabilisées sur les actifs de production, les champs gaziers en développement et les licences d'exploration-production au 31 décembre 2015.

De leur côté, les activités GNL sont également durement affectées par la dégradation brutale des conditions de marché du GNL : les prix de marché *spots* en Asie ont chuté et se sont élevés en moyenne à 8 \$/MMbBtu en 2015 contre 15 \$/MMbBtu en 2014, la part indexée Brent des prix de vente des contrats long terme de vente de GNL subit les effets du recul du Brent, enfin, le ralentissement de la demande de GNL en Asie et l'augmentation des volumes de GNL flexibles disponibles sur le marché pèsent défavorablement sur les volumes et les opportunités de reroutage de cargos. Ces conditions économiques difficiles devraient perdurer sur le moyen terme compte tenu notamment de l'afflux d'offre de GNL sur le marché, alimenté par la mise en service de nouvelles capacités de liquéfaction en Australie et aux États-Unis sur la période 2015-2017 et de la faiblesse de la demande de GNL en Asie. Enfin, l'usine de liquéfaction Yemen LNG, qui fournit près de 38 cargaisons de GNL par an au Groupe, a cessé ses livraisons depuis avril 2015 en raison de la dégradation de la situation sécuritaire près du site de production.

La baisse de la valeur d'entreprise qui en résulte a conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 1 619 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Global Gaz et GNL. À l'issue de cette dépréciation, le *goodwill* résiduel de l'UGT s'élève à 378 millions d'euros.

Au total, les pertes de valeur comptabilisées sur l'UGT *goodwill* Global Gaz & GNL s'élèvent à 4 160 millions d'euros. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeurs imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du groupe s'élève à 3 058 millions d'euros.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

La valeur recouvrable de l'UGT a été déterminée sur la base (i) du cours de bourse en ce qui concerne la filiale cotée GTT et (ii) de la valeur d'utilité pour l'ensemble des autres activités composant l'UGT. La valeur d'utilité a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période.

Au-delà de cette période, les flux de trésorerie des actifs d'exploration-production, en phase de développement ou de production, sont projetés sur la durée de vie résiduelle des réserves prouvées et probables sous-jacentes.

En ce qui concerne les activités de GNL en dehors de GTT, la valeur terminale en 2021 a été déterminée en considérant une extension ou un renouvellement des contrats d'approvisionnement existants à cette date jusqu'en 2060, et en appliquant un taux de marge normatif à ces volumes.

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du prix des hydrocarbures, l'évolution de la parité euro/dollar, les estimations des réserves prouvées et probables, l'évolution de la demande et de l'offre de gaz naturel liquéfié, la date de redémarrage de l'usine de liquéfaction de Yemen LNG ainsi que les perspectives futures des marchés. Les valeurs retenues reflètent

les meilleures estimations des prix de marché et de l'évolution future attendue de ces marchés.

Les projections utilisées pour les prix du pétrole et du gaz naturel au-delà de l'horizon liquide sont en ligne avec le consensus établi à partir d'un panel de plusieurs études externes. Le test intègre une hypothèse de redémarrage de Yemen LNG.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 6,5% et 13,5% et diffèrent essentiellement en fonction des primes de risque attribuées aux pays dans lesquels le Groupe opère.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé entraînerait des pertes de valeur complémentaires de 70 millions d'euros sur les actifs d'exploration-production et de 60 millions d'euros sur la *goodwill* de l'UGT Global Gaz & GNL.

Une diminution de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé entraînerait une diminution des pertes de valeur comptabilisées de 70 millions d'euros sur les actifs d'exploration-production et de 60 millions d'euros sur la *goodwill* de l'UGT Global Gaz & GNL.

Une diminution de 10% des cours des hydrocarbures dans les activités d'exploration-production, entraînerait des pertes de valeur complémentaires de 530 millions d'euros sur les actifs d'exploration-production et de 270 millions d'euros sur la *goodwill* de l'UGT Global Gaz & GNL.

Une augmentation de 10% des cours des hydrocarbures dans les activités d'exploration-production, entraînerait, quant à elle, une diminution des pertes de valeur de 590 millions d'euros sur les actifs d'exploration-production et de 240 millions d'euros sur la *goodwill* de l'UGT Global Gaz & GNL.

Un décalage d'un an de redémarrage de l'usine de liquéfaction Yemen LNG entraînerait des pertes de valeur complémentaires de 120 millions d'euros sur la *goodwill* de l'UGT Global Gaz & GNL.

7.2.3 Actifs de la branche Energy International

Amérique du Nord

La perte de valeur comptabilisée sur les actifs de l'UGT *goodwill* Amérique du Nord s'élève à 1 331 millions d'euros et se compose essentiellement d'une perte de valeur de 1 111 millions d'euros sur un groupe d'actifs destinés à être cédés et d'une perte de valeur de 195 millions relative au terminal de regazéification d'Everett. Ces pertes s'inscrivent dans un environnement de marché dégradé tant pour l'électricité que pour le GNL.

Au 31 décembre 2015, le Groupe a classé son portefeuille de production d'électricité *merchant* aux États-Unis en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 4.1 «*Actifs destinés à être cédés*»). La valeur comptable de ce groupe d'actifs destinés à être cédés étant supérieure de 1 111 millions d'euros à sa valeur de cession attendue, une perte de valeur de 1 111 millions d'euros a été comptabilisée au 31 décembre 2015. Cette perte a été imputée pour 911 millions d'euros sur la totalité du *goodwill* alloué à ce portefeuille d'actifs destinés à être cédés, et pour 200 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels de ce même portefeuille.

L'UGT relative aux activités dans le gaz naturel liquéfié comprend les opérations d'importation et de regazéification de gaz naturel liquéfié, leur commercialisation dans le Nord-Est des États-Unis et à Porto Rico, ainsi que l'optimisation des volumes flexibles des contrats d'approvisionnement via des ventes de cargaisons vers des marchés offrant des marges plus rémunératrices. Au cours de l'année 2015, la baisse importante des prix de vente du gaz naturel liquéfié sur les

marchés asiatiques, les modifications apportées aux contrats d'approvisionnement, ainsi que la persistance de la faiblesse des prix du gaz sur le marché intérieur étasunien ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 195 millions d'euros sur les actifs corporels (terminal d'Everett) de cette UGT. La valeur comptable résiduelle des actifs corporels du terminal d'Everett est non significative.

La valeur d'utilité de ce projet a été calculée à partir des projections des flux de trésorerie établies par le Management. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions de flux de trésorerie s'élève à 6,95%.

Amérique latine

En Uruguay, la coentreprise GNL Sur (50% ENGIE, 50% Marubeni), en charge du projet de construction d'un terminal flottant de stockage et de regazéification du GNL dans le cadre d'un contrat BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer*) conclu avec l'entreprise étatique uruguayenne Gas Sayago, a pris acte de l'impossibilité de poursuivre l'exécution du contrat et a mis un terme à ce contrat dans le cadre d'un accord à l'amiable conclu en septembre 2015. En vertu de cet accord, la coentreprise a transféré l'ensemble des actifs en cours de construction à Gas Sayago et s'est acquittée de l'indemnité prévue dans le cadre des garanties de bonne fin.

En conséquence, le Groupe a comptabilisé une charge totale de 188 millions d'euros au titre de la dépréciation de l'intégralité de son investissement net dans le projet et des coûts de sortie relatifs aux garanties appelées.

Asie-Pacifique

La dégradation des performances techniques (arrêts non programmés, rendement thermique faible) d'une centrale, ainsi que les baisses de prix constatées sur le marché dans lequel opère l'actif, ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 1 009 millions d'euros sur cet actif. Le montant de la perte comptabilisée est très peu sensible à un changement d'hypothèse clé utilisée dans le calcul de la valeur recouvrable.

Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique

La centrale charbon de 700 MW en cours de construction au sein de l'entité Meenakshi Energy Private Limited, détenue à hauteur de 89% par le Groupe, est confrontée à un certain nombre de difficultés techniques, de retards et de surcoûts. Dans ce contexte, le test de perte de valeur réalisé par le Groupe sur sa participation dans Meenakshi se traduit par la constatation d'une perte de valeur totale de 713 millions d'euros. Cette perte a été imputée à hauteur de 83 millions d'euros sur le *goodwill* constaté lors de l'acquisition de Meenakshi, et pour le solde soit 630 millions d'euros, sur les actifs corporels de l'entité.

Royaume-Uni - Turquie

Au Royaume-Uni, la détérioration en 2015 des prévisions de *clean spark spread*, ainsi que la faiblesse des rémunérations de capacité, ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 151 millions d'euros sur une centrale thermique.

La valeur d'utilité de cet actif a été calculée sur la base des projections des flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction du Groupe, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation de la centrale. Les prévisions concernant l'évolution de la demande d'électricité, du prix des combustibles et de l'électricité, de la taxe carbone ainsi que le niveau des rémunérations de capacité à compter de 2021 constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur. Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser des

perdes de valeur complémentaires d'un montant total de 3 millions d'euros sur cet actif de production thermique. Une diminution de 500 points de base des marges captées par cette centrale thermique se traduirait par des pertes de valeur complémentaires d'un montant total de 34 millions d'euros.

7.2.4 Actifs de la branche Énergie Europe

Marque GDF Gaz de France et actif incorporel «relations clients B2C France»

Dans le cadre de la fusion avec Gaz de France en 2008, le Groupe avait comptabilisé un actif incorporel à durée de vie indéfini de 526 millions d'euros relatif à la marque GDF Gaz de France ainsi qu'un actif incorporel amortissable relatif à la valeur du portefeuille clients B2C France acquis en date de fusion, dont la valeur comptable au 31 décembre 2015 s'élevait à 424 millions d'euros.

En 2015, la valeur de ces actifs est affectée par l'intensification de la pression concurrentielle qui se traduit par une baisse des marges opérationnelles des activités de commercialisation d'énergie en France. Cette situation impacte plus particulièrement le segment de clientèle B2B dont les pertes de part de marché se sont accrues en 2015 du fait de la suppression fin 2015 des tarifs réglementés de vente (TRV) pour les clients professionnels.

Afin de redynamiser et de clarifier son offre de commercialisation d'énergie en France, le Groupe a décidé en octobre 2015 de procéder à un changement de marques commerciales : la marque «ENGIE» porte désormais l'ensemble des offres de marché gaz, électricité et service, tandis que la marque «Tarif réglementé gaz GDF SUEZ» devient la marque commercialisant le gaz au TRV sur le segment B2C. Ce changement de marque met fin au caractère indéfini de la durée de vie de la marque corporate GDF Gaz de France. Toutefois, le Groupe considère que les attributs et avantages associés à la marque historique continueront à profiter à l'ensemble des activités de commercialisation

B2C pendant une période estimée à 5 ans. En conséquence, le test de perte de valeur de la marque a été réalisé en appliquant la méthode d'évaluation dite «des redevances» au chiffre d'affaires des activités de commercialisation B2C France sur une période de 5 années. Le taux d'actualisation appliqué s'élève à 8,6%. Le résultat du test conduit à comptabiliser une perte de valeur de 455 millions d'euros sur la marque. La valeur comptable résiduelle de la marque s'élève à 71 millions d'euros au 31 décembre 2015.

La valeur actualisée des projections de profits attribuables au portefeuille clients B2C acquis au moment de la fusion s'élève à 329 millions d'euros. Une perte de valeur de 95 millions d'euros a donc été comptabilisée sur cet actif incorporel Relations clients France au 31 décembre 2015. Le taux d'actualisation appliqué s'élève à 8,6%.

Autres pertes de valeur en Europe

La valeur d'utilité de chacun des actifs a été calculée sur la base des projections des flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction du Groupe, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation de chaque centrale. Les prévisions concernant les modalités et les niveaux de rémunérations de capacité, l'évolution de la demande d'électricité, du prix des combustibles et de l'électricité constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur.

En Espagne, une perte de valeur de 91 millions d'euros a été comptabilisée sur une centrale thermique suite à une baisse combinée des prévisions de *spark spreads* et de rémunérations de capacité. Le taux d'actualisation appliqué s'élève à 7,65%.

En Pologne, les projections du Groupe prévoient un recul de la marge captée par les actifs thermiques sur l'horizon long terme. Une perte de valeur de 103 millions d'euros a été constatée en 2015. Le taux d'actualisation utilisé s'élève à 8,59%.

7.2.5 Pertes de valeur comptabilisées en 2014

Au 31 décembre 2014, les pertes de valeur de 1 006 millions d'euros comptabilisées sur les *goodwills*, les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles se répartissaient comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur goodwill	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	Total des pertes de valeur	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
UGT goodwill Global Gaz & GNL		-	(362)	(362)	Valeur d'utilité - DCF	8% - 15%
Actifs d'exploration-production en Mer du Nord	Mer du Nord		(261)		Valeur d'utilité - DCF	9,0%
Autres actifs et licences d'exploration-production			(44)			
Autres actifs corporels et incorporels			(57)			
UGT goodwill Energy UK - Europe		-	(226)	(226)		
Centrales thermiques	Royaume-Uni		(181)		Valeur d'utilité - DCF	7,2% - 8,7%
Parc éolien et autres actifs corporels et incorporels	Royaume-Uni		(45)		Juste valeur	
UGT goodwill Énergie - Europe de l'Est		(82)	(30)	(112)	Valeur d'utilité - DCF	8,3 - 12,3%
Actifs corporels			(30)		Valeur d'utilité - DCF	
UGT goodwill Énergie - Central Western Europe		-	(109)	(109)	Valeur d'utilité - DCF	6,5 - 9,0%
Centrales thermiques	Pays-Bas/ Belgique		(48)		Valeur d'utilité - DCF	7,4% - 8,1%
Autres actifs corporels et incorporels			(61)			
Autres pertes de valeur		-	(197)	(197)		
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2014		(82)	(924)	(1 006)		

Au total, en tenant compte des pertes de valeur sur actifs financiers, les pertes de valeur (nettes des reprises) se sont élevées à 1 037 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 2014 s'est élevé à 655 millions d'euros.

7.3 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de -265 millions d'euros au 31 décembre 2015, comprennent -47 millions d'euros de coûts externes liés au changement de la marque corporate du Groupe, ainsi que des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -110 millions d'euros dans la branche Énergie Services et -70 millions d'euros dans la branche Énergie Europe.

Au 31 décembre 2014, les charges de restructurations, d'un montant total de -167 millions d'euros, comprenaient des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -70 millions d'euros dans la branche Énergie Services et -58 millions d'euros dans la branche Énergie Europe.

7.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2015, les effets de périmètre s'élevaient à -46 millions d'euros et comprennent essentiellement le résultat de -47 millions d'euros relatif à la cession des activités de GDF SUEZ Energia Magyarország Zrt. en Hongrie, dont -40 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des écarts de conversion comptabilisés en «autres éléments du résultat global» (cf. Note 4.3.2).

Au 31 décembre 2014, les effets de périmètre s'élevaient à 562 millions d'euros, et comprenaient essentiellement :

- un résultat de 359 millions d'euros relatif à l'effet de la réévaluation à la juste valeur des 40% d'intérêts précédemment détenus par le Groupe dans Gaztransport & Technigaz, suite à la prise de contrôle de cette société à l'issue de son introduction en bourse ;
- un résultat de 174 millions d'euros relatif à l'effet de la réévaluation à la juste valeur de la participation du Groupe dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution, suite à la perte d'influence notable et à la comptabilisation de ces titres en tant que «Titres disponibles à la vente».

7.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2015, ce poste comprend notamment une charge de 340 millions d'euros correspondant à la comptabilisation de coûts additionnels de démantèlement sur une centrale, partiellement compensée par la plus-value de 42 millions d'euros réalisée sur la cession des titres disponibles à la vente Portgas, dont 17 millions

d'euros au titre du recyclage en résultat des variations de juste valeur comptabilisées en «Autres éléments du résultat global».

Au 31 décembre 2014, ce poste comprenait pour l'essentiel le résultat réalisé sur la cession de la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes, pour un montant de 323 millions d'euros.

NOTE 8 Résultat financier

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(981)	143	(839)	(1 071)	132	(939)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(276)	154	(122)	(460)	239	(221)
Autres produits et charges financiers	(1 156)	570	(586)	(1 142)	426	(716)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 413)	866	(1 547)	(2 673)	797	(1 876)

8.1 Coût de la dette nette

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

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2015	31 déc. 2014
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 151)	-	(1 151)	(1 204)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	8	8	21
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(8)	-	(8)	(21)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	135	135	111
Coûts d'emprunts capitalisés	178	-	178	154
COÛT DE LA DETTE NETTE	(981)	143	(839)	(939)

La diminution du coût de la dette nette s'explique notamment par les effets positifs liés aux opérations de financement et de restructuration de la dette réalisées par le Groupe, malgré un volume moyen de dette en

légère hausse par rapport à l'année 2014. (cf. Note 15.3.2 «Instruments financiers - Description des principaux événements de la période»).

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

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

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2015	31 déc. 2014
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	(157)	154	(3)	(11)
<i>dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps</i>	<i>(157)</i>	<i>-</i>	<i>(157)</i>	<i>(249)</i>
<i>dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation</i>	<i>-</i>	<i>154</i>	<i>154</i>	<i>239</i>
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	(119)	-	(119)	(211)
<i>dont charges sur opérations de refinancement anticipé</i>	<i>(119)</i>	<i>-</i>	<i>(119)</i>	<i>(211)</i>
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	(276)	154	(122)	(221)

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des opérations de refinancement anticipé (cf. Note 15.3.2 « Instruments financiers - Description des principaux événements de la période ») dont notamment plusieurs rachats de souches obligataires représentant un

montant nominal de 635 millions d'euros. L'impact net du rachat de ces souches et du débouclage des couvertures afférentes s'élève à -113 millions d'euros au 31 décembre 2015.

8.3 Autres produits et charges financières

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(102)	(206)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(2)	(1)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(555)	(518)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(127)	(153)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(46)	(48)
Autres charges financières	(323)	(217)
TOTAL	(1 156)	(1 142)
Autres produits financiers		
Produits des titres disponibles à la vente	101	103
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	26	21
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	79	85
Autres produits financiers	364	217
TOTAL	570	426
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(586)	(716)

NOTE 9 Impôts

9.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

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

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 324 millions d'euros (contre 1 586 millions d'euros en 2014). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Impôt exigible	(1 348)	(1 918)
Impôt différé	1 024	332
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(324)	(1 586)

9.1.2 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. 2015	31 déc. 2014
Résultat net	(5 113)	3 106
• Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	473	441
• Impôt sur les bénéfices	(324)	(1 586)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	(5 261)	4 251
Dont sociétés françaises intégrées	(1 439)	186
Dont sociétés étrangères intégrées	(3 822)	4 065
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	38,0%	38,0%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	1 999	(1 615)
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	(195)	25
Différences permanentes ⁽¹⁾	(1 295)	(93)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ⁽²⁾	136	801
Compléments d'impôt ⁽³⁾	(411)	(571)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ⁽⁴⁾	(1 651)	(750)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus ⁽⁵⁾	431	191
Effet des changements de taux d'impôt	(73)	(42)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ⁽⁶⁾	739	292
Autres	(5)	176
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(324)	(1 586)

- (1) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges non déductibles de l'assiette fiscale des sociétés de projets dans l'exploration-production, les charges opérationnelles réintégrées ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en France.
- (2) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit en France, en Belgique et dans d'autres pays, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités au Luxembourg, en Belgique, en Inde, en Thaïlande et dans d'autres pays, 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.
- (3) 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 et les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, la contribution nucléaire mise à la charge des exploitants d'électricité d'origine nucléaire en Belgique (166 millions d'euros au titre de 2015 et 407 millions d'euros au titre de 2014), les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.
- (4) Comprend l'effet de la non-reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives suffisantes sur les bénéfices futurs des entités concernées. En 2015, cette rubrique comprend l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur immobilisations comptabilisées.
- (5) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales, principalement au Luxembourg en 2015 pour un montant de 338 millions d'euros résultant de l'entrée en vigueur d'une nouvelle législation dès 2016.
- (6) Comprend notamment les reprises de provisions sur risques fiscaux, l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique et des crédits d'impôt en Norvège, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en France.

En 2011, le taux de l'impôt sur les sociétés en France a été porté à 36,10% (contre 34,43% en 2010) pour les entités fiscales dont le chiffre d'affaires dépasse 250 millions d'euros. Ce taux résulte de l'instauration d'une contribution exceptionnelle de 5% applicable au titre des exercices 2011 et 2012. La contribution exceptionnelle a été relevée à 10,70% pour 2013, 2014 et 2015, portant le taux d'imposition à

38,00% pour les exercices 2013, 2014 et 2015. Cette contribution exceptionnelle a été abrogée dans la Loi de Finances 2016 ; le taux d'imposition sera donc ramené à 34,43% à compter du 1^{er} janvier 2016. Pour les sociétés françaises, les différences temporelles sont donc valorisées au taux de 34,43% au 31 décembre 2015.

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

<i>En millions d'euros</i>	Impacts résultat	
	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	176	439
Engagements de retraite	4	(12)
Provisions non déductibles	157	60
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	103	(261)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	267	229
Autres	(138)	(64)
TOTAL	569	391
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 035	178
Mise à la juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(524)	(264)
Autres	(56)	27
TOTAL	455	(59)
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	1 024	332

L'augmentation du produit d'impôt différé provient principalement des effets impôts de certaines pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles comptabilisées en 2015.

9.2 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Actifs financiers disponibles à la vente	(7)	(13)
Écarts actuariels	(139)	516
Couverture d'investissement net	70	94
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(142)	90
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	14	11
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(204)	698
Quote-part des entreprises mises en équivalence	(18)	21
TOTAL	(222)	719

9.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

9.3.1 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2014	978	(9 049)	(8 071)
Effet du résultat de la période	569	455	1 024
Effet des autres éléments du résultat global	(71)	(110)	(180)
Effet de périmètre	23	(8)	16
Effet de change	126	(112)	14
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(571)	914	343
Autres effets	(3)	7	5
Effet de présentation nette par entité fiscale	228	(228)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	1 280	(8 131)	(6 851)

9.3.2 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)

<i>En millions d'euros</i>	Position de clôture	
	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 532	2 655
Engagements de retraite	1 438	1 633
Provisions non déductibles	642	512
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 115	1 129
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	1 795	1 416
Autres	564	667
TOTAL	8 086	8 012
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(12 181)	(14 062)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(1 827)	(1 198)
Autres	(929)	(823)
TOTAL	(14 937)	(16 083)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(6 851)	(8 071)

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 la

période couverte par le plan à moyen terme (2016-2021) validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier.

9.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2015, 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 3 308 millions d'euros (contre 2 328 millions d'euros au 31 décembre 2014). 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, en France, en Australie et au Royaume-Uni) ou limitée à 9 ans aux Pays-Bas. Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu à la comptabilisation 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 1 472 millions d'euros en 2015 contre 1 150 millions d'euros en 2014.

NOTE 10 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 impôt relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- le produit d'impôt différé de 338 millions d'euros comptabilisé en 2015 au titre de l'activation de différences temporelles actives nettes au Luxembourg (cf. Note 9.1.2) ;
- 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		(4 617)	2 437
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		(496)	669
RÉSULTAT NET		(5 113)	3 106
Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»		9 568	587
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	7.1	261	298
<i>Pertes de valeur</i>	7.2	8 748	1 037
<i>Restructurations</i>	7.3	265	167
<i>Effets de périmètre</i>	7.4	46	(562)
<i>Autres éléments non récurrents</i>	7.5	248	(353)
Autres éléments retraités		(1 204)	(210)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	8.1	8	21
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	8.2	122	221
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture</i>	8.3	102	206
<i>Impôt sur les éléments non récurrents</i>		(1 110)	(659)
<i>Produit d'impôt différé au Luxembourg</i>		(338)	-
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>	3	12	2
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		3 251	3 484
Résultat net récurrent des participations ne donnant pas le contrôle		663	760
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		2 588	2 725

(1) Suite à une convention conclue le 30 novembre 2015 entre l'État belge, ENGIE et Electrabel, la charge relative à la contribution nucléaire belge est désormais classée au sein du résultat récurrent. Afin d'assurer la comparabilité entre les deux exercices, la charge nette relative à la contribution 2014 de 397 millions d'euros (soit 407 millions d'euros de contribution nucléaire belge diminuée de 10 millions d'euros refacturés à E.On et autres), qui était exclue du résultat net récurrent 2014 publié, est présentée au sein du résultat récurrent 2014. Le résultat net récurrent part du Groupe 2014 ainsi ajusté s'élève à 2 725 millions d'euros (contre 3 125 millions d'euros pour le résultat net récurrent part du Groupe publié en 2014) (cf. Note 27.1.10 «Contestation des contributions nucléaires en Belgique»).

NOTE 11 Résultat par action

	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe	(4 617)	2 437
Rémunération des titres super-subordonnés	(145)	(67)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	(4 762)	2 370
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	(4 762)	2 370
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 392	2 367
Effet des instruments dilutifs :		
• Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	11	15
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	2 403	2 382
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	(1,99)	1,00
Résultat net part du Groupe par action dilué	(1,99)	0,99

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 relatif, tous les plans de stock-options sont exclus du calcul du résultat dilué par action de 2014 et 2015. Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2015 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action. Tous ces plans sont décrits dans la Note 23 «Paiements fondés sur des actions».

NOTE 12 Goodwills

12.1 Évolution de la valeur comptable

<i>En millions d'euros</i>	Valeur nette
Au 1^{er} janvier 2014	20 420
Pertes de valeur	(82)
Variations de périmètre et Autres	531
Écarts de conversion	353
Au 31 décembre 2014	21 222
Pertes de Valeur	(2 628)
Variations de périmètre et Autres	201
Écarts de conversion	230
AU 31 DÉCEMBRE 2015	19 024

Les effets des variations de périmètre proviennent notamment de la comptabilisation d'un *goodwill* provisoire de 123 millions d'euros suite à l'acquisition de Solairedirect (cf. Note 4.2).

Les écarts de conversion de +230 millions d'euros nets portent essentiellement sur le dollar américain (+218 millions d'euros), la livre sterling (+50 millions d'euros), ainsi que le réal brésilien (-95 millions d'euros).

À l'issue des tests de perte 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 2 628 millions d'euros, dont 1 619 millions sur l'UGT Global Gaz & GNL, 911 millions d'euros sur le groupe d'actifs destinés à être cédés aux

États-Unis et 83 millions d'euros sur l'UGT Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique. Les tests de perte de valeur réalisés en 2015 sur ces UGT sont décrits dans la Note 7.2 «Pertes de valeur».

L'augmentation constatée au 31 décembre 2014 provenait principalement de la comptabilisation d'un *goodwill* de 375 millions d'euros résultant de la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT), d'un *goodwill* provisoire de 213 millions d'euros dégagé sur l'acquisition d'Ecova, ainsi que de la décomptabilisation d'un *goodwill* de 134 millions d'euros consécutive au changement de méthode de consolidation des participations dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution (cf. Note 4.4).

12.2 Principales UGT goodwill

La répartition des *goodwills* par UGT *goodwill* au 31 décembre 2015 est la suivante :

En millions d'euros	Secteur opérationnel	31 déc. 2015
UGT SIGNIFICATIVES		
Énergie - Central Western Europe	Énergie Europe	8 400
Distribution	Infrastructures	4 009
Global Gaz & GNL ⁽¹⁾	Global Gaz & GNL	378
Énergie Services - International	Énergie Services	1 156
AUTRES UGT IMPORTANTES		
Energy - Royaume-Uni - Turquie	Energy International	657
Transport France	Infrastructures	614
Energy - Amérique du Nord	Energy International	612
Stockage	Infrastructures	543
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 500 MILLIONS D'EUROS)		2 656
TOTAL		19 024

(1) La valeur du goodwill de Global Gaz & GNL avant réalisation du test de pertes de valeur présenté dans la Note 7 s'élevait à 1 997 millions d'euros.

12.3 Tests de perte de valeur sur les UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie *goodwill* (UGT *goodwill*) font l'objet d'un test de perte 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 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction 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 7.2 «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 2015 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 14,5% (entre 4,9% et 15,0% en 2014). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés dans les Notes ci-après 12.3.1 «UGT significatives» et 12.3.2 «Autres UGT importantes».

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 perte de valeur des UGT dont le montant de *goodwill* représente plus de 5% de la valeur totale des *goodwills* du Groupe au 31 décembre 2015. Le test de pertes de valeur relatif à l'UGT *goodwill* Global Gaz & GNL est présenté dans la Note 7.2.2.

12.3.1.1 Goodwill affecté à l'UGT CWE

L'UGT Énergie - Central Western Europe regroupe les activités d'approvisionnement, de négoce et commercialisation de gaz naturel, de production d'électricité et de vente d'énergie en France, en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg et en Allemagne. Le parc de production électrique de 22 869 MW comprend notamment des capacités nucléaires de 5 028 MW en Belgique, 1 218 MW de droits de tirage sur des centrales nucléaires en France, 2 295 MW de centrales hydroélectriques en France et 9 966 MW de centrales thermiques. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 8 400 millions d'euros.

La valeur d'utilité de l'UGT CWE a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de 6 ans sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les projections de flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme des principales activités contributrices ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Production d'électricité d'origine thermique (centrales à gaz et charbon) et éolienne	Projection des flux de trésorerie sur la durée d'utilité des actifs et des contrats sous-jacents.
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.
Production hydroélectrique en France	Projection des flux de trésorerie sur la durée des concessions puis hypothèse de renouvellement des concessions.
Approvisionnement et négoce de gaz naturel, activités de commercialisation France	Projection des flux de trésorerie sur un horizon de temps permettant de converger vers les niveaux de marge et prix d'équilibre long terme attendus, puis application d'une valeur de sortie sur le flux de trésorerie normatif avec un taux de croissance long terme de 1,9%.

Les taux d'actualisation appliqués à ces prévisions de flux de trésorerie sont compris entre 5,2% et 9,2% et diffèrent en fonction du profil de risque attribué à chaque activité.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

Les taux d'actualisation, les prévisions concernant l'évolution du cadre réglementaire, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz ainsi que les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles, du CO₂ et de l'électricité constituent les hypothèses clés du test de perte de valeur de l'UGT *goodwill* CWE.

Le 17 novembre 2015, l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) a autorisé le redémarrage des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2. Ces centrales étaient à l'arrêt depuis le 25 mars 2014, date à laquelle le Groupe avait décidé d'anticiper les arrêts de maintenance programmée de ces deux réacteurs suite au résultat des tests menés sur des échantillons de matériaux des cuves. À l'issue de plusieurs tests, inspections et campagnes d'essais, dont les conclusions ont été consignées dans le dossier de justification remis à l'AFCN en octobre 2015, l'AFCN a conclu que ces deux unités pouvaient être redémarrées en toute sûreté. Le test de perte de valeur 2015 considère donc un redémarrage de ces unités à compter du 1^{er} janvier 2016.

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

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, le Parlement a approuvé le 18 juin 2015 la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et Doel 2 en modifiant la Loi du 31 janvier 2003 sur la sortie du nucléaire qui porte désormais les dates de fermeture des deux réacteurs respectivement au 15 février et au 1^{er} décembre 2025. Le redémarrage de ces deux unités a été autorisé par l'AFCN en décembre 2015. Par ailleurs, la convention conclue le 30 novembre 2015 avec l'État belge prévoit le paiement d'une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de la prolongation de Doel 1 et 2 ainsi que de nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire concernant l'exploitation des réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40^e année d'exploitation. L'entrée en vigueur de cette convention est conditionnée à l'adoption de deux lois avant le 31 juillet 2016. Le test de perte de valeur réalisé en 2015 intègre les conséquences de cette convention, à savoir la prolongation de 10 ans de ces deux unités, le paiement d'une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de

leur prolongation, ainsi que les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire belge.

En décembre 2013, le précédent gouvernement avait confirmé le principe de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40^e année d'exploitation. Ce principe et ce calendrier ont été réaffirmés par la loi du 18 juin 2015.

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

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

Par ailleurs, le Groupe a considéré une hypothèse de renouvellement de ses concessions hydroélectriques, notamment celle de la Compagnie Nationale du Rhône à l'issue du contrat de concession qui expire en 2023.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2015, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* CWE est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité de l'UGT *goodwill*

Une diminution du prix de l'électricité de 1 €/MWh sur les productions électriques d'origine nucléaire et hydroélectrique aurait un impact négatif

de 82% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation du prix de l'électricité de 1 €/MWh aurait un impact positif de 82% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 73% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 5% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact positif de 73% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 70% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 70% sur ce calcul.

En cas d'augmentation des taux d'actualisation de 50 points de base, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable, et conduirait à une dépréciation d'environ 1 100 millions d'euros.

En ce qui concerne les centrales nucléaires belges et les concessions hydroélectriques françaises, les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions hydroélectriques et l'extension de 20 ans de la moitié du parc des centrales nucléaires de seconde génération comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et réglementaires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissements à réaliser, etc.) durant cette période.

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 2 700 millions d'euros ;
- en cas de prolongation de 10 ans de la durée de la moitié du parc des réacteurs de seconde génération suivie de la disparition de toute composante nucléaire, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable et le risque de dépréciation s'élèverait alors à 1 000 millions d'euros.

En France, l'absence de prolongation de 10 ans des droits de tirage sur les centrales nucléaires de Chooz B et Tricastin aurait un impact négatif sur le résultat du test, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* devenant inférieure à sa valeur comptable, conduisant ainsi à un risque de dépréciation de l'ordre de 100 millions d'euros.

12.3.1.2 Goodwill affecté à l'UGT Distribution

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2015. L'UGT Distribution regroupe les activités régulées de distribution de gaz naturel en France.

La valeur d'utilité de l'UGT Distribution a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration. 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 2021. 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 4» entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements accepté par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 4.

Compte tenu du caractère régulé des activités regroupées au sein de l'UGT Distribution, 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 Goodwill affecté à l'UGT Energy Services International

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 156 millions d'euros au 31 décembre 2015. L'UGT Energy Services International regroupe des activités couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur des services à l'énergie (à l'exception du métier de l'ingénierie), localisées en dehors de la zone géographique France/Benelux. Celles-ci comprennent essentiellement des activités de service relatives à l'efficacité énergétique, à la gestion maintenance de sites industriels et tertiaires, ainsi que des activités de production, exploitation et distribution d'énergies renouvelables et des activités d'exploitation de systèmes collectifs de chaud et de froid urbains. Ces activités sont principalement exercées en Europe continentale (Allemagne, Autriche, Espagne, Italie, Pologne, Portugal, Royaume-Uni, Suisse, République tchèque), aux États-Unis, en Amérique Latine (Brésil, Chili), en Asie du Sud-Est (Thaïlande, Malaisie, Singapour) et en Australie.

La valeur d'utilité de ces activités est calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période en utilisant un taux de croissance long terme de 1,8%.

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du taux de marge brute, l'évolution du niveau global des investissements de maintenance et de renouvellement, ainsi que les perspectives de croissance des différentes activités sur leurs marchés respectifs. Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 5,4% et 10,9% et diffèrent essentiellement en fonction des primes de risque attribuées aux pays dans lesquels le Groupe opère.

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 26% 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 du taux d'actualisation utilisé aurait un effet positif de 31% sur ce calcul.

Une augmentation de 25 points de base du taux de croissance long terme utilisé aurait un impact positif de 11% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable. Une diminution de 25 points de base du taux de croissance long terme utilisé aurait quant à elle un effet négatif de 10% sur ce calcul, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

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
Energy - Royaume-Uni - Turquie	Energy International	DCF + DDM	6,4% - 12,2%
Energy - Amérique du Nord	Energy International	DCF + DDM	5,1% - 10,4%
Stockage	Infrastructures	DCF	4,7% - 8%

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

12.4 Répartition sectorielle

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

En millions d'euros	31 déc. 2015
Energy International	2 618
Énergie Europe	8 400
Global Gaz & GNL	378
Infrastructures	5 324
Énergie Services	2 182
Branche Autres ⁽¹⁾	123
TOTAL	19 024

(1) Le goodwill de 123 millions d'euros positionné au niveau de la branche Autres correspond au goodwill provisoire comptabilisé au titre de l'acquisition de Solairedirect (cf. Note 4.2).

NOTE 13 Immobilisations incorporelles

13.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 1^{er} janvier 2014	2 702	2 445	9 250	14 397
Acquisitions	225	-	510	735
Cessions	(40)	-	(47)	(87)
Écarts de conversion	32	-	209	241
Variations de périmètre	(91)	-	791	700
Autres variations	(2)	48	(191)	(145)
Au 31 décembre 2014	2 825	2 493	10 523	15 841
Acquisitions	241	-	644	886
Cessions	(4)	-	(246)	(251)
Écarts de conversion	(2)	-	163	162
Variations de périmètre	27	-	(175)	(149)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(16)	(16)
Autres variations	21	52	19	92
AU 31 DÉCEMBRE 2015	3 108	2 545	10 912	16 565
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 1^{er} janvier 2014	(1 063)	(1 586)	(4 705)	(7 355)
Dotations aux amortissements	(97)	(60)	(569)	(726)
Pertes de valeur	-	-	(221)	(222)
Cessions	37	-	35	72
Écarts de conversion	(8)	-	(76)	(84)
Variations de périmètre	65	-	11	77
Autres variations	4	-	(38)	(35)
Au 31 décembre 2014	(1 062)	(1 646)	(5 564)	(8 272)
Dotations aux amortissements	(101)	(71)	(565)	(737)
Pertes de valeur	(7)	-	(940)	(947)
Cessions	4	-	207	211
Écarts de conversion	1	-	(74)	(73)
Variations de périmètre	(2)	-	211	209
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	3	3
Autres variations	(3)	-	56	53
AU 31 DÉCEMBRE 2015	(1 171)	(1 716)	(6 666)	(9 553)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2014	1 763	847	4 959	7 569
AU 31 DÉCEMBRE 2015	1 938	828	4 247	7 013

En 2015, les pertes de valeur sur immobilisations incorporelles s'élèvent à -947 millions d'euros, et portent principalement sur la marque *corporate* GDF Gaz de France (-455 millions d'euros) et sur l'actif incorporel Relations clients France (-95 millions d'euros), ainsi que sur des licences d'exploration en Australie (-257 millions d'euros) et au Qatar (-87 millions d'euros) (cf. Note 7.2 «Pertes de valeur»).

Les effets de variations de périmètre 2014 provenaient principalement de la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT) consécutive à son introduction en bourse.

13.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Ce poste comprend essentiellement les droits à facturer les usagers du service public reconnu en application du modèle actif incorporel d'IFRIC 12. Les acquisitions portent essentiellement sur la branche Énergie Services.

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 2015, ce poste comprend notamment des licences et des actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France. Compte tenu des conditions de marchés et des changements intervenus en 2015, tels que présentés dans la Note 7.2 «Pertes de valeur», la marque corporate GDF Gaz de France a été dépréciée à hauteur de 455 millions d'euros. La valeur nette comptable résiduelle de 71 millions d'euros est dorénavant amortissable sur une période de 5 ans. La valeur nette des immobilisations incorporelles non

amortissables (en raison de leur durée de vie indéterminée) s'élève désormais à 116 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre 674 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Les licences d'exploration et de production comprises dans la colonne «Autres» du tableau ci-dessus font l'objet d'une présentation détaillée dans la Note 20 «Activité exploration-production».

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 190 millions d'euros pour l'exercice 2015, dont 22 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

<i>En millions d'euros</i>	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 1^{er} janvier 2014	1 202	3 988	90 110	373	1 926	8 619	991	107 209
Acquisitions	13	48	669	38	-	4 214	45	5 028
Cessions	(295)	(33)	(2 983)	(38)	(11)	(13)	(63)	(3 435)
Écarts de conversion	22	69	1 800	7	(3)	261	8	2 163
Variations de périmètre	(15)	(15)	(1 510)	3	(13)	(19)	18	(1 552)
Autres variations	18	403	4 745	6	243	(5 436)	55	33
Au 31 décembre 2014	944	4 460	92 831	390	2 141	7 626	1 053	109 446
Acquisitions	4	31	541	70	-	4 874	68	5 589
Cessions	(147)	(117)	(320)	(17)	(2)	(199)	(61)	(862)
Écarts de conversion	(5)	76	409	6	5	202	2	695
Variations de périmètre	(3)	-	(28)	6	(4)	(19)	(3)	(51)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(82)	1	(5 588)	(20)	(18)	(138)	(5)	(5 850)
Autres variations	44	542	5 356	1	196	(5 917)	60	282
AU 31 DÉCEMBRE 2015	755	4 993	93 201	437	2 318	6 428	1 115	109 248
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 1^{er} janvier 2014	(387)	(1 830)	(37 527)	(246)	(786)	(2 596)	(725)	(44 098)
Dotations aux amortissements	(8)	(137)	(3 516)	(42)	(219)	-	(83)	(4 004)
Pertes de valeur	(11)	(32)	(402)	-	(42)	(213)	(2)	(702)
Cessions	280	(8)	2 810	34	8	32	59	3 214
Écarts de conversion	-	(6)	(613)	(3)	2	(26)	(4)	(650)
Variations de périmètre	1	32	769	-	5	(14)	(7)	786
Autres variations	(21)	(170)	(1 147)	(2)	(7)	1 395	(7)	41
Au 31 décembre 2014	(147)	(2 151)	(39 627)	(258)	(1 039)	(1 422)	(770)	(45 414)
Dotations aux amortissements	(17)	(136)	(3 528)	(47)	(190)	-	(93)	(4 011)
Pertes de valeur	(14)	(12)	(3 066)	-	(35)	(1 653)	(3)	(4 784)
Cessions	52	64	240	14	2	1	53	427
Écarts de conversion	7	(10)	(126)	(3)	2	(36)	(1)	(166)
Variations de périmètre	3	3	(2)	(4)	2	-	-	3
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	1 709	8	-	1	-	1 719
Autres variations	2	10	(977)	(23)	-	977	(22)	(33)
AU 31 DÉCEMBRE 2015	(113)	(2 231)	(45 377)	(314)	(1 259)	(2 132)	(834)	(52 259)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2014	798	2 309	53 205	132	1 102	6 204	283	64 032
AU 31 DÉCEMBRE 2015	642	2 762	47 824	123	1 059	4 296	281	56 988

Les pertes de valeur sur immobilisations corporelles de l'exercice 2015, décrites dans la note 7.2 «Pertes de valeur», portent essentiellement sur des actifs d'exploration-production (-2 197 millions d'euros), sur des actifs de production d'énergies de la branche Energy International et de la branche Énergie Europe (-1 980 millions d'euros), ainsi que sur un terminal de regazéification en Amérique du Nord (-195 millions d'euros).

Les cessions d'immobilisations corporelles nettes de -435 millions d'euros comprennent notamment des cessions d'intérêts dans des licences d'exploration-production en Indonésie pour -197 millions d'euros, ainsi que des cessions de biens immobiliers pour -148 millions d'euros.

Suite au classement du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés»), la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2015.

Les effets de change nets de +529 millions d'euros portent essentiellement sur le dollar américain (+1 158 millions d'euros), la livre sterling (+145 millions d'euros), le réal brésilien (-706 millions d'euros), et la couronne norvégienne (-98 millions d'euros).

Les actifs d'exploration-production inclus dans le tableau ci-dessus sont détaillés par nature dans la Note 20 «Activité exploration-production». Les champs en développement sont présentés dans la colonne «Immobilisations en cours» et les champs en production dans la colonne «Installations techniques».

En 2014, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» s'expliquait essentiellement par :

- des effets de change pour un montant de +1 513 millions d'euros, provenant essentiellement du dollar américain (+1 261 millions d'euros), de la livre sterling (+186 millions d'euros), du baht thaïlandais (+151 millions d'euros), du dollar australien (+92 millions d'euros) et de la couronne norvégienne (-199 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour un montant de -766 millions d'euros résultant principalement de la cession du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Panama et au Costa Rica, ainsi que de la cession de 50% d'un portefeuille d'actifs éoliens au Royaume-Uni ;
- des pertes de valeur s'élevant à -702 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs d'exploration-production en Mer du Nord (-252 millions d'euros), et sur des centrales thermiques en Europe (-228 millions d'euros), notamment au Royaume-Uni.

14.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 5 267 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 5 068 millions d'euros au 31 décembre 2014.

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 relatives à des constructions d'unités de production d'énergie (centrales électriques et champs en développement de l'activité exploration-production) et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 3 181 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 3 849 millions d'euros au 31 décembre 2014.

14.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 178 millions d'euros au titre de l'exercice 2015 contre 154 millions d'euros au titre de l'exercice 2014.

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 016	-	3 016	2 893	-	2 893
Prêts et créances au coût amorti	2 377	20 080	22 457	2 960	22 483	25 443
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	2 377	731	3 108	2 960	925	3 885
<i>Clients et autres débiteurs</i>	-	19 349	19 349	-	21 558	21 558
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	4 026	12 029	16 055	2 733	9 337	12 069
<i>Instruments financiers dérivés</i>	4 026	10 857	14 883	2 733	7 886	10 619
<i>Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat</i>	-	1 172	1 172	-	1 450	1 450
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	9 183	9 183	-	8 546	8 546
TOTAL	9 419	41 292	50 711	8 585	40 366	48 951

15.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 1^{er} janvier 2014		3 015
Acquisitions		279
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»		(669)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés		(37)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres		84
Variations de juste valeur enregistrées en résultat		(43)
Variations de périmètre, change et divers		265
Au 31 décembre 2014		2 893
Acquisitions		272
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»		(23)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés		(17)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres		(2)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat		(147)
Variations de périmètre, change et divers		39
AU 31 DÉCEMBRE 2015		3 016

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 016 millions d'euros au 31 décembre 2015 et se répartissent entre 1 593 millions d'euros de titres cotés et 1 423 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 406 millions d'euros et 1 487 millions d'euros au 31 décembre 2014).

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).

En 2014, les principales variations de l'exercice résultaient de la cession de la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes et à la comptabilisation de la participation du Groupe dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution en tant que titres disponibles à la vente (cf. Note 4.4.2.2).

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 :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition					Recyclage en résultat	Résultat de cession
	Dividendes	Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur			
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	(2)	16	-	(17)	-	
Résultat	101	-	-	(147)	17	64	
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015	101	(2)	16	(147)	-	64	
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	84	2	-	(37)	-	
Résultat	103	-	-	(43)	37	365	
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2014	103	84	2	(43)	-	365	

(1) Hors effet impôt.

En 2015, le résultat de cession relatif aux titres disponibles à la vente est non significatif. En 2014, il était principalement constitué de la plus-value constatée sur la cession de la participation du Groupe dans les intercommunales mixtes flamandes (cf. Note 4.4.2.1).

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 sont des indices de perte de valeur.

Le Groupe a comptabilisé au cours de l'exercice des pertes de valeur pour un montant net de 147 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 2015.

15.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 377	731	3 108	2 960	925	3 885
Prêts aux sociétés affiliées	735	467	1 202	664	573	1 237
Autres créances au coût amorti	707	157	864	762	107	869
Créances de concessions	14	6	20	620	132	752
Créances de location financement	921	101	1 021	913	113	1 026
Clients et autres débiteurs	-	19 349	19 349	-	21 558	21 558
TOTAL	2 377	20 080	22 457	2 960	22 483	25 443

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

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 369	(261)	3 108	4 186	(301)	3 885
Clients et autres débiteurs	20 412	(1 063)	19 349	22 479	(921)	21 558
TOTAL	23 781	(1 324)	22 457	26 664	(1 222)	25 443

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 :

En millions d'euros	Intérêts	Évaluation ultérieure à l'acquisition	
		Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2015	110	(4)	(195)
Au 31 décembre 2014	111	(5)	(63)

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2015, le Groupe a enregistré une perte de valeur sur les prêts accordés à une coentreprise en charge de la construction d'une infrastructure gazière (cf. Note 7.2.3).

Au 31 décembre 2014 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 -1 063 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre -921 millions d'euros au 31 décembre 2014.

15.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	4 026	10 857	14 883	2 733	7 886	10 619
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 174	240	1 413	978	165	1 143
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	1 962	10 510	12 472	716	7 653	8 369
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾</i>	890	107	998	1 038	68	1 107
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	797	797	-	808	808
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	-	779	779	-	795	795
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	17	17	-	13	13
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	375	375	-	643	643
TOTAL	4 026	12 029	16 055	2 733	9 337	12 069

(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 qualifiant à la juste valeur par résultat détenus à des fins de transactions s'établit à 9 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 10 millions d'euros en 2014.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat est non significatif au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014.

15.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 9 183 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 8 546 millions d'euros au 31 décembre 2014.

Ce poste comprend les fonds levés en 2014 dans le cadre de l'émission de «l'obligation verte» et restant à allouer à des projets éligibles au 31 décembre 2015 pour 786 millions d'euros (cf. Document de Référence).

Ce poste comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 258 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 236 millions d'euros au 31 décembre 2014. Ces disponibilités soumises

à restriction sont constituées notamment de 134 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 2015 s'établit à +121 millions d'euros contre +96 millions d'euros en 2014.

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, attribuée 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	594	602
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Ores	82	82
Prêt à Sibelga	58	66
Autres placements de trésorerie	1 193	1 086
Portefeuille obligataire	-	145
OPCVM et FCP	1 193	941
TOTAL	1 787	1 688

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 2015, 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 2015, 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 2015 s'élève à 856 millions d'euros.

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 348	3 647

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 2015 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	28 123	11 032	39 155	28 024	10 297	38 321
Instruments financiers dérivés	4 216	8 642	12 858	3 020	5 895	8 915
Fournisseurs et autres créanciers	-	17 101	17 101	-	18 799	18 799
Autres passifs financiers	237	-	237	286	-	286
TOTAL	32 577	36 775	69 352	31 329	34 991	66 320

15.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	21 912	2 057	23 969	21 155	1 705	22 860
Emprunts bancaires	4 694	1 765	6 459	4 977	1 116	6 093
Billets de trésorerie	-	5 378	5 378	-	5 219	5 219
Tirages sur facilités de crédit	95	10	105	640	48	688
Emprunts sur location-financement	517	95	611	423	92	515
Autres emprunts	319	80	399	552	458	1 010
EMPRUNTS	27 537	9 385	36 922	27 748	8 639	36 387
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	603	603	-	469	469
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	27 537	9 988	37 525	27 748	9 108	36 855
Impact du coût amorti	276	107	383	(80)	510	430
Impact de la couverture de juste valeur	310	23	333	356	47	403
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	914	914	-	633	633
DETTES FINANCIÈRES	28 123	11 032	39 155	28 024	10 297	38 321

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2015 à 40 920 millions d'euros pour une valeur comptable de 39 155 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 8 «Résultat financier».

Les informations sur les dettes financières net 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	278	100	377	226	175	401
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	2 528	8 493	11 022	945	5 619	6 564
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	1 410	49	1 459	1 849	101	1 950
TOTAL	4 216	8 642	12 858	3 020	5 895	8 915

(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. 2015	31 déc. 2014
Fournisseurs	16 280	17 957
Dettes sur immobilisations	821	842
TOTAL	17 101	18 799

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 237 millions d'euros (286 millions d'euros au 31 décembre 2014). Ils correspondent principalement à des dettes résultant :

- d'obligations d'achat (*put* sur participations ne donnant pas de contrôle) consenties par le Groupe et portant notamment sur :
 - 41,01% des titres de La Compagnie du Vent, consolidée en intégration globale,

- 3,45% des titres de Solairedirect, consolidée en intégration globale.

Ces engagements d'acquisition de titres de capitaux propres ont donc été comptabilisés en tant que passifs financiers (cf. Note 1.4.11.2 «Passifs financiers») ;

- de capital souscrit non appelé par les entreprises mises en équivalence, notamment Cameron LNG.

15.3 Endettement financier net

15.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	27 537	9 988	37 525	27 748	9 108	36 855
Impact du coût amorti	276	107	383	(80)	510	430
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	310	23	333	356	47	403
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	914	914	-	633	633
DETTES FINANCIÈRES	28 123	11 032	39 155	28 024	10 297	38 321
Instrument financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽²⁾	278	100	377	226	175	401
DETTE BRUTE	28 401	11 132	39 533	28 249	10 472	38 722
Actifs liés au financement	(37)	-	(37)	(55)	(16)	(71)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(37)	-	(37)	(55)	(16)	(71)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(797)	(797)	-	(808)	(808)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(375)	(375)	-	(643)	(643)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 183)	(9 183)	-	(8 546)	(8 546)
Instrument financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽²⁾	(1 174)	(240)	(1 413)	(978)	(165)	(1 143)
TRÉSORERIE ACTIVE	(1 174)	(10 595)	(11 768)	(978)	(10 162)	(11 140)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	27 190	537	27 727	27 216	295	27 511
Encours des dettes financières	27 537	9 988	37 525	27 748	9 108	36 855
Actifs liés au financement	(37)	-	(37)	(55)	(16)	(71)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(797)	(797)	-	(808)	(808)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 183)	(9 183)	-	(8 546)	(8 546)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	27 500	8	27 508	27 693	(262)	27 430

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

(2) Il s'agit de la juste valeur des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

15.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2015, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement net de 512 millions d'euros (dont 483 millions d'euros sur le dollar américain, 83 millions d'euros sur la livre sterling et -85 millions d'euros sur le real brésilien).

Les variations de périmètre de la période ont généré une baisse de 434 millions d'euros de l'endettement net. Cette diminution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- le changement de méthode de consolidation de Solféa, qui se traduit par une réduction de l'endettement net de 539 millions d'euros ;
- le classement en «Actifs destinés à être cédés» du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis, qui se traduit par une diminution de l'endettement net de 193 millions d'euros ;
- l'acquisition de Solairedirect, qui a accru l'endettement net de 206 millions d'euros ;
- les acquisitions réalisées par la branche Énergie Services (notamment Desa Australia, TSC Group, IMA, Nexilis et Vandewalle) qui ont accru l'endettement net de 101 millions d'euros.

15.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours de l'année 2015 :

ENGIE SA a procédé le 4 mars 2015 à une émission obligataire d'un montant de 2,5 milliards d'euros dont :

- une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 0,0% et arrivant à échéance en 2017 ;
- une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 0,5% et arrivant à échéance en 2022 ;
- une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,0% et arrivant à échéance en 2026 ;
- une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 1,5% et arrivant à échéance en 2035.

ENGIE SA a réalisé, entre septembre et décembre 2015, des placements privés en euros (600 millions d'euros), dollars australiens (115 millions de dollars australiens), dollars américains (50 millions de dollars américains) et yens (20 milliards de yens), de maturités comprises entre 2 et 30 ans.

Par ailleurs, ENGIE SA a souscrit à un emprunt bancaire d'un montant de 300 millions de dollars américains (273 millions d'euros) arrivant à échéance le 18 décembre 2020.

De plus, Glow Energy Plc. a procédé le 4 septembre 2015 à une émission obligataire de 4 milliards de baths thaïlandais (105 millions d'euros) portant un coupon de 3,95% et arrivant à échéance en 2025.

Des *swaps* ont été mis en place sur certains de ces emprunts dans le cadre de la politique de gestion de taux définie dans la Note 16 «Risques liés aux instruments financiers».

Le Groupe a tiré le 18 novembre sur des lignes de crédit de la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 267 millions d'euros.

Le 5 juin 2015, le Groupe a lancé une offre de rachat de souches obligataires représentant un montant nominal de 635 millions d'euros dont :

- 91 millions d'euros d'obligations portant un coupon de 3% et arrivant à échéance en février 2023 ;
- 44 millions d'euros d'obligations portant un coupon de 3,5% et arrivant à échéance en octobre 2022 ;
- 203 millions d'euros d'obligations portant un coupon de 2,625% et arrivant à échéance en juillet 2022 ;
- 216 millions de livres sterling (297 millions d'euros) d'obligations portant un coupon 6,125% et arrivant à échéance en février 2021.

Enfin le Groupe a procédé aux remboursements des emprunts suivants arrivés à échéance au cours de l'exercice 2015 :

- 750 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 5% et arrivant à échéance le 23 février 2015 ;
- 454 millions d'euros d'emprunts obligataires Electrabel portant un coupon de 4,75% et arrivant à échéance le 10 avril 2015 ;
- 451 millions d'euros d'emprunts obligataires Belgelec Finance portant un coupon de 5,125% et arrivant à échéance le 24 juin 2015 ;
- 400 millions de livres sterling (568 millions d'euros) d'emprunts arrivant à échéance le 20 août 2015.

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Titres disponibles à la vente	3 016	1 593	-	1 423	2 893	1 406	-	1 487
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	-	-	-	-	780	-	780	-
Instruments financiers dérivés	14 883	67	14 753	63	10 619	106	10 449	63
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 413	-	1 413	-	1 143	-	1 143	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	3 485	67	3 354	63	2 728	105	2 561	62
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	8 987	-	8 987	-	5 641	1	5 639	1
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	998	-	998	-	1 107	-	1 107	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	797	1	796	-	808	15	792	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	779	1	779	-	795	15	779	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	17	-	17	-	13	-	13	-
TOTAL	18 696	1 661	15 549	1 486	15 099	1 528	12 022	1 550

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 2015, 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 2014	1 487
Acquisitions	120
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(23)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(17)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	(37)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(147)
Variations de périmètre, change et divers	39
Au 31 décembre 2015	1 423
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	(52)

Une variation de plus ou moins 10% de la valeur des titres non cotés générerait un gain ou une perte avant impôts d'environ 142 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 *futurs* négociés sur un marché organisé doté d'une chambre de compensation et évalués en juste valeur sur la base de leur cours coté.

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 du sous-jacent ou parce que certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

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.

Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers qualifiant 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	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	7 294	-	7 294	-	5 634	-	5 634	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	33 626	18 803	14 823	-	35 240	20 190	15 050	-
Instruments financiers dérivés	12 858	139	12 667	52	8 915	161	8 724	30
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	377	-	377	-	401	-	401	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	3 897	135	3 714	48	3 163	159	2 980	24
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	7 125	4	7 117	4	3 401	2	3 393	6
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 459	-	1 459	-	1 950	-	1 950	-
TOTAL	53 778	18 942	34 785	52	49 789	20 351	29 408	30

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 et sont présentées 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 prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

AU 31 DÉCEMBRE 2015

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	12 836	12 472	(8 939)	3 533
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 411	2 411	(717)	1 694
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(11 386)	(11 022)	10 268	(754)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 837)	(1 837)	127	(1 710)

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

AU 31 DÉCEMBRE 2014

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	8 626	8 369	(6 140)	2 229
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 250	2 250	(616)	1 634
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(6 821)	(6 564)	6 526	(38)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 351)	(2 351)	579	(1 772)

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

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, CO₂ et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ ⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2015		31 déc. 2014	
		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	329	96	252	10
Gaz naturel	+3 €/MWh	(70)	(98)	117	(241)
Électricité	+5 €/MWh	17	(9)	(114)	(37)
Charbon	+10 \$US/ton	97	1	115	14
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	96	-	101	2
EUR/USD	+10%	(206)	(9)	(244)	(27)
EUR/GBP	+10%	(7)	1	28	2
GBP/USD	+10%	1	-	2	-

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

16.1.1.2 Activités de *trading*

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement au sein de GDF SUEZ Trading et de GDF SUEZ Energy Management Trading. 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.

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 2015 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

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. 2015	2015 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2015 ⁽²⁾	Minimum 2015 ⁽²⁾	2014 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	10	7	14	2	5

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2015.

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 2015 et 2014 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	1 962	1 522	(2 528)	(1 369)	716	2 012	(945)	(2 218)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	242	496	(217)	(326)	207	422	(125)	(309)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	1 720	1 026	(2 312)	(1 042)	509	1 590	(820)	(1 909)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	8 987	-	(7 125)	-	5 641	-	(3 401)
TOTAL	1 962	10 510	(2 528)	(8 493)	716	7 653	(945)	(5 619)

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	128	326	(40)	(105)	108	237	(29)	(100)
Électricité	26	17	(20)	(34)	17	111	(29)	(105)
Charbon	-	-	(1)	(7)	-	-	(5)	(70)
Pétrole	9	29	(129)	(148)	-	2	(31)	(7)
Autres ⁽¹⁾	79	124	(26)	(32)	83	72	(31)	(27)
TOTAL	242	496	(217)	(326)	207	422	(125)	(309)

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

MONTANTS NOTIONNELS (NETS)⁽¹⁾

	Unité	Total au 31 déc. 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel	GWh	(27 346)	(39 649)	9 577	1 841	571	190	124
Électricité	GWh	1 183	(150)	1 097	484	(133)	(115)	-
Charbon	Milliers de tonnes	148	82	30	36	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	14 696	5 008	9 081	607	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	2 584	693	540	513	820	18	-

(1) Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2015, un gain de 148 millions d'euros est comptabilisé dans les capitaux propres (contre un gain de 231 millions d'euros au 31 décembre 2014). Un gain de 143 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2015 (contre une perte de 89 millions d'euros en 2014).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2015, un gain de 1 million d'euros a été enregistré (contre un gain de 3 millions d'euros en 2014).

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) risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement ou 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. Ce risque est essentiellement concentré sur les participations au Brésil, Thaïlande, Norvège, Royaume-Uni, Australie, États-Unis et sur les actifs considérés en base «dollarisée».

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. 2015		31 déc. 2014	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	65%	69%	64%	71%
USD	15%	14%	15%	11%
GBP	8%	5%	10%	5%
Autres devises	12%	12%	11%	13%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2015		31 déc. 2014	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	61%	67%	60%	69%
USD	18%	17%	18%	13%
GBP	10%	7%	13%	6%
Autres devises	11%	9%	9%	12%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

16.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

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) et des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

Impact sur le résultat après impact des dérivés de change

Une variation des cours de change des devises contre euro n'a d'impact en résultat que sur les passifs libellés dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leur état de situation financière et dans la mesure où ces passifs n'ont pas été qualifiés de couvertures d'investissement net. *In fine*, l'impact d'une appréciation (dépréciation) uniforme de plus ou moins de 10% des devises contre euro générerait un gain (une perte) de 39 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 423 millions d'euros en capitaux propres. Une appréciation de 10% des devises face à l'euro aurait un impact négatif de 424 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 autour de l'équilibre 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 2015, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros.

Entre 2013 et 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* 2016, 2018 et 2019, sur des maturités 10, 20 et 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. 2015		31 déc. 2014	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	34%	38%	36%	40%
Taux fixe	66%	62%	64%	60%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2015		31 déc. 2014	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	12%	17%	15%	20%
Taux fixe	88%	83%	85%	80%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

16.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

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

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

Impact sur le résultat après impact 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'intérêt de 40 millions d'euros. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allègement de la charge nette d'intérêt de 41 millions d'euros.

Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt (uniforme pour toutes les devises) appliquée aux dérivés non qualifiés de couverture générerait un gain de 67 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 63 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est 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 514 millions d'euros lié à la variation de l'effet taux de la juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie et d'investissement net comptabilisée dans l'état de situation financière. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêts générerait *a contrario* une perte de 628 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 2015 et 2014 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	1 174	240	(278)	(100)	978	165	(226)	(175)
<i>Couverture de juste valeur</i>	575	115	(34)	-	465	38	(51)	-
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	509	-	(33)	(1)	286	35	(20)	-
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	90	125	(211)	(99)	228	93	(155)	(175)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	890	107	(1 410)	(49)	1 038	68	(1 849)	(101)
<i>Couverture de juste valeur</i>	-	-	-	-	-	30	-	(30)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	56	72	(742)	(9)	11	4	(938)	(35)
<i>Couverture d'investissement net</i>	22	-	(87)	-	28	-	(88)	-
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	813	35	(580)	(41)	999	35	(823)	(36)
TOTAL	2 064	347	(1 688)	(149)	2 017	233	(2 075)	(276)

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.

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

En millions d'euros	31 déc. 2015		31 déc. 2014	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	115	124	20	312
Couverture de flux de trésorerie	370	4 628	(23)	5 678
Couverture d'investissement net	(65)	4 919	(60)	7 210
Dérivés non qualifiés de couverture	(234)	10 659	(212)	12 003
TOTAL	185	20 329	(276)	25 202

DÉRIVÉS DE TAUX

En millions d'euros	31 déc. 2015		31 déc. 2014	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	541	9 413	432	4 088
Couverture de flux de trésorerie	(518)	4 532	(635)	3 578
Dérivés non qualifiés de couverture	366	21 408	378	26 849
TOTAL	389	35 353	175	34 515

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 futurs en devises, ainsi qu'à de la couverture de dettes à taux variable.

Les instruments dérivés de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* de devises.

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 devises ainsi que des emprunts.

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2015, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 8 millions d'euros.

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 2015

En millions d'euros	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(149)	36	98	(20)	(43)	(49)	(170)

Au 31 décembre 2015, une perte de 263 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Un gain de 13 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2015.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie est non significative au 31 décembre 2015.

AU 31 DÉCEMBRE 2014

En millions d'euros	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(658)	(10)	(34)	(12)	(18)	(52)	(533)

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement est non significative au 31 décembre 2015.

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 branches la gestion de ces risques tout en permettant toutefois 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.

CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS

L'encours des créances clients et autres débiteurs dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

En millions d'euros	Actifs échus non dépréciés à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus		Total
	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà d'1 an	Total	Total	Total		
Au 31 décembre 2015	877	225	315	1 418	1 218	17 776	20 412	
Au 31 décembre 2014	857	241	507	1 605	1 249	19 624	22 478	

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.

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.

En millions d'euros	31 déc. 2015		31 déc. 2014	
	Investment Grade ⁽³⁾	Total	Investment Grade ⁽³⁾	Total
Exposition brute ⁽¹⁾	11 191	12 472	7 514	8 369
Exposition nette ⁽²⁾	3 216	3 548	2 011	2 259
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	90,6%		89,0%	

(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 basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs surfaces financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition sur le risque 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 :

En millions d'euros	Actifs échus non dépréciés à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus		Total
	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà d'1 an	Total		Total	Total	
Au 31 décembre 2015	-	-	24	24	397	2 921		3 343
Au 31 décembre 2014	17	9	102	129	360	3 595		4 084

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 -235 millions d'euros (contre -199 millions d'euros au 31 décembre 2014). 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 2015, le total des encours exposés au risque crédit est de 10 167 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition	10 167	90,0%	3,0%	7,0%	9 354	96,0%	3,0%	1,0%

(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 2015, aucune contrepartie ne représentait plus de 25% des placements des excédents.

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 terme d'investissements et désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

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

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique, et ceux ne pouvant être centralisés sont

investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2015, 99% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour), et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate.

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 billets de trésorerie (*Commercial Papers*) en France et aux États-Unis.

Au 31 décembre 2015, les ressources bancaires représentent 21% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 23 969 millions d'euros de dettes obligataires, soit 65% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 15% de la dette brute et s'élèvent à 5 378 millions d'euros au 31 décembre 2015. 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 dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) s'élève à 9 980 millions d'euros au 31 décembre 2015 dont 79% 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 14 103 millions d'euros au 31 décembre 2015, dont 13 998 millions d'euros de lignes disponibles. 91% 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 2015, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception d'une filiale de la branche Energy International pour le non-respect de certains engagements ; les *waivers* adéquats sont en cours de discussion.

16.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2015, 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 2015

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	23 969	2 057	3 334	1 689	919	2 489	13 481
Emprunts bancaires	6 459	1 765	952	606	299	738	2 098
Billets de trésorerie	5 378	5 378	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	105	10	81	4	1	1	8
Emprunts sur location-financement	611	95	86	83	71	7	270
Autres emprunts	399	80	195	25	38	13	48
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	603	603	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	37 525	9 988	4 649	2 407	1 328	3 249	15 904
Actifs liés au financement	(37)	(3)	-	-	-	(1)	(33)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	(797)	(797)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 183)	(9 183)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	27 508	5	4 649	2 407	1 328	3 248	15 872

AU 31 DÉCEMBRE 2014

<i>En millions d'euros</i>	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	36 855	9 108	3 747	3 668	2 432	1 380	16 521
Actifs liés au financement, actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) et trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 425)	(9 370)	(2)	-	-	-	(53)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	27 430	(262)	3 745	3 668	2 432	1 380	16 468

Au 31 décembre 2015, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2015

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	10 874	1 044	935	824	756	681	6 634

AU 31 DÉCEMBRE 2014

<i>En millions d'euros</i>	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	11 879	1 163	1 021	938	818	732	7 206

Au 31 décembre 2015, 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 2015

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(1 645)	(416)	(191)	(18)	(38)	(78)	(904)

AU 31 DÉCEMBRE 2014

<i>En millions d'euros</i>	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(579)	98	(128)	(80)	(19)	(11)	(440)

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 2015

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 998	972	1 317	429	205	10 972	102

Parmi ces programmes disponibles, 5 378 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2015, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

AU 31 DÉCEMBRE 2014

<i>En millions d'euros</i>	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 288	1 049	1 283	1 094	4 572	5 021	269

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.

RISQUE DE LIQUIDITÉ

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 2015

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(3 923)	(1 381)	(1 524)	(722)	(206)	(67)	(24)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(7 125)	(7 125)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	3 491	1 527	1 493	376	60	16	19
<i>afférents aux activités de trading</i>	8 988	8 988	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015	1 431	2 010	(31)	(345)	(146)	(51)	(5)

AU 31 DÉCEMBRE 2014

<i>En millions d'euros</i>	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(3 159)	(2 259)	(655)	(190)	(42)	(8)	(6)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(3 401)	(3 401)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	2 750	2 053	586	71	1	21	18
<i>afférents aux activités de trading</i>	5 641	5 641	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2014	1 832	2 035	(69)	(119)	(40)	13	12

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

Dans le cadre de leur activité normale, 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 branches Global Gaz & GNL, Énergie Europe et Energy International (exprimés en TWh).

En TWh	Total au			Total au	
	31 déc. 2015	2016	2017-2020	Au-delà de 5 ans	31 déc. 2014
Achats fermes	(6 950)	(885)	(2 659)	(3 405)	(7 738)
Ventes fermes	1 784	443	661	680	1 694

16.3.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2015, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 016 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 159 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 2013	2 412 824 089	(52 543 021)	2 360 281 068	2 413	32 207	(1 109)
Augmentation de capital	22 460 922	-	22 460 922	22	301	-
Autres variations	-	-	-	-	(3)	-
Achat/vente d'actions propres	-	7 713 224	7 713 224	-	-	152
AU 31 DÉCEMBRE 2014	2 435 285 011	(44 829 797)	2 390 455 214	2 435	32 506	(957)
Achat/vente d'actions propres	-	5 422 256	5 422 256	-	-	135
AU 31 DÉCEMBRE 2015	2 435 285 011	(39 407 541)	2 395 877 470	2 435	32 506	(822)

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2015 résulte principalement de livraisons d'actions propres à hauteur de 5 millions d'actions dans le cadre d'attributions gratuites d'actions.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2014 résultaient :

- des augmentations de capital réservées aux salariés au sein du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «LINK 2014». Au total, 22,2 millions d'actions ont été souscrites, et 0,3 million d'actions ont été attribuées gratuitement au titre de l'abondement, soit 22,5 millions d'actions portant le montant de l'augmentation de capital du 11 décembre 2014 à 324 millions d'euros ;
- des cessions nettes réalisées dans le cadre du contrat de liquidité pour 7 millions d'actions propres ;
- et des livraisons d'actions propres à hauteur de 1 million d'actions dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions.

17.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Au 31 décembre 2015, il ne subsiste que deux plans d'options d'achat d'actions, décrits dans la Note 23.1. «Plans de stock-options».

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions gratuites et des plans d'actions de performance ainsi que les attributions d'options d'achat d'actions décrites dans la Note 23 «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 28 avril 2015. 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 2015, le Groupe détient 39,4 millions d'actions propres, lesquelles sont 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 délégué 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 150,0 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 41 403 millions d'euros au 31 décembre 2015, 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 -2 538 millions d'euros au 31 décembre 2015 (-2 933 millions d'euros au 31 décembre 2014) ; les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels s'élèvent à 778 millions d'euros au 31 décembre 2015 (909 millions d'euros au 31 décembre 2014).

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 145 millions d'euros payés en 2015, 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 36 690 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre 38 690 millions d'euros au 31 décembre 2014), 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 2014 et 2015.

	Montant réparti <i>(en millions d'euros)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
Au titre de l'exercice 2014		
Acompte (payé le 15 octobre 2014)	1 184	0,50
Solde du dividende au titre de 2014 (payé le 5 mai 2015)	1 196	0,50
Au titre de l'exercice 2015		
Acompte (payé le 15 octobre 2015)	1 196	0,50

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la loi de Finances pour 2012, réglée au titre des dividendes et acomptes distribués respectivement en mai et octobre 2015 s'élève à 72 millions d'euros (86 millions d'euros pour les versements effectués en 2014) et est comptabilisée en compte de résultat.

L'Assemblée Générale du 28 avril 2015 a décidé la distribution d'un dividende de 1 euro par action au titre de l'exercice 2014. Un acompte de 0,50 euro par action ayant été payé en numéraire le 15 octobre 2014 pour un montant de 1 184 millions d'euros, ENGIE SA a réglé en numéraire le 5 mai 2015 le solde du dividende de 0,50 euro par action pour un montant de 1 196 millions d'euros. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 29 juillet 2015 a décidé la mise en paiement le 15 octobre 2015 d'un acompte sur dividende de 0,50 euro par action pour un montant total de 1 196 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2015

Il sera proposé à l'Assemblée Générale d'ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2015 de verser un dividende unitaire de 1 euro par action soit un montant total de 2 394 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2015. Un acompte de 0,50 euro par action sur ce dividende a déjà été versé le 15 octobre 2015 soit 1 196 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, le dividende, net de l'acompte versé, dont le coupon détaché le 5 mai 2016, sera payé le 9 mai 2016. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2015, les états financiers à fin 2015 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 2015 et au 31 décembre 2014, qui sont recyclables en résultat.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Actifs financiers disponibles à la vente	443	462
Couverture d'investissement net	(561)	(197)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(641)	(904)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	193	195
Impôts différés sur éléments ci-dessus	146	163
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(509)	(347)
Écarts de conversion	990	191
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	62	(436)

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2015
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	6 233	252	(366)	(8)	5	140	(12)	(458)	5 785
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	4 491	61	(22)	-	-	215	-	-	4 744
Démantèlement des installations ⁽¹⁾	3 911	343	(16)	-	(2)	182	4	55	4 476
Reconstitution de sites	1 345	-	(12)	(9)	-	24	(8)	133	1 474
Litiges, réclamations et risques fiscaux	891	189	(123)	(321)	1	4	17	4	663
Autres risques	1 668	514	(456)	(116)	12	24	8	41	1 694
TOTAL PROVISIONS	18 539	1 358	(996)	(454)	16	589	9	(225)	18 836

(1) Dont 3 629 millions d'euros au 31 décembre 2015 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 3 467 millions d'euros au 31 décembre 2014.

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

La colonne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2015 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015
Résultat des activités opérationnelles	(237)
Autres produits et charges financiers	(589)
Impôts	329
TOTAL	(497)

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 de traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire et de démantèlement des centrales nucléaires.

18.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribuée 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 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.

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.

Un dossier de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires a été transmis le 18 septembre 2013 par Synatom à la Commission des provisions nucléaires qui a rendu son avis le 18 novembre 2013, sur base de l'avis conforme émis par l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies).

Pour l'exercice 2015, 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. De façon similaire à l'exercice précédent, l'évolution des provisions en 2015 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 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 législation complémentaire 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 complémentaires 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. 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.

Les provisions ont été établies au 31 décembre 2015 compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 et à 40 ans pour les autres unités.

À noter qu'une extension de la durée d'exploitation d'une ou de plusieurs unités nucléaires se traduirait par un report du calendrier des opérations de démantèlement sur ces unités. Il pourrait en résulter une articulation moins optimale des tâches par rapport au démantèlement de l'ensemble des unités du parc et un échéancier plus tardif des décaissements. La contrepartie d'une révision de ces provisions consisterait, sous certaines conditions, en un ajustement des actifs concernés à due concurrence.

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 scénarios 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 une autre partie est évacuée directement, sans retraitement.

Le Groupe constitue des provisions qui couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario «mixte» : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, conditionnement, entreposage et évacuation.

Les provisions pour aval du cycle sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation des piscines de même que les coûts d'achat des conteneurs. Ils sont principalement encourus entre 2016 et 2030 ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement, les opérations de retraitement étant réalisées entre 2019 et 2030. L'hypothèse retenue est la cession à des tiers du plutonium issu du retraitement ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné entre 2035 et 2052, 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 seront transférés à l'ONDRAF jusqu'en 2053 ;
- les opérations d'évacuation en couche géologique profonde, dont les coûts sont estimés par l'ONDRAF, devraient se dérouler entre 2085 et 2095. Les principaux décaissements devraient s'étaler jusqu'en 2058 ;
- 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 de 4,8% (taux réel de 2,8% et taux d'inflation de 2,0%) est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne, historiques et prospectives, 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 dans le futur en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis 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.

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.

Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario «mixte» 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 du combustible irradié 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, tel que préconisé dans le «plan déchets» de l'ONDRAF. Il n'y a, à ce jour, pas de site qualifié en Belgique mais l'ONDRAF estime être en mesure de confirmer, à l'horizon 2020, la capacité de l'argile de Boom à accepter les déchets issus du cycle du combustible nucléaire.

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.

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 4,8% (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 et de 40 ans pour les autres unités ;
- les opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations se déroulent habituellement sur une période de 3 à 4 ans. Le début de ces opérations est fonction de l'unité concernée et du séquençage des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement qui s'échelonne sur une période de 9 à 13 ans ;
- 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 restante depuis la date de mise en service industrielle ;
- 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 dans le futur en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis 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

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 100 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

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

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

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.

18.4 Reconstitution de sites

18.4.1 Activité exploration-production

Une provision est constituée au titre des obligations de reconstitution des sites d'exploration-production.

La provision représente la valeur actuelle des coûts prévisionnels de reconstitution des sites d'exploration-production jusqu'à la fin des activités opérationnelles. Cette provision est établie sur la base d'hypothèses internes du Groupe concernant l'estimation des coûts de reconstitution et le calendrier de réalisation de ces travaux. Ainsi, le planning de reconstitution de sites sur lequel est basé le calcul de la provision est susceptible de varier en fonction du moment où la production sera jugée comme n'étant plus économiquement viable, ce dernier paramètre étant étroitement lié aux évolutions des prix futurs du gaz et du pétrole.

La provision est comptabilisée en contrepartie d'une immobilisation corporelle.

18.5 Litiges et risques fiscaux

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux, et des réclamations et risques fiscaux.

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 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale et du budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution («droits spécifiques passés régulés») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement 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 financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2015, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,2 milliards d'euros contre 3,3 milliards d'euros au 31 décembre 2014, la diminution étant essentiellement liée à la hausse des taux d'actualisation.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 18 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, Electrabel Customer Solutions (ECS), Laborelec, ENGIE CC et partiellement GDF SUEZ Energy Management Trading.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 13% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2015. La durée moyenne de ces régimes est de 11 années.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1^{er} juin 2002 et le personnel cadre engagé à partir du 1^{er} mai 1999 bénéficient de régimes à cotisations définies. Toutefois, depuis le 1^{er} janvier 2004, 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 2015, et d'application au 1^{er} janvier 2016, modifie les taux garantis de rendement en fonction du rendement réel des obligations. L'impact de ces modifications, évalué par le Groupe, est non significatif sur le montant de l'engagement.

La charge comptabilisée en 2015 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 24 millions d'euros contre 21 millions d'euros en 2014.

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 déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées, qui s'applique à la masse salariale.

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 2015 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 71 millions d'euros contre 73 millions d'euros en 2014.

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 1^{er} juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : Tractebel 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 secours immédiat.

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 d'avantage en nature énergie intitulé «tarif agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soule imputable aux agents de 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 2,7 milliards d'euros au 31 décembre 2015. La durée de l'engagement est de 20 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 reversions.

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

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 :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
AU 1^{ER} JANVIER 2014	(4 390)	72	167
Différence de change	(12)	-	-
Variations de périmètre et autres	34	(85)	-
Pertes et gains actuariels	(1 784)	22	6
Charge de l'exercice	(497)	28	6
Plafonnement d'actifs	(4)	-	-
Cotisations/prestations payées	420	5	(3)
AU 31 DÉCEMBRE 2014	(6 232)	41	176
Différence de change	13	-	-
Variations de périmètre et autres	45	(48)	-
Pertes et gains actuariels	448	38	(11)
Charge de l'exercice	(458)	15	3
Plafonnement d'actifs	(41)	-	-
Cotisations/prestations payées	441	16	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	(5 785)	62	167

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 comptabilisée dans le compte de résultat s'élève à 442 millions d'euros en 2015 (469 millions d'euros en 2014). 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».

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.

La zone Euro représente 94% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2015 (contre 94% au 31 décembre 2014).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 2 730 millions d'euros au 31 décembre 2015, contre 3 138 millions d'euros au 31 décembre 2014.

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 446 millions d'euros en 2015 et une perte actuarielle de 1 762 millions d'euros en 2014.

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dettes actuarielles début de période	(7 580)	(3 393)	(564)	(11 537)	(6 363)	(2 383)	(531)	(9 276)
Coût des services rendus de la période	(267)	(64)	(46)	(376)	(229)	(32)	(40)	(301)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(196)	(70)	(9)	(276)	(251)	(88)	(16)	(355)
Cotisations versées	(13)	-	-	(13)	(13)	-	-	(13)
Modification de régime	8	16	-	24	10	1	3	14
Variations de périmètre	2	(1)	-	1	(85)	-	-	(85)
Réductions / cessations de régimes	19	-	-	19	16	-	-	16
Événements exceptionnels	(2)	(6)	-	(7)	(3)	(4)	-	(7)
Pertes et gains actuariels financiers	292	294	33	619	(941)	(1 036)	(36)	(2 014)
Pertes et gains actuariels démographiques	140	(280)	9	(131)	(36)	58	10	32
Prestations payées	373	109	48	530	361	92	47	500
Autres (dont écarts de conversion)	25	-	-	25	(47)	(2)	-	(48)
Dettes actuarielles fin de période	A (7 197)	(3 394)	(530)	(11 120)	(7 580)	(3 393)	(564)	(11 537)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	5 349	3	-	5 351	4 955	5	-	4 960
Produit d'intérêts des actifs de couverture	148	-	-	148	201	-	-	201
Pertes et gains actuariels financiers	40	-	-	40	195	(2)	-	193
Cotisations perçues	271	17	-	288	270	14	-	284
Variations de périmètre	(1)	-	-	(1)	36	-	-	36
Cessations de régimes	(15)	(1)	-	(17)	(12)	(1)	-	(13)
Prestations payées	(332)	(17)	-	(349)	(333)	(14)	-	(347)
Autres (dont écarts de conversion)	(14)	-	-	(14)	36	-	-	36
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 5 445	1	-	5 446	5 349	3	-	5 351
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B (1 752)	(3 393)	(530)	(5 674)	(2 231)	(3 391)	(564)	(6 185)
Plafonnement d'actifs	(48)	-	-	(48)	(6)	-	-	(6)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(1 800)	(3 393)	(530)	(5 722)	(2 237)	(3 391)	(564)	(6 191)
TOTAL PASSIF	(1 862)	(3 393)	(530)	(5 785)	(2 278)	(3 391)	(564)	(6 233)
TOTAL ACTIF	62	-	-	62	41	-	-	41

(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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Juste valeur en début d'exercice	176	167
<i>Produit d'intérêts des placements</i>	3	7
<i>Pertes et gains actuariels financiers</i>	(11)	6
Rendement réel	(9)	13
Réductions/cessations de régime	-	(1)
Cotisations employeurs	16	13
Cotisations employés	1	2
Prestations payées	(17)	(18)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	167	176

19.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2015 et 2014 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Coûts des services rendus de la période	376	301
Charge d'intérêts nette	128	153
Pertes et gains actuariels ⁽¹⁾	(42)	27
Modifications de régimes	(24)	(14)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(2)	(5)
Événements exceptionnels	7	7
TOTAL	442	469
<i>Dont comptabilisés en résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>	314	315
<i>Dont comptabilisés en résultat financier</i>	128	153

(1) 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 rémunérant le taux d'actualisation ou, le cas échéant, un taux au moins égal aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les allocations de couverture et comportements d'investissement sont déterminés 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. Ces fonds diversifiés sont caractérisés par une gestion active se référant à des indices composites, adaptés à l'horizon long terme des passifs, et prenant en compte les obligations gouvernementales de la zone euro ainsi que les actions des plus grandes valeurs de la zone euro et hors zone euro.

Dans le cas des fonds en euros, la seule obligation de la compagnie d'assurance est un taux de rendement fixe minimum.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Dettes actuarielles	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 777)	4 469	(48)	(1 356)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(923)	977	-	55
Plans non financés	(4 421)	-	-	(4 421)
AU 31 DÉCEMBRE 2015	(11 120)	5 446	(48)	(5 722)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 385)	4 872	(6)	(2 519)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(438)	479	-	41
Plans non financés	(3 714)	-	-	(3 714)
AU 31 DÉCEMBRE 2014	(11 537)	5 351	(6)	(6 191)

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

<i>En %</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Actions	31	31
Obligations souveraines	16	20
Obligations privées	34	29
Actifs monétaires	8	9
Actifs immobiliers	4	4
Autres actifs	7	7
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2015.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 4% en 2015.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2015 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à 2% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

<i>En %</i>	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	62	23	1	11	4	100
Obligations souveraines	76	1	22	1	-	100
Obligations privées	81	12	1	4	1	100
Actifs monétaires	87	5	4	3	1	100
Actifs immobiliers	87	-	2	11	-	100
Autres actifs	46	14	21	15	4	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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Taux d'actualisation	2,9%	2,8%	2,5%	2,1%	2,1%	1,8%	2,7%	2,5%
Taux d'inflation	1,8%	2,0%	1,7%	1,7%	1,7%	1,8%	1,8%	1,9%
Durée résiduelle de service	14 ans	15 ans	16 ans	16 ans	16 ans	16 ans	15 ans	15 ans

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 durée de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire (zone Euro et Royaume-Uni) à partir des données sur le rendement des obligations AA (d'après Bloomberg et iBoxx), extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus ou moins 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle d'environ 16%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus ou moins 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une variation de la dette actuarielle d'environ 15%.

19.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 3%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	4	(3)
Effet sur les engagements de retraite	59	(43)

19.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2016 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2016, des cotisations de l'ordre de 192 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 97 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 2015, le Groupe a comptabilisé une charge de 134 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (139 millions d'euros en 2014). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 20 Activité exploration-production

20.1 Immobilisations d'exploration-production

Les immobilisations comptabilisées au titre de l'activité exploration-production se décomposent en trois catégories : les licences d'exploration-production, présentées en tant qu'immobilisations incorporelles dans l'état de situation financière, les champs en développement (immobilisations en développement) et les champs en production (immobilisations de production), qui sont présentés en tant qu'immobilisations corporelles dans l'état de situation financière.

<i>En millions d'euros</i>	Licences	Immobilisations en développement	Immobilisations de production	Total
A. VALEUR BRUTE				
Au 1^{er} janvier 2014	1 043	1 443	7 841	10 327
Variations de périmètre	-	(39)	(147)	(186)
Acquisitions	24	805	178	1 007
Cessions	-	(12)	(99)	(111)
Écarts de conversion	108	94	(216)	(14)
Autres	(69)	(885)	999	45
Au 31 décembre 2014	1 106	1 406	8 555	11 067
Variations de périmètre	(174)	-	(10)	(185)
Acquisitions	37	951	128	1 115
Cessions	(124)	(198)	-	(322)
Écarts de conversion	105	105	(155)	54
Autres	60	(106)	126	81
AU 31 DÉCEMBRE 2015	1 009	2 158	8 643	11 810
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS				
Au 1^{er} janvier 2014	(361)	(35)	(4 053)	(4 450)
Variations de périmètre	-	-	96	96
Amortissements et pertes de valeur	(33)	-	(920)	(953)
Écarts de conversion	(44)	(1)	62	17
Autres	-	33	(33)	-
Au 31 décembre 2014	(438)	(4)	(4 847)	(5 289)
Variations de périmètre	174	-	10	185
Dotations aux amortissements	-	-	(664)	(664)
Pertes de valeur	(349)	(1 146)	(1 041)	(2 536)
Cessions	88	-	-	88
Écarts de conversion	(48)	(26)	77	3
Autres	-	-	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	(573)	(1 176)	(6 464)	(8 213)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2014	668	1 402	3 708	5 778
AU 31 DÉCEMBRE 2015	437	982	2 179	3 597

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2015 comprend principalement les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Cygnus au Royaume-Uni, de Jangkrik en Indonésie et de Touat en Algérie. La ligne «Cessions» correspond pour l'essentiel à la cession d'un intérêt de 11,67% dans le champ de Jangkrik, en Indonésie.

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2014 comprenait notamment les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Cygnus au Royaume-Uni et de Jangkrik en Indonésie.

Les pertes de valeur comptabilisées respectivement au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014 sont décrites dans la Note 7.2.

20.2 Coûts d'exploration pré-capitalisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration pré-capitalisés :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Valeur à l'ouverture	430	599
Coûts d'exploration de la période pré-capitalisés	129	162
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(145)	(236)
Autres	(54)	(95)
VALEUR À LA CLÔTURE	359	430

Les coûts d'exploration pré-capitalisés sont présentés dans l'état de situation financière au sein de la rubrique «Autres actifs».

20.3 Flux d'investissement de la période

Les dépenses d'investissement réalisées au titre des activités d'exploration-production en 2015 et 2014 s'élèvent respectivement à 1 027 millions d'euros et 1 094 millions d'euros. Elles sont présentées au sein de la ligne «Investissements corporels et incorporels» du tableau de flux de trésorerie.

NOTE 21 Contrats de location-financement

21.1 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 de la branche Energy International (essentiellement Enersur - Pérou) et des centrales de cogénération de Cofely.

Paiements minimaux futurs, valeur actualisée :

<i>En millions d'euros</i>	Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2015		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2014	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	102	99	100	98
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	292	259	391	367
Au-delà de la 5 ^e année	275	253	70	50
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	669	611	561	515

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 :

<i>En millions d'euros</i>	Total	1^{re} année	De la 2^e à la 5^e année	Au-delà de la 5^e année
Dettes de location-financement	611	95	247	270
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	57	7	45	5
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	669	102	292	275

21.2 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).

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Paiements minimaux non actualisés	1 167	1 180
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	42	38
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	1 209	1 218
Produits financiers non acquis	172	192
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	1 037	1 026
<i>dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	<i>1 007</i>	<i>999</i>
<i>dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	<i>30</i>	<i>28</i>

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés en 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Au cours de la 1 ^{re} année	108	122
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	444	401
Au-delà de la 5 ^e année	616	657
TOTAL	1 167	1 180

NOTE 22 Contrats de location simple

22.1 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 2015 et 2014 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Loyers minimaux	(886)	(905)
Loyers conditionnels	(18)	(18)
Revenus de sous-location	76	87
Charges de sous-location	(27)	(39)
Autres charges locatives	(238)	(206)
TOTAL	(1 093)	(1 081)

Les paiements minimaux futurs à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Au cours de la 1 ^{re} année	620	642
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 398	1 601
Au-delà de la 5 ^e année	1 281	1 465
TOTAL	3 300	3 708

22.2 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 la branche Energy International.

Les revenus locatifs des exercices 2015 et 2014 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Loyers minimaux	556	579
Loyers conditionnels	76	113
TOTAL	632	692

Ces revenus locatifs sont comptabilisés en chiffre d'affaires.

Les paiements minimaux futurs à recevoir au titre de la location, en vertu de contrats de location simple non résiliables, s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Au cours de la 1 ^{re} année	403	550
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	694	1 351
Au-delà de la 5 ^e année	27	19
TOTAL	1 125	1 919

NOTE 23 Paiements fondés sur des actions

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Note	Charge de la période	
		31 déc. 2015	31 déc. 2014
Offres réservées aux salariés ⁽¹⁾	23.2	15	11
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	23.3	34	10
Autres plans du Groupe		1	1
TOTAL		50	22

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

23.1 Plans de stock-options⁽¹⁾

En 2015, comme en 2014, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan de stock options.

Au 31 décembre 2015, les plans en vigueur sont des plans d'options d'achat d'actions dont les droits sont acquis et pour lesquels il n'y a donc plus de charge comptabilisée. Les caractéristiques de ces plans sont les suivantes :

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 31/12/2014	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31/12/2015	Date d'expiration	Durée de vie restante
17/01/2007	27/04/2004	17/01/2007	36,6	2 173	1 218 000	5 607 859	5 607 859	-	16/01/2015	-
14/11/2007	04/05/2007	14/11/2007	41,8	2 107	804 000	4 357 575	4 357 575	-	13/11/2015	-
12/11/2008 ⁽¹⁾	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	5 999 064	30 000	5 969 064	11/11/2016	0,9
10/11/2009 ⁽¹⁾	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	-	4 858 725	50 710	4 808 015	09/11/2017	1,9
TOTAL					4 637 000	20 823 223	10 046 144	10 777 079		

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2015.

Par ailleurs, les plans de souscription d'actions émis en 2007 sont arrivés à échéance en 2015. Il en a résulté l'annulation de 10 millions d'options.

23.2 Offres réservées aux salariés

23.2.1 ORS 2015

En 2015, l'État français a proposé 13 millions d'actions existantes d'ENGIE aux salariés et anciens salariés éligibles du Groupe. Les salariés participant à cette opération ont bénéficié d'un abondement en actions gratuites offert par le Groupe :

- en France, l'abondement a pris la forme de la distribution de 449 345 actions aux salariés, représentant une charge de 8,8 millions d'euros ;

- dans les autres pays, l'abondement a consisté en un plan d'attribution de 86 437 actions gratuites qui seront attribuées le 27 février 2020 sous réserve d'une condition de présence dans le Groupe au 31 décembre 2019. Le coût de ce plan, estimé à 1 million d'euros, sera pris en charge sur cette période de 5 ans.

23.2.2 Link 2014

Dans le cadre des souscriptions au plan LINK 2014 sous la forme de *Share Appreciation Rights*, la charge de la période s'élève à 5 millions d'euros, correspondant à la juste valeur des *warrants* couvrant la dette à l'égard des salariés.

(1) Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs sont décrits dans les précédents Documents de Référence de SUEZ, puis de GDF SUEZ.

23.3 Actions gratuites et actions de performance

23.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2015

Plan d'actions de performance ENGIE du 16 décembre 2015

Le Conseil d'Administration du 16 décembre 2015 a approuvé l'attribution de 3,3 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en deux tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2019, suivie d'une période d'incessibilité de deux ans des titres acquis ; et

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2020, 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 double condition de performance :

- une condition portant sur le Total Shareholder Return (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux des sociétés constituant l'indice Eurostoxx Utilities Eurozone, évalué pour la période entre novembre 2015 et janvier 2019 ;
- une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent part Groupe des exercices 2017 et 2018.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans conditions ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (21 600 actions attribuées).

23.3.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2015.

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
16 décembre 2015	14 mars 2019	14 mars 2021	16,0 €	1,0 €	5,9%	1,1 €	oui	9,7 €
16 décembre 2015	14 mars 2020	14 mars 2020	16,0 €	1,0 €	5,9%	-	oui	9,9 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 16 décembre 2015								9,8 €

23.3.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se

traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2.

L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture. Les réductions de volume opérées en 2015 au titre de la non atteinte de conditions de performance ont concerné le plan d'actions de performance de décembre 2011. Il en a résulté un produit de 11 millions d'euros.

23.3.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2015 et impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante :

(En millions d'euros)	Charge de la période	
	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Plans d'actions gratuites	17	23
Plans d'actions de performance	17	(13)
Dont charge de la période	28	27
Dont reprise pour non atteinte de conditions de performance	(11)	(40)
TOTAL	34	10

NOTE 24 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 25 «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.

24.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

24.1.1 Relations avec l'État français

L'État détient 32,76% du capital d'ENGIE lui conférant 5 représentants sur 19 au Conseil d'Administration.

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.

24.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1^{er} juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités ERDF SA, filiale de EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1^{er} janvier 2007 et au 1^{er} janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

24.2 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 25 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 21 membres au 31 décembre 2015 contre 20 en 2014.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Avantages à court terme	26	25
Avantages postérieurs à l'emploi	5	4
Paiements fondés sur des actions	1	(2)
Indemnités de fin de contrat	-	7
TOTAL	33	33

NOTE 26 Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs

26.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

<i>En millions d'euros</i>	Variation du BFR au 31 déc. 2015	Variation du BFR au 31 déc. 2014
Stocks	903	30
Clients et autres débiteurs	2 105	64
Fournisseurs et autres créanciers	(1 981)	1 168
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	169	(776)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	498	(1 156)
Autres	(530)	(546)
TOTAL	1 163	(1 216)

26.2 Stocks

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Stocks de gaz naturel, nets	1 547	2 269
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	413	411
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	2 247	2 210
TOTAL	4 207	4 891

26.3 Autres actifs et autres passifs

Les autres actifs courants (9 348 millions d'euros) et les autres actifs non courants (503 millions d'euros) sont constitués principalement de créances fiscales.

Les autres passifs courants (13 782 millions d'euros) et les autres passifs non courants (1 345 millions d'euros) comprennent principalement des dettes fiscales et sociales.

NOTE 27 Litiges et concurrence

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 2015 s'élève à 663 millions d'euros contre 891 millions d'euros au 31 décembre 2014.

Les principaux litiges et arbitrages présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

27.1 Litiges et arbitrages

27.1.1 Electrabel – État de Hongrie

Electrabel, Groupe ENGIE, a engagé auprès du Centre International de Règlement des Différends sur les Investissements (CIRDI) une procédure d'arbitrage international contre la Hongrie pour manquement à ses obligations découlant du Traité sur la Charte de l'énergie. Le différend porte notamment sur la résiliation du contrat long terme d'achat d'électricité, conclu le 10 octobre 1995, entre DUNAMENTI Erőmű (ancienne filiale du Groupe - cédée le 30 juin 2014) et MVM, société contrôlée par l'État hongrois (le «Contrat DUNAMENTI»). Par sentence du 25 novembre 2015, le Tribunal arbitral a rejeté définitivement les demandes formulées par Electrabel.

27.1.2 OPR sur Electrabel

À la suite de l'offre publique de reprise (OPR), lancée par SUEZ (désormais ENGIE) en juin 2007 sur les actions de sa filiale Electrabel qu'elle ne détenait pas encore, trois actionnaires, Deminor et deux autres fonds, ont initié le 10 juillet 2007 une procédure devant la Cour d'Appel (CA) de Bruxelles à l'encontre de SUEZ et d'Electrabel pour obtenir un complément de prix. La demande a été rejetée par la Cour d'Appel le 1^{er} décembre 2008.

Suite au pourvoi introduit par Deminor et consorts le 22 mai 2009, la Cour de Cassation a prononcé la cassation le 27 juin 2011. Par citation du 28 décembre 2012, Deminor et consorts ont assigné ENGIE devant la Cour d'Appel de Bruxelles dans une composition différente, aux fins qu'elle statue sur leur demande de complément de prix. Les plaidoiries se sont terminées le 15 octobre 2014 et l'affaire a été mise en délibéré.

Une demande similaire de complément de prix, introduite par MM. Geenen et consorts auprès de la Cour d'Appel de Bruxelles mais sans mise en cause d'Electrabel et de la FSMA («Autorité belge des services et marchés financiers», anciennement «Commission bancaire, financière et des assurances»), a été rejetée le 24 décembre 2009 pour des motifs de procédure. M. Geenen s'est pourvu en cassation le 2 juin 2010 contre l'arrêt du 24 décembre 2009. La Cour de Cassation a rendu, le 3 mai 2012, un arrêt prononçant la cassation de l'arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles.

Par arrêt du 26 mars 2015, la Cour d'Appel de Bruxelles a déclaré la demande de complément de prix de Deminor et consorts recevable mais non fondée et les a condamnés à verser à ENGIE SA 33 000 euros de dépens. La décision est devenue définitive.

27.1.3 La Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, ENGIE a acquis 56,84% des titres de La Compagnie du Vent, SOPER (l'actionnaire d'origine) en conservant 43,16%. Le fondateur de la société (et propriétaire de SOPER), Jean-Michel Germa, est resté Président Directeur Général (PDG) de La Compagnie du Vent au moment de la prise de contrôle. ENGIE détient aujourd'hui 59% des titres de La Compagnie du Vent.

Depuis 2011, différents litiges opposent ENGIE à Jean-Michel Germa (propriétaire de SOPER et PDG révoqué) et SOPER (aujourd'hui actionnaire minoritaire) : (i) le litige intenté le 15 février 2012 devant le Tribunal de Commerce de Paris par Jean-Michel Germa contre ENGIE en responsabilité contractuelle et responsabilité délictuelle à l'occasion de sa révocation en tant que PDG de La Compagnie du Vent. Ce litige est pendant devant la Cour d'Appel de Paris, (ii) le litige intenté par SOPER le 15 mai 2012 contre ENGIE et le PDG actuel de La Compagnie du Vent prétendant qu'ENGIE et le PDG auraient agi contre les intérêts de La Compagnie du Vent et en réclamant réparation. Le Tribunal de Commerce de Montpellier ayant rejeté leurs prétentions, SOPER a interjeté appel de cette décision ; le 3 novembre 2015, la Cour d'Appel de Montpellier a confirmé la décision de première instance, condamnant par ailleurs SOPER pour procédure abusive. SOPER s'est pourvue en cassation le 4 janvier 2016 ; (iii) la procédure intentée par SOPER, le 18 janvier 2013 afin de condamner ENGIE à indemniser SOPER à hauteur d'environ 214 millions d'euros en raison de la violation alléguée de l'accord et du pacte d'associés signés en 2007. Le litige est pendant devant le Tribunal de Commerce de Créteil, (iv) le litige introduit le 14 mars 2013 par SOPER et Jean-Michel Germa devant le Tribunal de Commerce de Montpellier contre ENGIE et La Compagnie du Vent aux fins de voir prononcé la nullité des décisions prises lors de l'assemblée des associés de La Compagnie du Vent du 27 mai 2011. SOPER et Jean-Michel Germa ont été déboutés de leurs demandes par un jugement du 26 janvier 2015. Ces derniers ont formé appel du jugement le 13 février 2015 et la procédure est pendante devant la Cour d'appel de Montpellier (v) le 26 avril 2013, SOPER a engagé une nouvelle procédure devant le Tribunal de Commerce de Paris pour obtenir l'annulation du rapport de l'expert et la nomination d'un nouvel expert pour fixer le prix des actions acquises par ENGIE lors de l'exercice de bons de souscription. L'affaire a été portée devant le Tribunal de Commerce de Créteil, qui a conclu par jugement du 1^{er} décembre 2015 à l'annulation du rapport de l'expert. ENGIE a interjeté appel ; (vi) la procédure introduite le 16 mai 2013, par SOPER demandant à ce qu'ENGIE ne puisse exercer les bons de souscription d'actions, aux conditions convenues dans le pacte d'associés. L'affaire a été portée devant le Tribunal de Commerce de Créteil.

27.1.4 Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France

Litige portant sur le 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'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a introduit une requête demandant l'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 devant le Conseil d'État en juillet 2013.

L'ANODE soutient 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.

27.1.5 Contestation d'une décision de la CREG approuvant les tarifs d'injection d'ELIA

En décembre 2011, la CREG (régulateur belge des marchés du gaz et de l'électricité) a approuvé la proposition tarifaire d'ELIA SYSTEM OPERATOR (gestionnaire du réseau de transport d'électricité) pour la période 2012-2015. Electrabel y est opposée principalement s'agissant de deux aspects : (i) l'application de tarifs d'injection pour l'utilisation du réseau et (ii) les tarifs d'injection pour les services auxiliaires.

Une procédure en annulation de la décision de la CREG a été entamée par Electrabel devant la Cour d'Appel de Bruxelles qui, le 6 février 2013, a annulé *ex tunc et erga omnes* la décision de la CREG du 22 décembre 2011 dans son intégralité. Le 24 mai 2013, la CREG a formé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013. La Cour de cassation a toutefois confirmé l'arrêt de la Cour d'Appel.

En conséquence des procédures lancées et en l'absence de tarifs régulés, ELIA a déposé une nouvelle proposition tarifaire (couvrant la période 2012 à 2015), qui a été validée par la CREG le 16 mai 2013. Cette décision de la CREG fait toutefois l'objet d'une nouvelle procédure en annulation devant la Cour d'Appel de Bruxelles, introduite par Febeliec (association représentative des consommateurs industriels d'énergie) en date du 14 juin 2013. Electrabel est intervenue volontairement dans cette procédure afin de défendre les tarifs approuvés le 16 mai 2013 et a déposé ses conclusions le 30 octobre 2013. L'affaire a été plaidée le 17 septembre 2014. Par arrêt du 25 mars 2015, la Cour d'Appel a rejeté les prétentions de Febeliec. Febeliec ayant décidé de ne pas porter cette décision devant la Cour de cassation, en conséquence, la décision est considérée comme définitive.

27.1.6 Italie - Vado Ligure

Le Tribunal de Savone a placé sous séquestre le 11 mars 2014, sur requête du Procureur, 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% et consolidée en mise en équivalence par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 17 juin 2015. L'affaire sera renvoyée au Tribunal de Savone courant 2016.

27.1.7 Argentine

Pour mémoire, SUEZ (désormais ENGIE) et SUEZ Environnement ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement Company – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ Environnement des droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ dans Aguas Argentinas (AASA) et Aguas Provinciales de Santa Fe (APSF).

En janvier 2002 en Argentine, une loi d'urgence publique et de réforme du régime des changes («Loi d'Urgence») a bloqué les augmentations de tarifs des contrats de concession en empêchant l'indexation des tarifs en cas de dépréciation du peso argentin par rapport au dollar américain. En 2003, SUEZ – désormais ENGIE – et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé deux procédures d'arbitrage contre l'État argentin (autorité concédante),

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions de dollars américains.

(3) Ex-Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou.

afin de faire appliquer les clauses contractuelles des contrats de concession devant le CIRDI conformément aux traités bilatéraux franco-argentins de protection des investissements.

Ces procédures d'arbitrage CIRDI visent à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, suite aux mesures adoptées par l'Argentine après prolongation de la loi d'Urgence. Les audiences ont eu lieu dans le courant de l'année 2007 pour les deux arbitrages. Parallèlement aux procédures CIRDI, les sociétés concessionnaires AASA et APSF ont dû entamer des procédures de résiliation des contrats de concession devant les juridictions administratives locales.

Toutefois, la situation financière des sociétés concessionnaires s'étant dégradée depuis la loi d'Urgence, APSF a annoncé sa mise en liquidation judiciaire lors de son Assemblée Générale du 13 janvier 2006.

Parallèlement, AASA a demandé à bénéficier du «Concurso Preventivo⁽¹⁾». Dans ce cadre, une proposition concordataire opérant novation du passif admissible d'AASA approuvée par les créanciers et homologuée par le juge de la faillite le 11 avril 2008 a permis en partie le règlement du passif. La proposition prévoit un premier paiement de 20% du passif⁽²⁾ (lors de l'homologation) et un second paiement de 20% en cas d'indemnisation par l'État argentin. ENGIE et Agbar, en tant qu'actionnaires de contrôle, ont décidé d'aider financièrement AASA à faire face à ce premier paiement et ont versé respectivement, lors de l'homologation, les sommes de 6,1 et 3,8 millions de dollars américains.

Par deux décisions datées du 30 juillet 2010, le CIRDI avait reconnu la responsabilité de l'État argentin dans la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires et de Santa Fe. La détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis devait être fixée par des experts.

Faisant suite à la remise en septembre 2013 d'un rapport d'expert portant sur la concession de Buenos Aires, ainsi qu'à une série d'audiences qui se sont tenues en 2014, le CIRDI 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. Début août 2015, cette décision a fait l'objet d'un recours en nullité de la part de la République Argentine devant un comité ad hoc du CIRDI. Un rapport d'expert sur la concession de Santa Fe a par ailleurs été remis au CIRDI en avril 2014. Par sa décision du 4 décembre 2015, le CIRDI a condamné la République Argentine à verser 211 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. La République Argentine peut tenter un recours en nullité contre cette dernière.

27.1.8 Fos Cavaou – Construction

Fosmax LNG⁽³⁾, filiale d'ELENGY à 72,5% et de Total à 27,5%, 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 composé de trois sociétés : SOFREGAZ, TECNIMONT SpA et SAIPEM SA (ci-après «STS»).

Le litige porte sur la construction du terminal méthanier appartenant à Fosmax LNG, terminal destiné à décharger le gaz naturel liquide apporté par des navires, à le stocker, à le regazéifier et à l'injecter dans le réseau de transport de gaz naturel.

Le terminal a été réalisé par STS en application d'un contrat «clé en mains» conclu le 17 mai 2004 pour un prix forfaitaire, non révisable, incluant l'intégralité des travaux de construction et de fournitures. Le

délaï impératif pour l'achèvement complet et l'obtention de l'ouvrage avait été fixé au 15 septembre 2008, délaï assorti de pénalités de retard.

L'exécution du contrat a été marquée par une série de difficultés. STS ayant refusé d'achever une partie des travaux et ayant livré un terminal inachevé avec un retard de 18 mois, Fosmax LNG a procédé à la mise en régie en 2010 de la majeure partie des travaux restant à réaliser et fait appel à des entreprises extérieures pour l'exécution de ceux-ci.

Fosmax LNG a demandé réparation du préjudice qu'elle a subi en engageant une procédure arbitrale sous l'égide de la CCI. Fosmax LNG a déposé son mémoire en demande le 19 octobre 2012. STS a déposé son mémoire en défense et demandes reconventionnelles le 28 janvier 2013. Après échange des différents mémoires prévus par la procédure, les audiences se sont déroulées du 18 au 22 novembre 2013.

Le Tribunal arbitral a rendu sa sentence le 13 février 2015. Aux termes de la sentence, STS doit payer à Fosmax LNG : (i) 48,2 millions d'euros assortis d'intérêts au titre des pénalités de retard, (ii) 19,1 millions d'euros au titre des coûts liés aux incidents, désordres et malfaçons survenus sur le chantier et (iii) 1,4 million d'euros au titre des avances réalisées par Fosmax LNG. Fosmax LNG doit, quant à elle, payer à STS : (i) 87,9 millions d'euros assortis d'intérêts au titre des surcoûts correspondant aux moyens mobilisés par STS pour achever les travaux (surcoûts relatifs à la construction du terminal, à l'ingénierie et à la supervision ainsi que d'autres coûts mobilisés pour la bonne fin des travaux), (ii) 36,2 millions d'euros assortis d'intérêts correspondant à la restitution du montant de la garantie à première demande appelée par Fosmax LNG pour financer les travaux en régie et (iii) 3,9 millions d'euros assortis d'intérêts correspondant à des factures de STS non payées par Fosmax LNG. Au total, hors intérêts, Fosmax LNG doit acquitter la somme nette de 59,2 millions d'euros.

La sentence rendue le 13 février 2015 a été exécutée. Fosmax LNG a versé à STS une indemnité nette (intérêts compris) de 70 millions d'euros hors taxe, le 30 avril 2015.

Un recours en annulation devant le Conseil d'État a été formé par Fosmax LNG. La requête a été déposée le 18 février 2015. Après échange de mémoires et la tenue d'une audience le 18 novembre 2015, le Conseil d'État a, par décision du 3 décembre 2015, renvoyé l'affaire devant le Tribunal des Conflits.

Parallèlement, l'ordonnance d'exequatur de la sentence du 7 avril 2015 a été signifiée le 18 juillet 2015 à Fosmax LNG. Cette dernière a saisi la Cour d'Appel de Paris d'un recours en annulation de la sentence et d'un appel-nullité de l'ordonnance d'exequatur, le 18 août 2015.

27.1.9 Cofely Espagne

Dans le cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), cinq collaborateurs de Cofely Espagne 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 toujours en cours.

27.1.10 Contestation des contributions nucléaires en Belgique

La loi-programme du 22 décembre 2008 impose une contribution de 250 millions d'euros à la charge des producteurs nucléaires. Electrabel, Groupe ENGIE, a contesté cette contribution devant la Cour constitutionnelle, qui a rejeté ce recours par son arrêt du 30 mars 2010. Cette contribution a par ailleurs été reconduite pour 2009⁽¹⁾, 2010⁽²⁾ et 2011⁽³⁾ puis doublée en 2012, 2013 et 2014. Electrabel s'est donc, à ce

(1) Loi du 23 décembre 2009.

(2) Loi du 29 décembre 2010.

(3) Loi du 8 janvier 2012.

titre, acquittée au total de 2,16 milliards d'euros. En vertu d'un protocole d'accord signé le 22 octobre 2009 entre l'État belge et le Groupe, cette contribution n'aurait cependant pas dû être reconduite, mais remplacée par une contribution liée à l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires.

Electrabel a sollicité en septembre 2011 la restitution des contributions nucléaires payées de 2008 à 2011 au motif qu'elles devraient être considérées comme illégales et donc, indûment perçues par l'État belge. En avril 2014, le Tribunal de première instance de Bruxelles a rejeté la demande d'Electrabel qui a interjeté appel le 20 mai 2014 devant la Cour d'Appel de Bruxelles. La procédure est en cours.

Le 12 juin 2014, Electrabel a introduit devant la Cour constitutionnelle un recours en annulation partielle de la loi du 26 décembre 2013 portant modification de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées, et, en particulier, ses articles instaurant une contribution de 481 millions d'euros à la charge des exploitants nucléaires au titre de l'année 2013, dont 421 millions d'euros à la charge d'Electrabel. Le 17 septembre 2015, la Cour constitutionnelle a rejeté le recours d'Electrabel.

Le 26 juin 2015, Electrabel a introduit devant la Cour constitutionnelle un recours en annulation partielle de la loi du 19 décembre 2014 portant modification de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées, et, en particulier, ses articles instaurant une contribution de 469 millions d'euros à la charge des exploitants nucléaires au titre de l'année 2014, dont 407 millions d'euros à la charge d'Electrabel. La procédure est en cours.

Par ailleurs, le 5 septembre 2014, Electrabel a déposé plainte entre les mains de la Commission européenne concernant les contributions nucléaires 2008 à 2013 en tant qu'aides d'État présumées illégales octroyées par l'État belge aux producteurs d'électricité non soumis aux contributions nucléaires. La plainte, qui a été complétée pour couvrir aussi la contribution nucléaire 2014, est en cours d'analyse par la Commission.

Le 30 novembre 2015, l'État belge, ENGIE et Electrabel ont conclu une convention relative à la prolongation de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2. Cette convention porte également sur les redevances et contributions nucléaires dues pour les années 2015 à 2025. Son entrée en vigueur est conditionnée à l'entrée en vigueur de deux lois, lois qui doivent encore être soumises au Parlement belge.

27.1.11 Réclamation d'E.On portant sur les contributions nucléaires en Allemagne et en Belgique

Le 26 novembre 2014, E.On Kernkraft GmbH (ci-après «E.On») a déposé une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale (CCI) contre Electrabel. E.On réclame (i) le paiement par Electrabel, d'une partie de la contribution nucléaire allemande, se montant approximativement à 90 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la contribution nucléaire belge payée par E.On se montant approximativement à 200 millions d'euros plus les intérêts.

Electrabel conteste ces réclamations et a introduit les demandes reconventionnelles suivantes : (i) le paiement du montant total facturé par Electrabel pour la contribution nucléaire belge, se montant approximativement à 93 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le

remboursement de la contribution nucléaire allemande payée par Electrabel, se montant approximativement à 190 millions d'euros plus les intérêts.

27.1.12 Actions relatives à l'exploitation d'unités nucléaires belges à Tihange et Doel

Le 9 décembre 2014, Greenpeace a introduit un recours comme en référé devant le Tribunal de première instance de Bruxelles. Le recours est formulé contre l'État belge et l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN), en ce que ceux-ci n'auraient pas respecté certaines de leurs obligations au niveau international lors de la décision de prolongation de la durée de vie de la centrale de Tihange 1. Electrabel s'est jointe à la cause pour défendre son point de vue. Le recours introduit par Greenpeace comme en référé devant le Tribunal de première instance de Bruxelles a été plaidé le 16 mars 2015. Le recours de Greenpeace a été jugé irrecevable le 1^{er} juin 2015. Greenpeace a interjeté appel de cette décision. Les plaidoiries se tiendront le 4 octobre 2016.

Le 29 novembre 2015, Greenpeace a introduit une requête en suspension et annulation auprès du Conseil d'État contre les décisions suivantes : l'Arrêté Royal du 27 septembre 2015 modifiant les conditions d'exploitation du réacteur nucléaire Tihange 1 dans le cadre de l'exploitation à long terme, l'Arrêté Royal du 27 septembre 2015 modifiant les conditions d'exploitation des réacteurs nucléaires Doel 1 et 2 dans le cadre de l'exploitation à long terme, la décision de l'AFCN du 30 septembre 2015 relatif au plan d'action *Long Term Operation* (LTO) pour Tihange 1, la décision de l'AFCN du 30 septembre 2015 relatif au plan d'action LTO pour Doel 1 et Doel 2. Electrabel interviendra volontairement dans la procédure. La durée d'une procédure en suspension peut être estimée entre 9 et 15 mois. Une procédure en annulation prend généralement 2 à 3 ans.

Le 30 décembre 2015, l'association Nucléaire Stop Energie a intenté une action en cessation environnementale aux fins de voir (i) suspendre l'exploitation de Doel 3 et Tihange 2, (ii) ordonner une expertise sur les cuves et (iii) statuer en fonction des résultats de celle-ci sur le futur de ces unités. L'affaire sera plaidée le 8 février 2016 devant le Président du Tribunal de première instance de Bruxelles.

Le 5 janvier 2016, les associations Inter-environnement Wallonie et Bond Beter Leefmilieu ont introduit devant la Cour constitutionnelle un recours en annulation de la loi du 28 juin 2015 prévoyant la prolongation de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et Doel 2. Electrabel introduira une requête en intervention volontaire.

Le 5 février 2016, la StädteRegion Aachen a introduit auprès du Conseil d'État une requête en annulation de la décision de l'AFCN donnant autorisation à Electrabel de redémarrer l'unité nucléaire de Tihange 2. Electrabel interviendra à la cause.

27.1.13 Éoliennes Maestrale - Italie

Le 13 février 2013, le Groupe, via sa filiale International Power, avait cédé 80% du capital de IP Maestrale et de ses filiales à la société italienne ERG.

Le 5 novembre 2014, ERG a notifié à la société International Power Consolidated Holdings Limited, Groupe ENGIE, que le ministère italien du Développement économique avait révoqué par décret les subventions permises par la Loi dite «Maestrale» n° 488/1192. En application du décret, les sociétés concernées doivent rembourser les subventions déjà payées, plus intérêts, dans les 60 jours de la notification.

À la suite de l'achat des sociétés ayant bénéficié desdites subventions, ERG et ses filiales ont contesté plusieurs décisions devant les autorités

publiques et judiciaires italiennes mais ont annoncé réserver leurs droits contre le Groupe au titre du contrat de cession des sociétés concernées incluant le remboursement des pertes subies (environ 45,8 millions d'euros) dont la demande est suspendue.

27.1.14 Taxe sur site – Réclamations de l'Administration de l'énergie

L'Administration de l'énergie a réclamé à Electrabel pour les années 2006 à 2011 un montant total de prélèvement sur sites non utilisés de 356 millions d'euros. Compte tenu du jugement rendu par le Tribunal de première instance de Bruxelles le 17 février 2010 concernant les prélèvements sur sites non utilisés de 2006 à 2008, qui lui est en grande partie favorable, Electrabel a introduit pour chacune des années 2009 à 2011 une déclaration pour le seul site qu'elle considère devoir faire l'objet du prélèvement. L'Administration a, quant à elle, maintenu sa position antérieure et a établi pour chacune de ces années des prélèvements sur 7 sites (dont le site déclaré). Electrabel a contesté ces prélèvements en premier lieu par la voie administrative et ensuite par l'introduction de recours auprès du Tribunal de première instance de Bruxelles. En juillet 2014, l'État belge a interjeté appel de la décision du Tribunal de février 2010. La procédure suit son cours. Electrabel n'a pas payé les prélèvements de 2009 et 2010, considérant qu'ils ont été établis tardivement. Elle a en revanche payé une somme de 6,25 millions d'euros au titre du prélèvement 2011 sur le site déclaré. Electrabel n'a pas établi de déclaration pour 2012 à 2015 car le seul site susceptible de faire l'objet du prélèvement ne bénéficie plus d'un permis d'exploitation pour production d'électricité. L'Administration de l'Énergie maintient sa position antérieure et a établi également pour 2012, 2013, 2014 et 2015 des prélèvements sur 7 sites qui se montent à 67,5 millions d'euros pour chaque exercice. Electrabel conteste ces prélèvements chaque année par voie administrative et par l'introduction de recours auprès du Tribunal de première instance de Bruxelles. Celui-ci a, par jugement du 24 septembre 2014 concernant le prélèvement sur sites non utilisés de 2009, ordonné la tenue d'une expertise pour éclairer le Tribunal sur les contraintes techniques justifiant une éventuelle inéligibilité des sites aux prélèvements ; cette expertise est en cours. Un accord de principe a été conclu entre Electrabel et l'État belge qui prévoit de régler le litige pour un montant de 120 millions d'euros ; cet accord est en voie d'exécution.

27.1.15 Réclamation du fisc français

Par une proposition de rectification en date du 22 septembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession, sans recours, de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE), pour un montant de 995 millions d'euros. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à ENGIE SA le maintien de leur position, laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011. Elles en ont tiré les conséquences en réduisant les déficits reportables du groupe fiscal ENGIE d'un montant de l'ordre de 710 millions d'euros dans une proposition de rectification du 16 décembre 2015, ce qu'ENGIE entend contester.

Concernant le contentieux précompte – objet de la cession de créance précitée – proprement dit, en 2014, dans un arrêt désormais devenu définitif, la Cour Administrative d'Appel de Paris a suivi la jurisprudence du Conseil d'État en reconnaissant l'incompatibilité du précompte avec le droit communautaire conformément à la position de la Cour de Justice de l'Union européenne, mais en réduisant très sensiblement le quantum du remboursement accordé à SUEZ (désormais ENGIE) au titre des exercices 1999/2000/2001. Le Tribunal administratif de Cergy-Pontoise a adopté une position identique pour les sommes réclamées par SUEZ au titre des exercices 2002/2003 et 2004. ENGIE SA a interjeté appel de ces jugements.

En parallèle, en novembre 2014, la Commission européenne a formellement reconnu le bien-fondé des arguments développés par ENGIE SA et plusieurs autres contribuables français contre les principes de calcul des sommes à rembourser préconisés par le Conseil d'État et a demandé des explications à l'État français. La décision de la Commission devrait être connue au cours du premier semestre 2016.

27.1.16 Réclamation du fisc néerlandais

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 en 2000. Le montant des impôts et intérêts de retard enrôlés jusqu'au 31 décembre 2008 s'élève à 127 millions d'euros. Un recours administratif a été introduit contre ces enrôlements. Respectivement le 22 décembre 2014 et le 28 janvier 2015, l'administration fiscale a envoyé les enrôlements pour les exercices 2009 et 2010. Les montants d'impôt et les intérêts de retard qui sont réclamés au sujet de la déductibilité d'intérêts, s'élèvent à 53,6 millions d'euros pour l'exercice 2009, et à 29,6 millions d'euros pour l'exercice 2010. Un recours administratif a été introduit contre ces enrôlements. Le montant total des impôts et intérêts de retard enrôlés jusqu'au 31 décembre 2010 s'élève à 210,2 millions d'euros.

27.1.17 Total Energie Gaz

ENGIE achète du gaz naturel auprès de Total Energie Gaz (TEGAZ), filiale du groupe Total, au titre d'un contrat conclu le 17 octobre 2004 et a réclamé une révision du prix contractuel avec effet au 1^{er} mai 2011. Les négociations n'ayant pas abouti avec TEGAZ, ENGIE a soumis en mars 2012 le différend portant sur la révision du prix contractuel à un collège d'experts conformément au contrat. Le 5 juin 2012, TEGAZ a notifié un différend quant à l'interprétation de certaines clauses du contrat susvisé, qui a fait l'objet d'une procédure d'arbitrage selon le règlement de l'Association Française de l'Arbitrage (AFA).

Après échange des mémoires, les audiences du Tribunal Arbitral relatives à l'interprétation de certaines clauses du contrat se sont déroulées du 27 au 30 janvier 2014. La sentence a été rendue le 13 mai 2014 et TEGAZ a été déboutée de l'ensemble de ses demandes d'interprétation du contrat, notamment celles relatives à la clause de révision de prix.

Dans le cadre du différend portant sur la révision du prix contractuel, la procédure d'expertise a repris. Le 7 février 2015, le Collège d'experts a donné une première suite favorable à la demande de révision de prix contractuelle réclamée par le Groupe concernant les achats de gaz naturel intervenus entre le 1^{er} mai 2011 et le 31 octobre 2014 au titre du contrat de fourniture de gaz naturel avec TEGAZ. Le Collège d'experts a confirmé que la demande de révision de prix formulée par le Groupe était justifiée et a décidé d'une nouvelle formule de prix contractuel, accordant ainsi une baisse de prix au Groupe.

ENGIE, Total Gas & Power et Total Energie Gaz ont signé le 24 juin 2015 un protocole transactionnel mettant un terme à leurs différends au regard de plusieurs demandes de révision de prix concernant d'une part un contrat de fourniture entre Total Energie Gaz et ENGIE et d'autre part un contrat d'approvisionnement entre Total Gas & Power et ENGIE.

27.1.18 Enquête FERC aux États-Unis

Le 8 décembre 2015, les services de la Federal Energy Regulation Commission (FERC) ont notifié à GDF SUEZ Energy Marketing NA, Inc. (GSEMNA) et à GDF SUEZ Energy North America, Inc. (GSENA) leurs conclusions provisoires relatives à une violation éventuelle des règles de la FERC en matière de «lost opportunity cost credits» acquis par

GSEMNA sur PJM Interconnection de février 2011 à septembre 2013. ENGIE coopère pleinement avec les services de la FERC et répondra à leurs conclusions provisoires en expliquant pourquoi le Groupe estime sa conduite irréprochable. Les services de la FERC détermineront ensuite s'il échète de clore l'enquête, de recommander à la FERC d'initier une procédure d'infraction, ou de proposer une transaction.

27.2 Concurrence et concentrations

27.2.1 Procédure Accès France

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 22 juin 2009, la Commission européenne a fait parvenir à ENGIE, GRTgaz et ELENGY une évaluation préliminaire dans laquelle elle considérait que ENGIE était susceptible d'avoir abusé de sa position dominante en verrouillant durablement l'accès aux capacités d'importation en France ce qui aurait restreint la concurrence sur le marché de la fourniture de gaz naturel en France. Le 24 juin 2009, ENGIE, GRTgaz et ELENGY ont proposé des engagements en réponse à l'évaluation préliminaire tout en exprimant leur désaccord avec les conclusions de cette dernière.

Le 9 juillet 2009, ces engagements ont été soumis à un test de marché et la Commission a ensuite informé ENGIE, GRTgaz et ELENGY des observations des tiers. Le 21 octobre 2009, ENGIE, GRTgaz et ELENGY ont soumis une proposition d'engagements modifiés 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 (Société Advolis) agréé par la Commission européenne, la mise en œuvre des engagements (qui courent jusqu'en 2024 voire 2029 pour certains) se poursuit.

27.2.2 Contrats à long terme en Hongrie

Dans une décision du 4 juin 2008, la Commission européenne a qualifié d'aides d'État illégales et incompatibles avec le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, les contrats à long terme d'achat d'électricité conclus entre les producteurs d'électricité et la Hongrie en vigueur au moment de l'accession de la Hongrie à l'Union européenne et notamment celui entre DUNAMENTI Erőmű, ancienne filiale du Groupe, et MVM. Elle a invité la Hongrie à mettre fin à ces contrats et à récupérer les aides d'État illégales auprès des producteurs d'électricité, le cas échéant en indemnisant les parties prenantes à ces contrats via un mécanisme de compensation des coûts échoués. Ce mécanisme de compensation a été approuvé par la Commission européenne le 27 avril 2010. La Hongrie a donc adopté une loi résiliant les contrats à long terme d'achat d'électricité à partir du 31 décembre 2008 et prévoyant la récupération des aides d'État résultant de ces contrats. DUNAMENTI Erőmű a introduit, le 28 avril 2009, un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne du 4 juin 2008 devant le Tribunal de l'Union européenne. L'audience a eu lieu le 15 mai 2013. Le Tribunal, par un arrêt du 30 avril 2014, a confirmé la décision de la Commission européenne. Le 30 juin 2014, Electrabel a cédé sa participation dans DUNAMENTI Erőmű, préservant toutefois les droits qui découleraient éventuellement de la procédure en appel devant la Cour de Justice. DUNAMENTI Erőmű et Electrabel ont formé un

pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne le 17 juillet 2014. Ce pourvoi a été rejeté par la Cour de justice le 1^{er} octobre 2015.

Le 27 avril 2010, la Commission européenne a rendu une décision approuvant le montant de l'aide d'État à charge de DUNAMENTI Erőmű et le montant de ses coûts échoués («stranded costs») et lui permettant de compenser le montant de l'aide d'État jugée illicite et les coûts échoués. Ce mécanisme de compensation a permis à DUNAMENTI Erőmű d'échapper à l'obligation de remboursement de l'aide d'État jugée illicite. Après 2015, soit à la date d'échéance initiale du contrat à long terme d'achat d'électricité de DUNAMENTI Erőmű, la Hongrie recalculera le montant des coûts échoués, ce qui pourrait donner lieu à ce moment à une éventuelle obligation de remboursement de la part de DUNAMENTI Erőmű⁽¹⁾.

Par ailleurs, DUNAMENTI Erőmű et son actionnaire principal Electrabel ont introduit, le 10 janvier 2014, un recours indemnitaire devant le Tribunal de l'Union européenne afin de pouvoir obtenir de la Commission européenne des dommages et intérêts au cas où la décision du 4 juin 2008 serait annulée. Le 13 novembre 2014, le Tribunal a rejeté ce recours. Electrabel et DUNAMENTI Erőmű ont formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne le 23 janvier 2015. La décision de la Commission européenne du 4 juin 2008 ayant été définitivement confirmée par l'arrêt de la Cour de Justice du 1^{er} octobre 2015, le recours indemnitaire a perdu son objet.

27.2.3 Marchés de la fourniture de gaz et d'électricité en France

Le 15 avril 2014, Direct Energie a saisi l'Autorité de la concurrence de pratiques alléguées d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une demande de mesures conservatoires.

Concernant les mesures conservatoires, l'audience s'est tenue le 9 juillet 2014 et l'Autorité de la concurrence a rendu sa décision le 9 septembre 2014.

L'Autorité a enjoint à ENGIE, à titre conservatoire et dans l'attente d'une décision au fond, d'accorder à ses frais aux entreprises détenant une

autorisation ministérielle de fourniture de gaz naturel qui en feraient la demande, un accès à certaines informations relatives aux clients aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

En cas de non-respect de cette injonction dans les délais fixés, ENGIE devra suspendre toute activité de commercialisation de ses offres de marché de gaz naturel.

ENGIE a formé un recours contre cette décision le 19 septembre 2014. L'audience s'est tenue le 9 octobre 2014 et la Cour d'Appel de Paris a rendu son arrêt le 31 octobre 2014. La Cour d'Appel a confirmé la décision de l'Autorité de la concurrence pour l'essentiel mais a réformé les points suivants : les dates d'accès aux informations ont été décalées au 13 novembre 2014 pour les personnes morales et au 15 janvier 2015 pour les personnes physiques ; les clients résidentiels ainsi que les personnes physiques interlocutrices professionnelles au sein des personnes morales ont dû être informés préalablement à la transmission de leurs données et ont disposé de cinq jours pour s'y opposer. Le contenu du courrier devant être adressé aux clients résidentiels a été légèrement modifié afin de ne pas préjuger de l'enquête au fond.

ENGIE a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'Appel.

ENGIE a mis en œuvre les mesures conservatoires imposées par l'Autorité afin de se conformer à sa décision et donne désormais accès aux éléments des fichiers concernés aux fournisseurs alternatifs en ayant fait la demande.

Les services de l'Autorité de la concurrence ont 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. L'enquête se poursuit et le Groupe apporte sa collaboration à l'enquête.

Les services de l'Autorité de la concurrence ont communiqué le 26 octobre 2015 à ENGIE une nouvelle saisine de Direct Energie relative à des pratiques alléguées d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une nouvelle demande de mesures conservatoires. L'enquête se poursuit et le Groupe apporte sa collaboration à l'enquête.

NOTE 28 Événements postérieurs à la clôture

Le Groupe a conclu les accords de cessions suivants qui ne deviendront effectifs qu'une fois les conditions suspensives prévues au contrat levées.

Accords portant sur la cession du portefeuille d'actifs de production d'électricité merchant aux États-Unis

Le 24 février 2016, le Groupe a conclu deux accords portant sur la cession de son portefeuille d'actifs de production d'électricité merchant d'une capacité de 9,9 GW (à 100%) aux États-Unis :

- un accord conclu avec PSP Investments (Public Sector Pension Investment Board) concernant la cession des actifs de production hydroélectriques de 1,4 GW ;
- un accord conclu avec le consortium formé par Dynegy et ECP concernant la cession de centrales thermiques merchant représentant 8,5 GW de capacités installées.

L'ensemble de ces actifs sont classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2015 (cf. Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés»).

Ces deux transactions, que le Groupe s'attend à finaliser respectivement au premier et au second semestre 2016, devraient

conduire en cumulé à réduire l'endettement net du Groupe à hauteur de 4,1 milliards d'euros.

Accord de cession des participations du Groupe dans les centrales à charbon de Paiton (Indonésie) et Meenakshi (Inde)

Le 24 février 2016, le Groupe a conclu un accord portant sur la cession de la totalité de la participation du Groupe dans les centrales à charbon de Paiton et de Meenakshi, représentant une capacité de production installée totale (à 100%) de 3 GW (dont 0,7 GW en cours de construction).

Le Groupe cédera sa participation de 40,5% dans Paiton, entité consolidée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2015, à un groupement formé de Nebras et de certains actionnaires actuels de Paiton.

La participation de 89% dans Meenakshi, entité consolidée par intégration globale dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2015, sera cédée au groupe indien IPCL.

Le Groupe s'attend à finaliser cette transaction au cours du second semestre 2016. Elle devrait conduire à une réduction de l'endettement net du Groupe de l'ordre de 1,4 milliard d'euros.

(1) Voir aussi la Note 27.1.1 «Litiges et arbitrages / Electrabel – État de Hongrie».

NOTE 29 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 de ENGIE SA du 28 avril 2014 a décidé de renouveler le mandat de Commissaires aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2014 à 2019.

En millions d'euros	EY				Deloitte			
	Montant		%		Montant		%	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Audit								
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés								
• ENGIE SA	1,9	1,9	16,5%	17,7%	1,2	1,2	7,0%	8,5%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	8,1	6,8	68,3%	63,6%	11,6	11,1	67,5%	76,7%
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissariat aux comptes								
• ENGIE SA	0,6	0,4	5,3%	3,7%	0,7	0,7	4,1%	4,5%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	0,5	1,0	4,0%	9,3%	2,4	0,9	13,7%	6,1%
SOUS-TOTAL	11,1	10,1	94,2%	94,4%	15,9	13,8	92,2%	95,8%
Autres prestations								
• Fiscal	0,5	0,6	4,6%	5,6%	1,2	0,5	7,1%	3,2%
• Autres	0,1	0,0	1,2%	0,0%	0,1	0,1	0,6%	1,0%
SOUS-TOTAL	0,7	0,6	5,8%	5,6%	1,3	0,6	7,8%	4,2%
TOTAL	11,7	10,7	100%	100%	17,2	14,4	100%	100%

NOTE 30 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des branches Énergie Europe 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, GSPM NL-BEL BV, IPM Wind Power Italy 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.

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2015, sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société ENGIE, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Estimations comptables

Comme il est précisé dans la note 1.3 « *Utilisation d'estimations et du jugement* » de l'annexe aux comptes consolidés, votre groupe est conduit à effectuer des estimations et à formuler des hypothèses pour préparer ses états financiers et il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations. Elles ont été réalisées dans un contexte de baisse sensible des marchés de l'énergie

dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

C'est dans ce contexte que nous avons procédé à nos propres appréciations, notamment sur les estimations comptables significatives suivantes :

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

Nous avons examiné les modalités de mise en œuvre des tests de perte de valeur, qui ont notamment conduit votre Groupe à comptabiliser des pertes de valeurs de 8 547 millions d'euros tel qu'indiqué dans la note 7.2 de l'annexe.

Nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des *goodwills* et des immobilisations corporelles et incorporelles, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses ainsi que la procédure d'approbation de ces estimations par la direction. Nous avons également revu les calculs effectués par le Groupe et vérifié que les notes 1.3.1.2, 7.2 et 12 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

- l'évaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire ;

Nous avons revu les bases sur lesquelles ces provisions ont été constituées et vérifié que les notes 1.3.1.3 et 18 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée, notamment sur les principales hypothèses, telles que le scénario retenu de gestion du combustible irradié, les hypothèses de coûts, l'échéancier des opérations ainsi que le taux d'actualisation.

- l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit « en compteur »)

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, à partir d'estimations de consommation des clients homogènes avec l'allocation du gestionnaire de réseau sur la même période et d'estimations de prix de vente moyen. Nos travaux ont consisté à apprécier les méthodologies et les hypothèses retenues pour le calcul des estimés et à vérifier que la note 1.3.1.6 de l'annexe aux comptes consolidés donne une information appropriée.

- l'évaluation des provisions pour litiges

Nous avons apprécié les bases sur lesquelles ces provisions ont été constituées et vérifié que les notes 18 et 27 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

Règles et méthodes comptables

Nous avons vérifié que la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés donne une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérification spécifique

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.

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

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 4 mars 2016

Les Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés
Véronique LAURENT

Ernst & Young et Autres
Pascal MACIOCE

6.4 Comptes sociaux

6.4.1	États financiers sociaux	308	NOTE 14	Échéancier des dettes	326
6.4.2	Notes aux comptes sociaux	312	NOTE 15	Répartition de la dette par devise et par taux	328
NOTE 1	Immobilisations incorporelles et corporelles	316	NOTE 16	Résultat d'exploitation	329
NOTE 2	Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	316	NOTE 17	Résultat financier	330
NOTE 3	Crédit-bail	317	NOTE 18	Résultat exceptionnel	331
NOTE 4	Immobilisations financières	318	NOTE 19	Situation fiscale	332
NOTE 5	Stocks et en-cours	319	NOTE 20	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	334
NOTE 6	Échéancier des créances	320	NOTE 21	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	343
NOTE 7	Dépréciations d'actifs hors immobilisations	320	NOTE 22	Éléments relatifs aux entreprises et parties liées	348
NOTE 8	Valeurs mobilières de placement	320	NOTE 23	Filiales et participations	350
NOTE 9	Comptes de régularisation	321	NOTE 24	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	352
NOTE 10	Capitaux propres	321	6.4.3	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	352
NOTE 11	Autres fonds propres	323	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	353
NOTE 12	Provisions	323			
NOTE 13	Dettes financières	325			

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 léger écart au niveau des totaux ou variations.

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan actif

En millions d'euros	Référence annexe	31/12/2015		31/12/2014	
		Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISÉ					
Immobilisations incorporelles	C 1-2	1 568	866	702	669
Immobilisations corporelles	C 1-2	1 020	613	407	418
Immobilisations financières	C 4				
Titres de participation		67 920	2 926	64 994	64 635
Autres immobilisations financières		759	424	335	959
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	I	71 267	4 829	66 438	66 681
ACTIF CIRCULANT					
Stocks et en-cours	C 5				
Gaz		996		996	1 650
Certificats d'Économie d'Énergie		136		136	0
Autres stocks et en-cours		0		0	0
Avances et acomptes versés sur commandes		3		3	2
Créances d'exploitation	C 6-7				
Créances clients et comptes rattachés		3 162	294	2 868	4 478
Autres créances		699		699	951
Créances diverses	C7				
Comptes courants de filiales		6 245		6 245	5 509
Autres créances		871	21	850	1 304
Valeurs mobilières de placement	C 7-8	2 612	32	2 580	1 534
Disponibilités		333		333	36
TOTAL ACTIF CIRCULANT	II	15 057	347	14 710	15 464
COMPTES DE RÉGULARISATION	III C 9	917		917	648
ÉCARTS DE CONVERSION - ACTIF	IV	881		881	530
TOTAL GÉNÉRAL	(I À IV)	88 122	5 176	82 946	83 323

Bilan passif

<i>En millions d'euros</i>		Référence annexe	31/12/2015	31/12/2014
FONDS PROPRES				
CAPITAUX PROPRES		C 10		
Capital social			2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion			32 505	32 505
Écarts de réévaluation			42	42
Réserve légale			243	243
Autres réserves			276	254
Report à nouveau			4 837	6 704
Résultat net de l'exercice			268	411
Acompte sur dividendes			(1 196)	(1 184)
Provisions réglementées et subventions d'investissement		C 12	493	486
	I		39 903	41 896
AUTRES FONDS PROPRES	II	C 11	7	31
	I + II		39 910	41 927
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	III	C 12	2 730	2 968
DETTES				
Dettes financières		C 13-14-15		
Emprunts			31 552	28 445
Dettes rattachées à des participations			0	514
Comptes courants des filiales			56	35
Autres			780	701
			32 388	29 695
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			1	1
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			4 765	5 657
Dettes fiscales et sociales			828	916
Autres dettes			1 434	1 601
	IV		39 416	37 870
COMPTES DE RÉGULARISATION	V	C 9	173	99
ÉCARTS DE CONVERSION - PASSIF	VI		717	459
TOTAL GÉNÉRAL	(I À VI)		82 946	83 323

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Référence annexe	31/12/2015	31/12/2014
Ventes d'énergie		17 832	22 703
Autre production vendue		2 059	1 859
Chiffre d'affaires	C 16	19 891	24 562
Variation de la production stockée		0	0
Production immobilisée		17	7
Production		19 908	24 569
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(13 358)	(18 180)
Autres achats		(31)	(17)
Autres charges externes		(6 433)	(6 436)
Valeur ajoutée		86	(64)
Impôts et taxes nets des subventions perçues		(21)	(52)
Charges de personnel	C 16	(605)	(687)
Excédent brut d'exploitation		(540)	(803)
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations	C 16	(144)	(187)
Dotations nettes aux provisions	C 16	115	(219)
Autres charges et produits d'exploitation		(175)	(145)
Résultat d'exploitation		(744)	(1 354)
Résultat financier	C 17	1 089	1 590
Résultat courant		345	236
Résultat exceptionnel	C 18	(617)	(203)
Impôt sur les sociétés	C 19	540	378
RÉSULTAT NET		268	411

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31/12/2015	31/12/2014
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice	1	702	698
Variation des stocks	2a	(642)	(194)
Variation des créances clients (<i>nets des clients créditeurs</i>)	2b	(1 591)	431
Variation des dettes fournisseurs	2c	932	(1 114)
Variation des autres postes	2d	(422)	479
2. Variation du besoin en fonds de roulement	(2a+2b+2c+2d) 2	(1 723)	(398)
Excédent de trésorerie d'exploitation	(1 - 2) I	2 425	1 096
II - Investissements nets et assimilés			
1. Investissements			
Immobilisations incorporelles et corporelles		176	135
Immobilisations financières		1 336	926
Variation des dettes d'investissement			
	1	1 512	1 061
2. Ressources			
Contribution des tiers		2	-
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		460	910
Réduction des immobilisations financières		642	213
	2	1 104	1 123
Investissements nets et assimilés	(1 - 2) II	408	(62)
III - Disponible après financement des investissements	(I - II) III	2 017	1 158
IV - Financement			
1. Diminution et augmentation de capital			
	1	-	176
2. Dividende et acompte versés aux actionnaires ⁽¹⁾			
	2	(2 392)	(2 767)
3. Appel au marché financier			
Emprunts obligataires		3 348	4 457
Autres emprunts et crédits à moyen et court terme ⁽²⁾		729	512
	3	4 077	4 969
4. Remboursements			
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme ⁽²⁾		(1 811)	3 159
	4	(1 811)	3 159
Financement	(1 + 2 + 3 - 4) IV	(126)	(781)
V - Variation de la trésorerie	(III + IV) V	1 891	377

(1) Le montant de 2 392 millions d'euros correspond au solde du dividende au titre de l'exercice 2014 de 1 196 millions et de l'acompte sur dividende 2015 de 1 196 millions d'euros.

(2) Depuis 2011, les émissions et remboursements de billets de trésorerie et de papiers commerciaux américains sont présentés en net.

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

A. Faits significatifs de l'exercice

— Par décision de l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires du 29 juillet 2015, la dénomination sociale de la société mère du Groupe est désormais ENGIE SA.

— Le système des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), introduit par la loi de Programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les Orientations de la Politique Énergétique (POPE), repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les Pouvoirs Publics, sur une période donnée, aux vendeurs d'énergie. Les vendeurs ont le choix des actions à entreprendre afin d'éteindre leurs obligations.

Pour les deux premières périodes d'obligations d'économie d'énergie, ENGIE SA avait rempli ses obligations et a dégagé un excédent constitutif du stock au 1^{er} janvier 2015.

À compter du 1^{er} janvier 2015, ENGIE SA applique le règlement ANC 2013-02, repris aux articles 616 et suivants du règlement n° 2014-03 de l'ANC.

La première application du règlement constitue un changement de méthode comptable, dont les effets sont constatés en report à nouveau (124 millions d'euros) sur le bilan d'ouverture de l'exercice d'application (cf. PCG art. 122-2).

— La loi du 5 mars 2014 prévoit le remplacement du droit individuel à la formation (DIF) par le compte personnel de formation (CPF) à compter du 1^{er} janvier 2015. Elle ouvre pour les salariés bénéficiant d'un contrat de travail à durée indéterminée de droit privé, un droit à la formation d'une durée de 24 heures par an pendant les cinq premières années, puis 12 heures par an jusqu'au plafond de 150 heures.

Afin d'assurer la transition entre les deux dispositifs, le solde des heures acquises au 31 décembre 2014 au titre du droit individuel à la formation (DIF) est reportable au CPF et peut être utilisé jusqu'au 1^{er} janvier 2021, soit pour ENGIE SA un total de 568 203 heures.

B. Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2015 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général (PCG), issu du règlement ANC n° 2014-03, 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 120-2 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

L'établissement des états financiers conduit ENGIE SA à effectuer des estimations et à formuler des hypothèses qui affectent les montants inscrits dans les états financiers ou notes annexes, notamment les provisions pour la remise en état des sites, la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, les provisions pour risques, la valorisation des participations, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compte (cf. Gaz livré non relevé), les provisions et les engagements hors bilan liés aux avantages du personnel.

La crise économique et financière a conduit ENGIE SA à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans la valorisation des instruments financiers et des titres de participations. Cet environnement de crise et de volatilité importante des marchés a été pris en considération par ENGIE SA dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois pour les tests de valeur et les calculs des provisions.

Les états financiers reflètent les meilleures estimations dont dispose l'entreprise, sur la base des informations existantes à la date de clôture des comptes.

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 (admissibles 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'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

Conformément au règlement n° 2008-15 du 4 décembre 2008 du Comité de la Réglementation Comptable (CRC), la provision au titre des plans d'attributions 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'achats 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.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel :

- les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amorties sur leur durée d'utilité ;
- ainsi que le mali technique issu de la fusion.

Le mali technique fait l'objet d'une affectation extracomptable aux différents actifs apportés lors de la fusion. La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Conformément à la possibilité offerte par le règlement CRC 2004-06, les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

En complément, un amortissement dérogatoire, classé au bilan en provisions réglementées, est constaté à chaque fois que les durées fiscalement admises sont inférieures aux durées d'utilité ou que le mode d'amortissement est différent.

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

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, à la valeur de rendement, aux flux de trésorerie attendus, aux cours de bourse 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.

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, que 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

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)

Conformément aux articles 616-2 et suivants du règlement n° 2014-03 de l'ANC, ENGIE SA, comptabilise les Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) selon le modèle « économies d'énergie » : les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie, les CEE sont consommés par la survenance du fait générateur de l'obligation d'économies d'énergie qui vaut consommation de leur unité de compte.

Entrées en stocks : les certificats obtenus de l'État sont entrés pour leurs coûts de production, les certificats acquis à leurs coûts d'acquisition, et 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'économies 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'économies d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies 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.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Gaz livré non relevé

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.

La créance relative au gaz livré non relevé et non facturé dit « Gaz en Compteurs » 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. 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 Compteurs. L'estimation de la quote-part de chiffres d'affaire non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Les clients, principalement la clientèle particulière, 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 nettes des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés.

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.

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.

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.

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.

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 21.

Méthode de comptabilisation

Conformément à l'option offerte par l'avis du Comité d'Urgence du CNC N° 2000-A du 6 juillet 2000, 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 1^{er} janvier 2008, les provisions pour engagements de retraites 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 21).

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 de 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.

Instruments financiers et d'exploitation

Les instruments financiers et d'exploitation utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et « matières premières » sont présentés en tant qu'engagements hors-bilan.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture sur un marché organisé ou sur un marché de gré à gré, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

Pour les contrats ne remplissant pas les critères de couverture et cotés sur un marché organisé, la variation de valeur de marché du contrat est comptabilisée en résultat. Pour les instruments traités sur un marché de gré à gré non qualifiés de couverture, les pertes latentes font l'objet d'une provision.

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.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1^{er} 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.

C. Comparabilité des exercices

ENGIE SA comptabilise en stocks les CEE à compter du présent exercice. Cette nouvelle règle constitue un changement de méthode, dont l'impact a été comptabilisé en report à nouveau pour un montant de 124 millions d'euros.

D. Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes annuels arrêtée au 31 décembre 2015.

E. Compléments d'information relatifs au bilan et au compte de résultat

NOTE 1 Immobilisations incorporelles et corporelles

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31/12/2015
Incorporelles	1 449	132	(13)	-	1 568
Applications informatiques	729	-	(13)	118	834
Mali technique	285	-	-	-	285
Autres	323	-	-	-	323
En-cours	112	132	-	(118)	126
Corporelles	1 005	47	(32)	-	1 020
Terrains	37	-	-	-	37
Constructions ⁽¹⁾	525	3	(16)	11	523
Installations techniques	200	1	(5)	9	205
Inst. généré., agencements et aménagements divers	169	-	(6)	15	178
Autres	37	-	(5)	2	34
En-cours ⁽²⁾	37	43	-	(37)	43
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	2 454	179	(45)	-	2 588

(1) Le coût des immobilisations comprend également les coûts de démantèlement des sites concernés par le Plan National de Cessions immobilières (PNC). Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions pour remises en état (cf. note 12 B1).

(2) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

NOTE 2 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Au 31/12/2015
Incorporelles	593	110	(11)	692
Applications informatiques	510	93	(11)	592
Mali technique	-	-	-	-
Autres	83	17	-	100
Corporelles	587	43	(24)	606
Terrains	-	-	-	-
Constructions	371	16	(13)	374
Installations techniques	98	9	(3)	104
Inst. généré., agencements et aménagements divers	91	15	(4)	102
Autres	27	3	(4)	26
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	1 180	153	(35)	1 298

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31/12/2014	Dotations	Reprises	Au 31/12/2015
Immobilisations incorporelles	187	-	(13)	174
Immobilisations corporelles	-	7	-	7
TOTAL	187	7	(13)	181

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31/12/2015	Au 31/12/2014
Dotations aux amortissements d'exploitation	140	149
Dotation aux amortissements linéaires	138	146
Dotation aux amortissements dégressifs	2	2
Dotation aux amortissements de caducité	0	1
Dotations aux amortissements exceptionnels	13	13
Reprises sur amortissements et dépréciations	-	-

VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeur nette au 31/12/2015	Valeur nette au 31/12/2014
Incorporelles	1 568	(692)	(174)	702	669
Applications informatiques	834	(592)	-	242	219
Mali technique	285	-	-	285	285
Autres	323	(100)	(174)	49	53
En-cours	126	-	-	126	112
Corporelles	1 020	(606)	(7)	407	418
Terrains	37	-	(1)	36	37
Constructions	523	(374)	(5)	144	154
Installations techniques	205	(104)	(1)	100	102
Inst. gén., agencements et aménagements divers	178	(102)	-	76	78
Autres	34	(26)	-	8	10
En-cours	43	-	-	43	37
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	2 588	(1 298)	(181)	1 109	1 088

NOTE 3 Crédit-bail

Les immeubles et les autres immobilisations corporelles utilisés par ENGIE SA dans le cadre du crédit-bail seraient comptabilisés pour les valeurs suivantes, s'ils étaient détenus en pleine propriété :

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes	Dotations de l'exercice	Valeurs nettes	Amortissements cumulés
Immeubles	92	(5)	52	40
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-

Les engagements contractuels sont :

<i>En millions d'euros</i>	Redevances					Valeur levée d'option
	Réglées en 2015	Restant à payer	À un an au plus	D'un à cinq ans	À plus de cinq ans	
Immeubles	3	3	2	1	-	-
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-	-	-

La quasi-totalité des contrats de crédit-bail immobilier prévoient une levée d'option pour un euro symbolique.

NOTE 4 Immobilisations financières

Note 4 A Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31/12/2015
Titres de participation	67 071	849	-	-	67 920
Titres de participation consolidés	66 749	833	-	-	67 582
Titres de participation non consolidés	322	16	-	-	338
Autres immobilisations financières	1 355	1 665	(2 261)	-	759
Autres titres immobilisés	27	407	(403)	-	31
Créances rattachées à des participations	1 275	158	(760)	-	673
Prêts	19	13	(17)	-	15
Autres immobilisations financières	34	1 087	(1 081)	-	40
TOTAL	68 426	2 514	(2 261)	-	68 679

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en note 10A.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en note 23.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2015 s'explique essentiellement par :

- souscription à l'augmentation de capital de Storengy pour 762 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de GDF SUEZ New Ventures pour 27 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de GDF SUEZ China Investment Company pour 23 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital d'Ecometering pour 17 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de GDF SUEZ New Business pour 10 millions d'euros.

Note 4 B Dépréciations

<i>En millions d'euros</i>	Au 31/12/2014	Dotations	Reprises	Autres	Au 31/12/2015
Titres de participation consolidés	2 186	509	(40)	-	2 655
Titres de participation non consolidés	251	23	(3)	-	271
Créances rattachées à des participations	394	29	-	-	423
Autres	1	-	-	-	1
TOTAL	2 832	561	(43)	-	3 350

La variation des dépréciations s'explique principalement par les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de Cogac pour 448 millions d'euros.

Note 4 C Valeurs nettes

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes au 31/12/2015	Dépréciations	Valeurs nettes au 31/12/2015	Valeurs nettes au 31/12/2014
Titres de participation	67 920	(2 926)	64 994	64 635
Titres de participation consolidés	67 582	(2 655)	64 927	64 563
Titres de participation non consolidés	338	(271)	67	72
Autres immobilisations financières	759	(424)	335	959
Autres titres immobilisés	31	-	31	26
Créances rattachées à des participations	673	(423)	250	881
Prêts	15	(1)	14	18
Autres immobilisations financières	40	-	40	34
TOTAL	68 679	(3 350)	65 329	65 594

NOTE 5 Stocks et en-cours

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes au 31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2015
Gaz	1 650	950	1 604	996
Certificats d'Économie d'Énergie	-	237	101	136
Autres stocks et en-cours				
TOTAL	1 650	1 187	1 705	1 132

Note 5 A Gaz

Le stock de gaz à fin décembre 2015 est en nette diminution (-654 millions d'euros) par rapport à fin décembre 2014.

Cette variation s'explique par un double effet :

- des soutirages plus importants (62,66 TWh en 2015 contre 57,83 TWh en 2014) dus notamment à un climat plus froid en 2015 par rapport à 2014 (correction climatique de +6,6 TWh contre +21,7 TWh en 2014) ;
- des injections en forte baisse en 2015 (44,99 TWh contre 57,6 TWh en 2014) s'expliquant par une baisse des niveaux utiles des souscriptions du fait de la perte de clients par Engie. En effet, Engie a besoin de moins de niveaux de stock pour couvrir une éventuelle rupture d'alimentation de gaz. Le niveau utile était de 66 TWh en 2014 et est estimé à 59 TWh pour 2015.

Note 5 B Certificats d'économie d'énergie

L'objectif national d'économie d'énergie pour la troisième période triennale, du 1^{er} 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 ⁽¹⁾/kWh vendu pour le gaz naturel et 0,238 pour l'électricité.

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'économies d'énergie.

(1) cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement.

NOTE 6 Échéancier des créances

En millions d'euros	Degré de liquidité			
	Montants bruts au 31/12/2015	À fin 2016	De 2017 à 2020	2021 et au-delà
Actif immobilisé	759	146	86	527
Créances rattachées à des participations	673	144	82	447
Prêts	15	2	4	9
Contrat de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	71	-	-	71
Actif circulant	10 980	10 936	43	1
Créances clients et comptes rattachés	3 162	3 124	38	-
Comptes courants de filiales	6 245	6 245	-	-
Autres créances d'exploitation	699	699	-	-
Autres créances	871	865	5	1
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	3	3	-	-
TOTAL	11 739	11 082	129	528

NOTE 7 Dépréciations d'actifs hors immobilisations

En millions d'euros	Au 31/12/2014	Dotations	Reprises	Au 31/12/2015
Créances d'exploitation	305	109	(120)	294
Créances diverses	21	-	-	21
Valeurs mobilières de placement	-	32	-	32
TOTAL	326	141	(120)	347

NOTE 8 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31/12/2015	Dépréciations	Valeurs nettes au 31/12/2015	Valeurs nettes au 31/12/2014
Titres autocontrôle affectés aux Plans d'Actions Gratuites	822	(32)	790	948
OPCVM	1 574		1 574	415
Dépôts à Terme	216		216	171
TOTAL	2 612	(32)	2 580	1 534

Les valeurs mobilières de placement qui figurent au bilan en valeur nette pour 2 580 millions d'euros, ont une valeur de marché de 2 434 millions d'euros au 31 décembre 2015.

La moins-value latente concerne les actions ENGIE SA acquises en vue de leur attribution aux salariés. La partie affectée fait l'objet d'une provision constatée au passif (cf. note 12 B2).

Les actions non encore affectées à un plan futur s'élèvent au 31 décembre 2015 à 254 millions d'euros.

Le cours de clôture étant en dessous du cours d'acquisition, les actions ont fait l'objet d'une dépréciation de 32 millions d'euros pour les actions gratuites en sur couverture.

Les autres valeurs mobilières de placement ont une valeur de marché supérieure à leur valeur d'acquisition.

NOTE 9 Comptes de régularisation

Actif

<i>En millions d'euros</i>	Au 31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Au 31/12/2015
Primes de remboursement des emprunts	156	22	(25)	153
Frais d'émission d'emprunt à étaler	85	13	(19)	79
Instruments financiers	407	665	(387)	685
TOTAL	648	700	(431)	917

Passif

<i>En millions d'euros</i>	Au 31/12/2014	Augmentations	Diminutions	Au 31/12/2015
Contrats optionnels	13	232	(212)	33
Instruments financiers	86	140	(86)	140
TOTAL	99	372	(298)	173

NOTE 10 Capitaux propres

Note 10 A Capital social – Actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro de nominal, confère un droit de vote simple.

Capital social

Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 435 285 011
Actions émises suite à distribution du dividende	-
Nombre total d'actions composant le capital social	2 435 285 011

Au cours de l'exercice 2015, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 22 093 983 actions et des cessions cumulées de 22 543 983 actions ayant généré une plus-value nette de 1,2 million d'euros. Au

31 décembre 2015, 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 10 C), ENGIE SA détient, au 31 décembre 2015, 39 407 541 actions propres.

Note 10 B Évolution des capitaux propres

En millions d'euros

Capitaux propres au 31/12/2014	41 896
Dividendes distribués et acompte sur dividende	(2 392)
Reconstitution du Stock de CEE au 01/01/2015	124
Provisions réglementées	7
Résultat	268
Capitaux propres au 31/12/2015	39 903

ENGIE SA a versé en 2015 :

- au titre de l'exercice 2014, un dividende net de l'acompte sur dividende versé en 2014, soit 0,50 euro par action pour un montant total de 1 196 millions d'euros, déduction faite des actions autodétenues au jour de la mise en paiement du dividende pour 22 millions d'euros.

Le dividende total 2014 s'élève à 1 euro par action, pour un montant total de 2 402 millions d'euros ;

- un acompte sur dividende 2015 de 0,50 euro par action soit 1 196 millions d'euros payable en numéraire.

Note 10 C 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 2015, ENGIE SA a attribué, à certains salariés du Groupe ENGIE, 3 578 061 actions gratuites. Aucune option d'achat d'actions n'a été attribuée en 2015.

En 2015, ENGIE SA a livré 4 965 095 actions aux salariés du Groupe.

Compte tenu de l'ensemble des plans en-cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de turnover, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 25 522 782 actions au 31 décembre 2015, dont 10 777 079 actions à livrer en cas d'exercice des options d'achat accordées.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2015, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 39 407 541 au 31 décembre 2015, pour un montant total de 790 millions d'euros net de provision. Leur valeur de marché au 31 décembre 2015 ressort à 643 millions d'euros.

HISTORIQUE DES PLANS EN VIGUEUR

Actions gratuites attribuées	Volumes d'actions attribuées	Volumes d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge période	
				2015	2014
Plan ENGIE 10 novembre 2009 ⁽¹⁾	-	-	24,53	-	0,3
Plan ENGIE 24 août 2010 ⁽¹⁾	182 980	185 774	25,62	0,7	1,6
Plan ENGIE 13 janvier 2011 ⁽¹⁾	145 169	133 545	25,70	0,2	(2,4)
Plan ENGIE 22 juin 2011	1 883 110	1 326 695	25,37	5,7	18,3
Plan ENGIE 6 décembre 2011 ⁽¹⁾	-	-	25,34	(62,5)	23,4
Plan ENGIE 29 février 2012 ⁽¹⁾	32 779	32 705	25,34	0,1	0,5
Plan ENGIE 30 octobre 2012	5 486 014	3 243 534	25,33	38,0	50,8
Plan ENGIE 6 décembre 2012	3 260 184	-	25,11	23,8	28,1
Plan ENGIE 27 février 2013	89 236	42 842	25,27	0,5	1,1
Plan ENGIE 11 décembre 2013	2 569 322	-	24,53	18,9	17,5
Plan ENGIE 26 février 2014	84 423	-	24,94	0,9	0,6
Plan ENGIE 10 décembre 2014	3 108 734	-	23,36	21,1	1,0
Plan LINK A bond 10 décembre 2014	110 117	-	19,93	0,4	-
Plan ENGIE 25 février 2015	133 147	-	24,53	1,1	-
Plan ORS 10 décembre 2015	80 062	-	19,93	0,3	-
Plan ENGIE 16 décembre 2015	3 078 468	-	19,93	0,7	-
TOTAL	20 243 745	4 965 095		49,9	140,8

(1) Plans ayant fait l'objet d'une livraison totale ou partielle

Options d'achats d'actions attribuées	Volumes d'options attribuées	Valeur d'exercice	Charge période	
			2015	2014
Plan ENGIE 12 novembre 2008	5 969 064	32,74	-	-
Plan ENGIE 10 novembre 2009	4 808 015	29,44	-	-

NOTE 11 Autres fonds propres

<i>En millions d'euros</i>	Au 31/12/2015	Au 31/12/2014
Contre-valeur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants	7	31
TOTAL	7	31

NOTE 12 Provisions

Note 12 A Provisions réglementées et subventions d'investissement

<i>En millions d'euros</i>	Au 31/12/2014	Dotations Compte de résultat	Reprises Compte de résultat	Au 31/12/2015
Provisions réglementées	486	147	(142)	491
Amortissements dérogatoires	333	147	(123)	357
Provision pour hausse de prix	153	-	(19)	134
Provision pour investissement	-	-	-	-
Subventions d'investissement	-	2	-	2
TOTAL	486	149	(142)	493

Note 12 B Provisions pour risques et charges

<i>En millions d'euros</i>	Au 31/12/2014	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31/12/2015
Provisions pour reconstitution des sites (note 12 B1)	17	-	(4)	-	3	16
Provisions relatives au personnel (note 12 B2)	400	114	(216)	(2)	-	296
Provisions pour impôts (note 12 B3)	174	24	(91)	-	-	107
Provisions pour intégration fiscale (note 12 B4)	1 531	120	(154)	-	-	1 497
Garantie sur cessions	15	-	-	-	-	15
Risques sur filiales	21	-	(1)	-	-	20
Autres provisions pour risques et charges (note 12 B5)	810	647	(677)	-	(1)	779
TOTAL	2 968	905	(1 143)	(2)	2	2 730

Note 12 B1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2015 s'élèvent à 16 millions d'euros contre 17 millions d'euros en 2014. 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.

En 2015, a été mis en place un Plan National de Cessions immobilières (PNC) sur 5 ans comportant 236 sites, dans le but d'accélérer le rythme et le nombre de sites à céder en vendant tous les sites ou terrains en propriétés ayant les caractéristiques suivantes :

- sites non stratégiques ;
- vacants ;

- non adaptés (vétustes, obsolètes).

Les sites concernés par le plan de cession font l'objet d'un suivi site par site intégrant toutes les données nécessaires à leur dépréciation en fonction de leur statut à la date de clôture. Une provision est constituée dès l'existence d'une offre engageante de cession du bien.

Les coûts de démantèlement sont reconnus au passif par une provision, avec pour contrepartie un actif de démantèlement amorti sur sa durée résiduelle.

Au 31 décembre 2015, le compte « provision pour reconstitution des sites » a été scindé en 2 parties :

- provision pour reconstitution de sites (immobilisations hors PNC) ;
- provision pour remises en état de sites (immobilisations PNC).

En millions d'euros	Au 31/12/2014	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Reclassement	Au 31/12/2015
Provisions pour reconstitution des sites (<i>hors PNC</i>)	17	-	(4)	-	(8)	5
Provisions pour remise en état de sites (<i>PNC</i>)	-	-	-	3	8	11
TOTAL	17		(4)	3	0	16

Au 31 décembre 2015, la provision pour remise en état de sites se décompose de la manière suivante :

- provision avec actif de démantèlement en contrepartie : 3 millions d'euros ;
- provision antérieure : 8 millions d'euros.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 23 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Provisions au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions (cf. note 10 C)

Au 31 décembre 2015, les provisions constituées au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 182 millions d'euros contre 271 millions d'euros au 31 décembre 2014.

En 2015, ENGIE SA a constaté une dotation de 112 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 202 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.

Note 12 B2 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 2015, les provisions correspondantes s'élèvent à 7 millions d'euros.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 23 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 83 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 112 millions d'euros au 31 décembre 2015. La note 21 D reprend le détail de la variation de ces provisions.

Note 12 B3 Provisions pour impôts

Les provisions pour impôts s'élèvent à 107 millions au 31 décembre 2015 contre 174 millions d'euros au 31 décembre 2014. Elles concernent :

- l'opération de rachat du réseau de transport effectuée en 2002, qui donne lieu à une reprise étalée sur 14 ans. Le montant repris à ce titre en 2015 s'élève à 91 millions d'euros ;
- la constitution d'une provision en 2015 de 24 millions d'euros relative à la notification reçue sur le contrôle fiscal 2012, essentiellement liée au prix de transfert du gaz naturel liquéfié (GNL).

Note 12 B4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale. À ce titre, ENGIE SA constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés.

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 sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2015, 116 millions d'euros correspondant à la neutralisation du suramortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris contre 115 millions d'euros au 31 décembre 2014.

Au 31 décembre 2015, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 497 millions d'euros dont 1 096 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel du GrDF.

Note 12 B5 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 risque de change et de taux. Les dotations et reprises sur ces provisions impactent surtout le résultat exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2015 s'élèvent à 779 millions d'euros contre 810 millions d'euros en 2014.

Le solde au 31 décembre 2015 concerne principalement les pertes sur contrats pour 389 millions d'euros, les risques sur perte de change pour 171 millions et les provisions sur les instruments financiers pour 161 millions d'euros.

NOTE 13 Dettes financières

En millions d'euros

	Au 31/12/2015	Au 31/12/2014
Emprunts	31 552	28 445
Emprunts obligataires hybrides ⁽¹⁾	3 759	3 735
Emprunts obligataires	21 282	18 891
Autres emprunts	6 511	5 819
Dettes rattachées à des participations	0	514
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	56	35
Autres dettes financières	780	701
Dépôts reçus de la clientèle	32	33
Intégration	190	65
Part courue des charges d'intérêts	513	541
Soldes créditeurs de banques	14	29
Divers	31	33
TOTAL	32 388	29 695

(1) ENGIE SA a lancé le 3 juillet 2013 une émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée :

- une tranche de 600 millions d'euros portant un coupon de 3,875 % avec une option annuelle de remboursement à partir de juillet 2018 ;
- une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 4,750 % avec une option annuelle de remboursement à partir de juillet 2021 ;
- une tranche de 300 millions de GBP portant un coupon de 4 625 % avec une option annuelle de remboursement à partir de juillet 2019.

Deux nouvelles tranches ont été réalisées en 2014 offrant un coupon moyen de 3,4 % :

- une tranche de 1 000 millions d'euros portant un coupon de 3 % avec une option annuelle de remboursement à partir de juin 2019 ;
- une tranche de 1 000 millions d'euros portant un coupon de 3,875 % avec une option annuelle de remboursement à partir de juin 2024.

L'analyse des conditions contractuelles a conduit à un classement en dettes de ces émissions hybrides.

Les dettes financières augmentent principalement en 2015 du fait de :

- l'augmentation nette des emprunts obligataires pour 2 391 millions d'euros due à des rachats anticipés pour 635 millions et un remboursement à l'échéance pour 750 millions d'euros compensés
- par l'émission de deux emprunts obligataires pour 3 376 millions d'euros et un effet de change de 400 millions d'euros ;
- la variation du compte courant d'intégration fiscale pour 125 millions d'euros.

NOTE 14 Échéancier des dettes

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Degré d'exigibilité		
		À fin 2016	De 2017 à 2020	2021 et au-delà
Dettes financières	32 388	8 248	10 351	13 789
Emprunts obligataires hybrides	3 759	-	2 009	1 750
Emprunts obligataires	21 282	2 044	8 056	11 182
Autres emprunts	6 511	5 378	276	857
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	56	56	-	-
Autres dettes financières	780	770	10	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	4 765	4 765	-	-
Dettes fiscales et sociales	828	828	-	-
Autres dettes	1 434	1 434	-	-
Avances clients et comptes rattachés	193	193	-	-
Autres	1 241	1 241	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	1	1	-	-
TOTAL	39 416	15 276	10 351	13 789

Note 14 A Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31/12/2015	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	01/2024	3,875 %	Paris
• en millions de livres sterling	300	07/2013	01/2019	4,625 %	Paris

Note 14 B Détail des emprunts obligataires

	Montants au 31/12/2015	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
• en millions d'euros	687	02/2003	02/2018	5,125 %	Paris/Luxembourg
• en millions d'euros	834	10/2008	01/2019	6,875 %	Luxembourg
• en millions d'euros	1 043	01/2009	01/2016	5,625 %	Luxembourg
• en millions d'euros	1 000	01/2009	01/2021	6,375 %	Luxembourg
• en millions d'euros	718	10/2010	10/2022	3,500 %	Paris
• en millions d'euros	564	10/2010	10/2017	2,750 %	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	1 000	06/2012	02/2016	1,500 %	Paris
• en millions d'euros	909	06/2012	02/2023	3,000 %	Paris
• en millions d'euros	729	06/2012	06/2018	2,250 %	Paris
• en millions d'euros	750	07/2012	07/2017	1,500 %	Paris
• en millions d'euros	458	07/2012	07/2022	2,625 %	Paris
• 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	1 200	05/2014	05/2020	1,375 %	Paris
• en millions d'euros	1 300	05/2014	05/2026	2,375 %	Paris
• en millions d'euros	1 000	06/2014	06/2019	3,000 %	Paris
• en millions d'euros	1 000	06/2014	06/2024	3,875 %	Paris
• en millions d'euros	500	03/2015	03/2017	0,000 %	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 de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000 %	Luxembourg
• en millions de livres sterling	309	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	11/2011	10/2060	5,000 %	Paris
• en millions de livres sterling	300	07/2013	01/2019	4,625 %	Paris
• en millions de francs suisses	300	10/2011	10/2017	1,500 %	Zurich
• en millions de francs suisses	275	10/2012	10/2020	1,125 %	Zurich
• en millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625 %	Zurich
• en millions de dollars	750	10/2012	10/2017	1,625 %	Aucune
• en millions de dollars	750	10/2012	10/2022	2,875 %	Aucune
Placements privés					
• en millions de yens	15 000	12/2008	12/2023	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	0,000 %	Aucune
• en millions de dollars	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	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	350	12/2015	12/2017	Euribor3M+22bps	Paris

Note 14 C Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2015, les autres emprunts concernent principalement des billets de trésorerie libellés en euros à hauteur de 3 854 millions d'euros (dont 1 455 millions d'euros à taux variable et 2 399 millions d'euros à taux fixe) et des *US Commercial Papers* en dollars américains à taux fixe pour une contre-valeur de 1 524 millions d'euros. Leurs échéances respectives sont inférieures à un an. En

2015, ENGIE SA a également une ligne de crédit utilisée à hauteur de 1 132 millions d'euros.

Note 14 D Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires...) sont principalement libellées en euros.

NOTE 15 Répartition de la dette par devise et par taux

Note 15 A Répartition par taux

En millions d'euros	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
À taux variable				
Emprunts obligataires	5 258	3 949	650	300
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	514
Autres emprunts	4 129	3 928	2 231	1 850
Comptes courants des filiales	56	35	56	35
Autres dettes financières	780	701	780	701
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 759	3 735	3 759	3 735
Emprunts obligataires	16 024	14 942	20 632	18 591
Dettes rattachées à des participations	-	514	-	-
Autres emprunts	2 382	1 891	4 280	3 969
TOTAL	32 388	29 695	32 388	29 695

Note 15 B Répartition par devise

En millions d'euros	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 350	3 350	3 350	3 350
Emprunts obligataires	21 282	18 891	16 046	14 034
Dettes rattachées à des participations	-	514	-	-
Autres emprunts	6 511	5 819	4 711	4 365
Comptes courants des filiales	56	35	56	35
Autres dettes financières	780	696	780	696
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	409	385	409	385
Emprunts obligataires	-	-	5 236	4 857
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	514
Autres emprunts	-	-	1 800	1 454
Autres dettes financières	-	5	-	5
TOTAL	32 388	29 695	32 388	29 695

NOTE 16 Résultat d'exploitation

Note 16 A Ventilation du chiffre d'affaires

CHIFFRE D'AFFAIRES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2015	31/12/2014
Ventes d'énergie		
• en France	10 137	12 630
• à l'étranger	7 695	10 073
Travaux, études et prestations de services	1 520	1 313
Produits des activités annexes et autres ventes	539	546
TOTAL	19 891	24 562

Note 16 B Charges de personnel

ÉVOLUTION DES EFFECTIFS PAR COLLÈGE

	Au 31/12/2014	Variation	Au 31/12/2015
Exécution	423	(81)	342
Maîtrise	2 201	(235)	1 966
Cadre	3 087	(115)	2 972
TOTAL	5 711	(431)	5 280

L'effectif moyen annuel s'élève, en 2015, à 5 461 contre 5 879 en 2014.

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2015	31/12/2014
Traitements et salaires	343	357
Charges sociales	161	168
Intéressement	26	29
Autres charges	75	133
TOTAL	605	687

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.

Les bénéficiaires ont la possibilité de verser tout ou partie de leur intéressement sur les plans d'épargne proposés par ENGIE SA au lieu d'en disposer immédiatement.

Dans ce cas, l'intéressement peut être placé :

- sur le Plan d'Épargne Groupe – PEG ou le Plan d'Épargne Entreprise – PEE et permet de bénéficier d'un abondement de 100 % dans la limite annuelle de 750 euros net ;

- sur le Plan d'Épargne Retraite Collectif – PERCO et permet de bénéficier d'un abondement de 150 % dans la limite annuelle de 750 euros net.

Ces deux abondements sont cumulatifs.

L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

Note 16 C Dotations nettes aux provisions et transferts de charges d'exploitation

1. Dotations nettes aux provisions

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2015	31/12/2014
Provision pour renouvellement des biens en concession	(12)	3
Provision pour reconstitution des sites	(4)	(11)
Provisions relatives au personnel	(14)	(22)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	(85)	249
TOTAL	(115)	219

2. Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges, inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 26,7 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 16,3 millions d'euros au 31 décembre 2014. Ils comprennent pour l'essentiel les reclassements des coûts salariaux relatifs au plan Perform 2015 en exceptionnel et ceux relatifs à la mise en place du Plan National de Cessions immobilières (PNC).

NOTE 17 Résultat financier

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2015 Charges	31/12/2015 Produits	31/12/2015 Net	31/12/2014 Net
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 449)	664	(785)	(642)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations		41	41	43
Résultat de change	(1 680)	1 534	(146)	(49)
Dividendes reçus	-	2 055	2 055	2 297
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(76)		(76)	(59)
TOTAL	(3 205)	4 294	1 089	1 590

NOTE 18 Résultat exceptionnel

<i>En millions d'euros</i>	31/12/2015 Charges	31/12/2015 Produits	31/12/2015 Net	31/12/2014 Net
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(8)	56	48	13
Cessions d'immobilisations financières	(403)	404	1	(44)
Provision pour hausse des prix	0	19	19	54
Amortissements dérogatoires	(146)	123	(23)	1
Dotations et reprises des dépréciations afférentes aux participations ⁽¹⁾	(562)	45	(517)	(5)
Autres	(220)	75	(145)	(222)
TOTAL	(1 339)	722	(617)	(203)

(1) *Détail en note 4B.*

La ligne « Autres » comprend notamment le résultat de restructuration des dettes dans le cadre des remboursements anticipés des émissions obligataires et titres participatifs pour 115,5 millions d'euros, les dépenses engagées dans le cadre du changement de nom pour 44,8 millions d'euros, les dépenses engagées dans le cadre du projet d'entreprise pour 9,8 millions d'euros ainsi que l'ensemble des dépenses engagées dans le cadre du Plan National de Cessions immobilières pour 17,5 millions d'euros.

NOTE 19 Situation fiscale

Note 19 A Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours initialement souscrite par Gaz de France SA, devenue GDF SUEZ SA en 2008, puis ENGIE SA en 2015, est renouvelable tous les cinq ans par tacite reconduction.

Note 19 B Impôt sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2015 est de 38 %. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3 % ainsi que la contribution exceptionnelle de 10,7 % dans la mesure où celles-ci sont applicables sur une base individuelle ou groupe.

En millions d'euros	2015			2014		
	Résultat avant impôt	Impôt *	Résultat net	Résultat avant impôt	Impôt *	Résultat net
Impôt sur les sociétés de l'exercice de ENGIE SA (hors groupe fiscal) ⁽¹⁾		0 ⁽¹⁾			0 ⁽¹⁾	
• dont impôts sur le résultat courant	345	0	345	236	0	236
• dont impôts sur le résultat exceptionnel	(617)	0	(617)	(203)	0	(203)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale) ⁽²⁾		540 ⁽²⁾	540		378 ⁽²⁾	378
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		350			368	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		101			128	
• dont autres		89			(118)	
TOTAL	(272)	540	268	33	378	411

* Un signe positif traduit un profit d'impôt.

(1) En 2015 comme en 2014, 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. 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 2014, ENGIE SA a bénéficié de 4 millions d'euros au titre du CICE. Cette somme a contribué en 2015, au financement de travaux de R&D, notamment au financement du projet GAYA, plateforme de gazéification de la biomasse.

(2) Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 540 millions d'euros contre un produit d'impôt de 378 millions d'euros en 2014 s'expliquant principalement par :

- un produit d'intégration fiscale de 350 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 368 millions d'euros en 2014 qui résulte de la différence entre :
 - le crédit d'impôt au titre du groupe fiscal intégré qui est de 16,9 millions d'euros au 31 décembre 2015, contre un impôt exigible par le Trésor de 14,3 millions d'euros en 2014,
 - et la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 333 millions d'euros, contre 354 millions d'euros en 2014 ;
- une reprise nette de provision pour impôt de 101 millions d'euros en 2015 contre 128 millions d'euros en 2014 intégrant notamment :
 - 82,4 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 59 millions d'euros de reprise nette en 2014,
 - 23,5 millions d'euros de dotation sur risques fiscaux essentiellement sur le prix de transfert du GNL, suite à la réception de la notification sur le contrôle fiscal de 2012 d'ENGIE SA,
 - 115,7 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. Ce montant tient compte de l'ajustement de la provision induit par la contribution exceptionnelle à 10,7 % pour 2015,
 - 91,4 millions d'euros de reprise pour impôt constituée pour couvrir l'incidence fiscale liée à l'étalement sur 14 ans de la plus-value sur le rachat du réseau de transport réalisée en 2002. Ce montant tient compte de l'ajustement de la provision induit par la contribution exceptionnelle à 10,7 % pour 2015.
- Divers autres impôts nets créditeurs pour 89 millions d'euros en 2015 intégrant notamment :
 - 74,6 millions d'euros au titre de paiements de contributions additionnelles à l'IS de 3 % (majoritairement sur dividendes versés),
 - 76,1 millions d'euros relatifs à la cession de la créance CICE 2013-2014 à BPI,
 - 94,4 millions d'euros sur la constatation des stocks de CIR et CICE au 31/12/2015.

Note 19 C 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.

Le taux d'imposition futur retenu tient compte de la contribution sociale sur l'impôt sur les sociétés, prévue à l'article 235 ter ZC du Code Général des Impôts, de 3,3 % de l'impôt dû diminuée d'un abattement de 763 000 euros.

<i>En millions d'euros</i>	2015	2014
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	890	530
• Produits comptabilisés non imposés	305	343
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	922	1 123
• Produits imposés non comptabilisés	714	456
Base fiscale différée nette	442	706
• Effet théorique d'imposition différée au taux de 34.43 %	152	243

Note 19 D Contrôle fiscal

Par une proposition de rectification en date du 22 septembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession, sans recours, de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE), pour un montant de 995 millions d'euros. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à ENGIE SA le maintien de leur position, laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011. Elles en ont tiré les conséquences en réduisant les déficits reportables du groupe fiscal ENGIE d'un montant de l'ordre de 710 millions d'euros dans une proposition de rectification du 16 décembre 2015, ce qu'ENGIE entend contester.

Concernant le contentieux précompte – objet de la cession de créance précitée – proprement dit, en 2014, dans un arrêt désormais devenu définitif, la Cour Administrative d'Appel de Paris a suivi la jurisprudence du Conseil d'État en reconnaissant l'incompatibilité du

précompte avec le droit communautaire conformément à la position de la Cour de Justice de l'Union européenne, mais en réduisant très sensiblement le quantum du remboursement accordé à SUEZ (désormais ENGIE) au titre des exercices 1999/2000/2001. Le Tribunal administratif de Cergy Pontoise a adopté une position identique pour les sommes réclamées par SUEZ au titre des exercices 2002/2003 et 2004. ENGIE SA a interjeté appel de ces jugements.

En parallèle, en novembre 2014, la Commission Européenne a formellement reconnu le bien-fondé des arguments développés par ENGIE SA et plusieurs autres contribuables français contre les principes de calcul des sommes à rembourser préconisés par le Conseil d'État et a demandé des explications à l'État Français. La décision de la Commission devrait être connue au cours du premier semestre 2016.

NOTE 20 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)

Note 20 A 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.

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.

Depuis 2008, le *cash pooling* du Groupe n'est plus assuré par ENGIE SA. 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 billets de trésorerie en France et de *Commercial Paper* aux États-Unis.

Dans ce cadre, et depuis la fusion, 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 billets de trésorerie 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 13 887 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions et 5 000 millions d'euros respectivement à échéance novembre 2020 et avril 2020.

Au 31 décembre 2015, ENGIE SA utilise ces lignes de crédit à hauteur de 1 132 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 de dettes à court terme : *US Commercial Paper* pour un montant de 4 500 millions de dollars utilisé à hauteur de 1 659 millions de dollars au 31 décembre 2015, et Billets de Trésorerie pour un montant de 5 000 millions d'euros, utilisé à hauteur de 3 854 millions d'euros au 31 décembre 2015.

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 contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *middle office* indépendant du trésorier Groupe.

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.

En millions d'euros	Notionnel au 31/12/2015					Juste valeur	Notionnel au 31/12/2014
	À un an au plus	D'un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total		
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	2 555	3 200	1 957	638	8 350	(941)	8 922
payeur taux variable/receveur taux fixe	4 405	4 050	4 191	2 338	14 984	1 302	13 236
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	1 000
ACHAT DE FRA							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	1 699
TOTAL EN EUROS	6 960	7 250	7 148	2 976	24 334	362	24 857
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	286	-	-	-	286	(5)	303
TOTAL NOK	286	-	-	-	286	(5)	303
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	908	-	-	-	908	(42)	1 148
TOTAL USD	908	-	-	-	908	(42)	1 148
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	-
payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL CAD	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	8 154	7 250	7 148	2 976	25 528	315	26 308

En millions d'euros	Notionnel au 31/12/2015					Juste valeur	Notionnel au 31/12/2014
	À un an au plus	D'un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total		
SWAP DE DEVICES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	466	-	2 628	3 094	216	3 222
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	1 028
TOTAL GBP	-	466	-	2 628	3 094	216	4 250
SWAP DE DEVICES							
payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	1 135	-	1 135	4	1 579
payeur taux variable/receveur taux variable	-	-	1 750	-	1 750	(27)	-
TOTAL JPY	-	-	2 885	-	2 885	(23)	1 579
SWAP DE DEVICES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	227	-	-	227	28	204
payeur taux variable/receveur taux fixe	-	209	133	-	342	72	309
TOTAL CHF	-	436	133	-	569	100	513
SWAP DE DEVICES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	533	43	35	611	97	510
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	252	-	-	252	10	-
payeur taux variable/receveur taux variable	-	224	-	-	224	4	-
payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	532	-	532	99	477
TOTAL USD	-	1 009	575	35	1 619	210	987
SWAP DE DEVICES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	7	-	7	(15)	7
TOTAL NOK	-	-	7	-	7	(15)	7
SWAP DE DEVICES							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	51	-	51	3	-
TOTAL AUD	-	-	51	-	51	3	-
TOTAL	-	1 911	3 651	2 663	8 225	491	7 336

Les opérations de couverture du risque de taux en vie au 31 décembre 2015 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 billets de trésorerie). Il s'agit de swaps payeurs taux variable Eonia/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 2 399 millions d'euros sur les billets de trésorerie ;
- ENGIE SA a recours à des swaps de taux payeurs à 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 macrocouvertures permettant de fixer la dette du Groupe en USD pour un montant de 836 millions d'euros et en NOK pour un montant de 286 millions d'euros.

4. Risque de change

ENGIE SA est exposée au risque de change principalement :

- (i) 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 ;

- (ii) 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 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 2015, les engagements correspondants sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31/12/2015			Contre-valeur au 31/12/2015	Différentiel de change au 31/12/2015	Engagement part fixe au 31/12/2014
	2016	2017	2018 et au-delà			
Contrats à terme						
Position acheteur						
• Devise AUD	-	-	-	-	-	3
• Devise CHF	-	-	-	-	-	-
• Devise EUR	201	12	-	179	(34)	224
• Devise GBP	708	7	-	730	15	1 109
• Devise NOK	113	-	-	115	2	984
• Devise MXN	2	-	-	2	-	53
• Devise JPY	14	-	-	14	-	-
• Devise RON	-	-	-	-	-	120
• Devise USD	3 343	524	26	4 143	250	3 313
• Devise CZK	-	-	-	-	-	29
Position vendeur						
• Devise AUD	-	-	-	-	-	3
• Devise CHF	733	-	-	717	(16)	619
• Devise EUR	170	8	-	212	34	250
• Devise GBP	2 396	-	-	2 361	(35)	3 125
• Devise HUF	94	-	-	92	(2)	136
• Devise MXN	50	-	-	49	(1)	111
• Devise NOK	115	-	-	115	-	983
• Devise RON	-	-	-	-	-	122
• Devise USD	687	13	-	674	(26)	938
• Devise CZK	-	-	-	-	-	3

Au 31 décembre 2015, les engagements correspondants sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31/12/2015			Contre-valeur au 31/12/2015	Différentiel de change au 31/12/2015	Engagement part fixe au 31/12/2014
	Par échéance					
Options	2016	2017	2018 et au-delà			
Position vendeur						
• Devise USD	500	-	-	459	-	3

5. Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31/12/2015	Échéance		
		À fin 2016	de 2017 à 2020	2021 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties de bonne fin et autres	283	89	65	129
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	3 672	755	76	2 841
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Sûretés personnelles données	102	50	52	-
Garanties cautions et avals aux filiales	3 616	208	2 083	1 325
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	395	-	395	-
AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS				
Garanties sur convention de cessions d'activités	4 816	386	590	3 840
Engagements de location simple	306	57	220	29
Engagements de crédit-bail	3	2	1	-
Engagements relatifs aux méthaniens	379	58	212	109

Les sûretés personnelles données pour 102 millions d'euros correspondent pour l'essentiel à des garanties de paiements accordées à des contreparties de ENGIE SA.

Les garanties, cautions et avals aux filiales pour 3 616 millions d'euros correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales.

Les engagements donnés sur des lignes de crédit correspondent à des lignes de crédit accordées à des filiales de ENGIE SA. Les tirages sur ces lignes s'élèvent à 125 millions d'euros au 31 décembre 2015 pour un montant initial de 520 millions d'euros, soit 395 millions d'euros restant à tirer.

Les garanties sur convention de cessions d'activités pour 4 816 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 2016 ;
- de GDF SUEZ Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30 % à CIC en 2011 pour un montant maximal de 2 893 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 781 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 et pour 2 ans pour tout autre litige, sans excéder le plafond maximum de 590 millions d'euros.

Les engagements de location simple pour 306 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 de ENGIE SA. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

Les engagements de crédit-bail sont détaillés en note 3.

Les engagements relatifs aux méthaniens pour 379 millions d'euros concernent les contrats d'affrètement des méthaniens.

D'autres engagements ont été donnés pour **garantie de bonne et complète exécution** :

- Au « Naperville Property Trust » agissant pour le compte de NCC Solar Company, aux banques et aux investisseurs, de toutes les obligations en matière de paiement, notamment des loyers restant à courir (91 millions d'euros) résultant du contrat de bail des locaux occupés par Nalco, entité cédée en 2003 et dont le siège est maintenu à Naperville, ledit bail ayant été repris par Léo Holding, suite à la dite cession (Leo Holding a été acquise par GDF SUEZ Energy North America auprès de Suez Environnement North America, ENGIE garantissant sa filiale des conséquences correspondantes). ENGIE SA a reçu une contre-garantie symétrique de Ondeo Nalco qui demeure responsable de l'ensemble des obligations au titre du bail tant vis-à-vis du Groupe que du propriétaire-bailleur et est également bénéficiaire d'une garantie de la part d'Ecolab Inc., nouvelle maison-mère de Nalco.
- Aux autorités de Hong-Kong pour les contrats obtenus par Sita devenue Suez Environnement qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants :

- exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong,
- exploitation de différents sites de décharge, dont Went, NWNT et Pillar Point, 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 cogestion, 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 Environmental Services » et « Caledonian Environmental 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 obtenu par un consortium composé de deux filiales de ENGIE SA, de Dumez GTM filiale de Vinci, de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et Vinci contre-garantisant ENGIE SA.
- En 2008, Suez Environnement a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA (anciennement par Suez 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 par ENGIE SA. Il subsiste 153 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.

6. Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31/12/2015	Échéance		
		À fin 2016	de 2017 à 2020	2021 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHES				
Garanties reçues	4	4	-	-
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	12 730	535	12 150	45
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
AUTRES ENGAGEMENTS RECUS				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 025	25	-	1 000
Contre-garanties sur engagements activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	141	55	77	9
Engagements de crédit-bail	3	2	1	-
Engagements relatifs aux méthaniers	379	58	212	109

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 2020, et de 5 milliards d'euros depuis avril 2014, dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en avril 2020. 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 ENGIE Alliance.

7. Engagements sur titres

En décembre 2012, SOPER (ancien actionnaire de la Compagnie du Vent) a exercé partiellement son put à hauteur de 5 % de sa participation (soit 2,158 % du capital), soit 3 992 actions à un prix d'exercice de 1 162 euros par action, soit 4,6 millions d'euros.

Note 20 B Engagements relatifs aux matières premières

1. Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement du gaz en Europe s'opère 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 de 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 2015, les engagements de ENGIE SA sont de 494 térawattheures (TWh) à moins d'un an, 3 516 TWh entre deux et cinq ans et 3 125 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 2015, les engagements de ENGIE SA sont de 13 TWh d'achats à terme et de 80 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 2015, les engagements de ENGIE SA sont de 850 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 1 357 TWh pour les ventes à terme d'électricité. Par ailleurs, dans le cadre de ses

activités d'intermédiaire sur les quotas de CO₂, ENGIE SA a souscrit en volume d'achats pour 55 974 quotas de CO₂.

2. Produits dérivés

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 GDF SUEZ Trading.

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 de ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (calls) ou planchers (put) ;
- 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.

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.

	Notionnel au 31/12/2015					
	en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31/12/2015 en millions d'euros	Notionnel au 31/12/2014 en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
SWAPS (position acheteur)						
Gaz naturel	946 141	469 480	141 768	35 978	(6 815)	514 619
Produits pétroliers	174 242	99 478	34 404	8 097	(1 835)	232 459
CER EUA – CO ₂						
SWAPS (position vendeur)						
Gaz naturel	(993 806)	(529 257)	(164 406)	(38 788)	7 725	(405 995)
Produits pétroliers	(131 750)	(50 754)	(2 166)	(4 142)	931	(192 558)
Électricité	-	-	-	-	-	-
CER EUA – CO ₂	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	-	(803)	-	-	-	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
FORWARD (position acheteur)						
Gaz naturel	12 394	3 827	2 234	248	(50)	15 441
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	-	-	-	-	-	16
CO ₂	463	462	340	-	1	-
FORWARD (position vendeur)						
Gaz naturel	(26 618)	-	(9 407)	(235)	49	(24 935)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	-	-	-	-	-	(839)
CO ₂	-	-	-	-	-	-

Note 20 C 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 20 D Litiges

1. Situation en Argentine

Pour mémoire, SUEZ (désormais ENGIE) et SUEZ Environnement ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement Company – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ Environnement des droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ dans Aguas Argentinas (AASA) et Aguas Provinciales de Santa Fe (APSF).

En janvier 2002 en Argentine, une loi d'urgence publique et de réforme du régime des changes (« Loi d'Urgence ») a bloqué les augmentations de tarifs des contrats de concession en empêchant l'indexation des tarifs en cas de dépréciation du peso argentin par rapport au dollar américain. En 2003, SUEZ – désormais ENGIE – et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé deux procédures d'arbitrage contre l'État argentin (autorité concédante), afin de faire appliquer les clauses contractuelles des contrats de concession devant le CIRDI conformément aux traités bilatéraux franco-argentins de protection des investissements.

Ces procédures d'arbitrage CIRDI visent à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, suite aux mesures adoptées par l'Argentine après prolongation de la loi d'Urgence. Les audiences ont eu lieu dans le courant de l'année 2007 pour les deux arbitrages. Parallèlement aux procédures CIRDI, les sociétés concessionnaires AASA et APSF ont dû entamer des procédures de résiliation des contrats de concession devant les juridictions administratives locales.

Toutefois, la situation financière des sociétés concessionnaires s'étant dégradée depuis la loi d'Urgence, APSF a annoncé sa mise en liquidation judiciaire lors de son Assemblée Générale du 13 janvier 2006.

Parallèlement, AASA a demandé à bénéficier du « Concurso Preventivo⁽¹⁾ ». Dans ce cadre, une proposition concordataire opérant novation du passif admissible d'AASA approuvée par les créanciers et homologuée par le juge de la faillite le 11 avril 2008 a permis en partie le règlement du passif. La proposition prévoit un premier paiement de 20 % du passif⁽²⁾ (lors de l'homologation) et un second paiement de 20 % en cas d'indemnisation par l'État argentin. ENGIE et Agbar, en tant qu'actionnaires de contrôle, ont décidé d'aider financièrement Aguas Argentinas à faire face à ce premier paiement et ont versé respectivement, lors de l'homologation, les sommes de 6,1 et 3,8 millions de dollars américains.

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions de dollars américains.

Par deux décisions datées du 30 juillet 2010, le CIRDI avait reconnu la responsabilité de l'État argentin dans la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires et de Santa Fe. La détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis devait être fixée par des experts.

Faisant suite à la remise en septembre 2013 d'un rapport d'expert portant sur la concession de Buenos Aires, ainsi qu'à une série d'audiences qui se sont tenues en 2014, le CIRDI 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. Début août 2015, cette décision a fait l'objet d'un recours en nullité de la part de la République Argentine devant un comité *ad hoc* du CIRDI. Un rapport d'expert sur la concession de Santa Fe a par ailleurs été remis au CIRDI en avril 2014. Par sa décision du 4 décembre 2015, le CIRDI a condamné la République argentine à verser 211 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. La République argentine peut tenter un recours en nullité contre cette dernière.

2. OPR sur Electrabel

À la suite de l'offre publique de reprise (OPR), lancée par SUEZ (désormais ENGIE) en juin 2007 sur les actions de sa filiale Electrabel qu'elle ne détenait pas encore, trois actionnaires, Deminor et deux autres fonds, ont initié le 10 juillet 2007 une procédure devant la Cour d'Appel (CA) de Bruxelles à l'encontre de SUEZ et d'Electrabel pour obtenir un complément de prix. La demande a été rejetée par la Cour d'Appel le 1^{er} décembre 2008.

Suite au pourvoi introduit par Deminor et consorts le 22 mai 2009, la Cour de Cassation a prononcé la cassation le 27 juin 2011. Par citation du 28 décembre 2012, Deminor et consorts ont assigné ENGIE devant la Cour d'Appel de Bruxelles dans une composition différente, aux fins qu'elle statue sur leur demande de complément de prix. Les plaidoiries se sont terminées le 15 octobre 2014 et l'affaire a été mise en délibéré.

Une demande similaire de complément de prix, introduite par MM. Geenen et consorts auprès de la Cour d'Appel de Bruxelles mais sans mise en cause d'Electrabel et de la FSMA (« Autorité belge des services et marchés financiers », anciennement « Commission bancaire, financière et des assurances »), a été rejetée le 24 décembre 2009 pour des motifs de procédure. M. Geenen s'est pourvu en cassation le 2 juin 2010 contre l'arrêt du 24 décembre 2009. La Cour de Cassation a rendu, le 3 mai 2012, un arrêt prononçant la cassation de l'arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles.

Par arrêt du 26 mars 2015, la Cour d'Appel de Bruxelles a déclaré la demande de complément de prix de Deminor et consorts recevable mais non fondée et les a condamnés à verser à ENGIE SA 33 000 euros de dépens. La décision est devenue définitive.

3. Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France

Litige portant sur le 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'Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie (ANODE) a introduit une requête demandant l'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 devant le Conseil d'État en juillet 2013.

L'ANODE soutient 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.

4. La Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, ENGIE a acquis 56,84 % des titres de La Compagnie du Vent, SOPER (l'actionnaire d'origine) en conservant 43,16 %. Le fondateur de la société (et propriétaire de SOPER), Jean-Michel Germa, est resté Président-Directeur Général (PDG) de La Compagnie du Vent au moment de la prise de contrôle. ENGIE détient aujourd'hui 59 % des titres de La Compagnie du Vent.

Depuis 2011, différents litiges opposent ENGIE à Jean-Michel Germa (propriétaire de SOPER et PDG révoqué) et SOPER (aujourd'hui actionnaire minoritaire) : (i) le litige intenté le 15 février 2012 devant le Tribunal de Commerce de Paris par Jean-Michel Germa contre ENGIE en responsabilité contractuelle et responsabilité délictuelle à l'occasion de sa révocation en tant que PDG de La Compagnie du Vent. Ce litige est pendant devant la Cour d'Appel de Paris, (ii) le litige intenté par SOPER le 15 mai 2012 contre ENGIE et le PDG actuel de La Compagnie du Vent prétendant qu'ENGIE et le PDG auraient agi contre les intérêts de La Compagnie du Vent et en réclamant réparation. Le Tribunal de Commerce de Montpellier ayant rejeté leurs prétentions, SOPER a interjeté appel de cette décision ; le 3 novembre 2015, la Cour d'Appel de Montpellier a confirmé la décision de première instance, condamnant par ailleurs SOPER pour procédure abusive. SOPER s'est pourvue en cassation le 4 janvier 2016 ; (iii) la procédure intentée par SOPER, le 18 janvier 2013 afin de condamner ENGIE à indemniser SOPER à hauteur d'environ 214 millions d'euros en raison de la violation alléguée de l'accord et du pacte d'associés signés en 2007. Le litige est pendant devant le Tribunal de Commerce de Créteil, (iv) le litige introduit le 14 mars 2013 par SOPER et Jean-Michel Germa devant le Tribunal de Commerce de Montpellier contre ENGIE et La Compagnie du Vent aux fins de voir prononcée la nullité des décisions prises lors de l'assemblée des associés de La Compagnie du Vent du 27 mai 2011. SOPER et Jean-Michel Germa ont été déboutés de leurs demandes par un jugement du 26 janvier 2015. Ces derniers ont formé appel du jugement le 13 février 2015 et la procédure est pendante devant la Cour d'appel de Montpellier (v) le 26 avril 2013, SOPER a engagé une nouvelle procédure devant le Tribunal de Commerce de Paris pour obtenir l'annulation du rapport de l'expert et la nomination d'un nouvel expert pour fixer le prix des actions acquises par ENGIE lors de l'exercice de bons de souscription. L'affaire a été portée devant le Tribunal de Commerce de Créteil, qui a conclu par jugement du 1^{er} décembre 2015 à l'annulation du rapport de l'expert. ENGIE a interjeté appel ; (vi) la procédure introduite le 16 mai 2013, par SOPER demandant à ce qu'ENGIE ne puisse exercer les bons de souscription d'actions, aux conditions convenues dans le pacte d'associés. L'affaire a été portée devant le Tribunal de Commerce de Créteil.

5. Total Énergie Gaz

ENGIE achète du gaz naturel auprès de Total Énergie Gaz (TEGAZ), filiale du groupe Total, au titre d'un contrat conclu le 17 octobre 2004 et a réclamé une révision du prix contractuel avec effet au 1^{er} mai 2011. Les négociations n'ayant pas abouti avec TEGAZ, ENGIE a soumis en mars 2012 le différend portant sur la révision du prix contractuel à un collège d'experts conformément au contrat. Le 5 juin 2012, TEGAZ a notifié un différend quant à l'interprétation de certaines clauses du

contrat susvisé, qui a fait l'objet d'une procédure d'arbitrage selon le règlement de l'Association Française de l'Arbitrage (AFA).

Après échange des mémoires, les audiences du Tribunal Arbitral relatives à l'interprétation de certaines clauses du contrat se sont déroulées du 27 au 30 janvier 2014. La sentence a été rendue le 13 mai 2014 et TEGAZ a été déboutée de l'ensemble de ses demandes d'interprétation du contrat, notamment celles relatives à la clause de révision de prix.

Dans le cadre du différend portant sur la révision du prix contractuel, la procédure d'expertise a repris. Le 7 février 2015, le Collège d'experts a donné une première suite favorable à la demande de révision de prix contractuelle réclamée par le Groupe concernant les achats de gaz naturel intervenues entre le 1^{er} mai 2011 et le 31 octobre 2014 au titre du contrat de fourniture de gaz naturel avec TEGAZ. Le Collège d'experts a confirmé que la demande de révision de prix formulée par le Groupe était justifiée et a décidé d'une nouvelle formule de prix contractuel, accordant ainsi une baisse de prix au Groupe.

ENGIE, Total Gas & Power et Total Énergie Gaz ont signé le 24 juin 2015 un protocole transactionnel mettant un terme à leurs différends au regard de plusieurs demandes de révision de prix concernant d'une part un contrat de fourniture entre Total Énergie Gaz et ENGIE et d'autre part un contrat d'approvisionnement entre Total Gas & Power et ENGIE.

6. Concurrence et concentration

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 22 juin 2009, la Commission européenne a fait parvenir à ENGIE, GRTgaz et ELENGY une évaluation préliminaire dans laquelle elle considérait que ENGIE était susceptible d'avoir abusé de sa position dominante en verrouillant durablement l'accès aux capacités d'importation en France ce qui aurait restreint la concurrence sur le marché de la fourniture de gaz naturel en France. Le 24 juin 2009, ENGIE, GRTgaz et ELENGY ont proposé des engagements en réponse à l'évaluation préliminaire tout en exprimant leur désaccord avec les conclusions de cette dernière.

Le 9 juillet 2009, ces engagements ont été soumis à un test de marché et la Commission a ensuite informé ENGIE, GRTgaz et ELENGY des observations des tiers. Le 21 octobre 2009, ENGIE, GRTgaz et ELENGY ont soumis une proposition d'engagements modifiés 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 (Société Advolis) agréé par la Commission européenne, la mise en œuvre des engagements (qui courent jusqu'en 2024 voire 2029 pour certains) se poursuit.

7. Marchés de la fourniture de gaz et d'électricité en France

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'audience s'est tenue le 9 juillet 2014 et l'Autorité de la concurrence a rendu sa décision le 9 septembre 2014.

L'Autorité a enjoint à ENGIE, à titre conservatoire et dans l'attente d'une décision au fond, d'accorder à ses frais aux entreprises détenant une autorisation ministérielle de fourniture de gaz naturel qui en feraient la demande, un accès à certaines informations relatives aux clients aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

En cas de non-respect de cette injonction dans les délais fixés, ENGIE devra suspendre toute activité de commercialisation de ses offres de marché de gaz naturel.

ENGIE a formé un recours contre cette décision le 19 septembre 2014. L'audience s'est tenue le 9 octobre 2014 et la Cour d'Appel de Paris a rendu son arrêt le 31 octobre 2014. La Cour d'Appel a confirmé la décision de l'Autorité de la concurrence pour l'essentiel mais a réformé les points suivants : les dates d'accès aux informations ont été décalées au 13 novembre 2014 pour les personnes morales et au 15 janvier 2015 pour les personnes physiques ; les clients résidentiels ainsi que les personnes physiques interlocutrices professionnelles au sein des personnes morales ont dû être informées préalablement à la transmission de leurs données et ont disposé de 5 jours pour s'y opposer. Le contenu du courrier devant être adressé aux clients

résidentiels a été légèrement modifié afin de ne pas préjuger de l'enquête au fond.

ENGIE a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'Appel.

ENGIE a mis en œuvre les mesures conservatoires imposées par l'Autorité afin de se conformer à sa décision et donne désormais accès aux éléments des fichiers concernés aux fournisseurs alternatifs en ayant fait la demande.

Les services de l'Autorité de la concurrence ont 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. L'enquête se poursuit et le Groupe apporte sa collaboration à l'enquête.

Les services de l'Autorité de la concurrence ont communiqué le 26 octobre 2015 à ENGIE une nouvelle saisine de Direct Énergie relative à des pratiques alléguées d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une nouvelle demande de mesures conservatoires. L'enquête se poursuit et le Groupe apporte sa collaboration à l'enquête.

NOTE 21 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

RÉCAPITULATIF DES ENGAGEMENTS

En millions d'euros

	Au 31/12/2015 ⁽¹⁾	Au 31/12/2014
RETRAITE	2 360	2 517
• Régime des IEG	2 047	2 213
• Autres régimes	313	304
AUTRES AVANTAGES DE FIN DE CARRIÈRE ET POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	372	536
• Avantage en nature énergie et eau	231	384
• Indemnités de fin de carrière	53	59
• Indemnités de secours immédiat	49	54
• Autres *	39	39
AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL	89	102
• Pensions d'invalidité et autres	82	94
• Médailles du travail	7	8
TOTAL	2 821	3 155

* Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-SUEZ.

(1) Dont 112 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. note 21D).

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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Taux d'actualisation	2,6 %	2,1 %	2,6 %	2,1 %	2,2 %	1,7 %	2,6 %	2,1 %
Taux d'inflation	1,7 %	1,7 %	1,7 %	1,7 %	1,7 %	1,7 %	1,7 %	1,7 %
Durée résiduelle de service	16 ans	16 ans	16 ans	16 ans	16 ans	16 ans	16 ans	16 ans

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1 % du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 15 %.

Note 21 A 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 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIIEG). La CNIIEG 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 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

1. Les obligations financières de ENGIE SA

En application de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, à compter du 1^{er} janvier 2005, les obligations financières de ENGIE SA sont les suivantes :

- verser à la CNIIEG sa quote-part des cotisations dues aux régimes de retraites de droit commun, cotisations que la CNIIEG reverse à la CNAV, l'AGIRC et l'ARRCO ;
- verser à la CNIIEG sa contribution au financement des prestations servies excédant les droits relevant des régimes de droit commun et non financées par la contribution tarifaire ;
- verser à la CNIIEG sa quote-part des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires dues à la CNAV, à l'AGIRC et à l'ARRCO et non financées par la CTA ;
- verser à la CNIIEG sa quote-part des dépenses de gestion administrative de cette dernière ainsi que des charges de compensation avec les autres régimes légaux de retraite et des prestations relatives aux risques invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- en tant que fournisseur de gaz et d'électricité (et le cas échéant d'acheminement de gaz), collecter et reverser à la CNIIEG les contributions tarifaires.

La revalorisation des pensions et des rentes d'invalidité est calculée, depuis le 1^{er} janvier 2009, sur la base de l'indice des prix à la consommation hors tabac.

2. Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements de 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) qui amende la recommandation du CNC du 1^{er} avril 2003 (2003 R 01). Cette méthode, dite des unités de crédit projetées, repose sur des lois de projection portant notamment sur :

- les salaires de fin de carrière : leur évaluation intègre l'ancienneté des agents, leur niveau de salaire et leur progression de carrière ;
- les âges de départ à la retraite, déterminés le cas échéant en fonction de critères caractéristiques des agents des IEG (service actif, nombre d'enfants pour les femmes) ;
- l'évolution des effectifs de retraités, dont l'estimation repose sur la table de survie prospective établie par l'INSEE et, le cas échéant, sur un taux de rotation résultant de l'observation statistique du comportement des agents des IEG ;
- les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- ils sont évalués sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- ils sont déterminés 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.

Note 21 B 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,
 - les indemnités de secours immédiat,
 - les indemnités compensatrices de 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.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

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.

2. Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1^{er} 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.

La méthode retenue pour évaluer l'engagement que représentent les indemnités de fin de carrière est celle des « unités de crédits projetées ».

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.

Note 21 C Variation de la valeur actualisée des engagements

En millions d'euros	Retraites régime des IEG		Retraites hors régime des IEG		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages long terme		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	2 213	1 772	304	299	536	414	102	89	3 155	2 574
Coût des services rendus de la période	39	32	2	1	8	7	11	10	60	50
Charges d'intérêt sur obligation	45	64	4	9	11	15	2	3	62	91
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	(169)	419	21	9	(167)	122	(17)	9	(332)	559
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) ⁽¹⁾	(77)	(74)	(18)	(14)	(3)	(22)	(8)	(9)	(106)	(119)
Autres	(4)	-	-	-	(13)	-	(1)	-	(18)	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	2 047	2 213	313	304	372	536	89	102	2 821	3 155

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 106 millions au 31 décembre 2015 contre 119 millions au 31 décembre 2014.

Note 21 D 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 de 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 2015, ENGIE SA a provisionné 112 millions d'euros, contre 126 millions d'euros en 2014, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 14 millions d'euros.

Pour rappel, au 31 décembre 2014, ENGIE SA a provisionné 126 millions d'euros, contre 117 millions d'euros au 31 décembre 2013, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 9 millions d'euros.

ÉVOLUTION DES PROVISIONS SUR ENGAGEMENTS SOCIAUX

En millions d'euros	Retraites ⁽¹⁾		Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾		Avantages long terme ⁽³⁾		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Provision de début de période	7	8	26	27	93	82	126	117
Charges (produits) de la période	-	-	-	4	-	20	-	24
<i>Dont coût des services rendus de la période</i>	-	-	1	1	11	10	12	11
<i>Dont charges d'intérêt sur obligation</i>	-	-	0	-	2	3	2	3
<i>Dont pertes et gains actuariels générés sur l'obligation</i>	-	-	(1)	3	(13)	7	(14)	10
<i>Dont Autres</i>	-	-	-	-	(2)	-	(2)	-
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(0)	(1)	(4)	(5)	(8)	(9)	(12)	(15)
Provision de fin de période	7	7	22	26	83	93	112	126

(1) En 2015, comme en 2014, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG.

(2) Congés exceptionnels de fin de carrière (15 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex Suez (5 millions d'euros) et prime eau (2 millions d'euros).

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (56 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (17 millions d'euros), d'amiante (2 millions d'euros) et médailles du travail (7 millions d'euros).

Note 21 E 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 2015 sur ces fonds assurantiels pour un montant de 76 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 922 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 1 910 millions d'euros au 31 décembre 2014.

Note 21 F Variation de la juste valeur des actifs de couverture

En millions d'euros	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2015		2014		2015	2014
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG		
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 690	188	1 633	190	31	32
Rendement attendu des actifs	34	2	59	5	1	1
Primes nettes de frais de gestion ⁽¹⁾	-	10	-	4	-	-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	37	13	71	1	1	2
Prestations payées par les actifs de couverture ⁽¹⁾	(68)	(15)	(73)	(12)	(3)	(4)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 693	198	1 690	188	30	31

(1) L'impact total au compte de résultat des primes versées sur les fonds assurantiels et des prestations remboursées par les actifs de couverture correspond à un produit net de 76 millions au 31 décembre 2015 contre un produit net de 85 millions au 31 décembre 2014.

INFORMATION RELATIVE AU RENDEMENT DES ACTIFS

	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2015		2014		2015	2014
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Régime des IEG
Rendement réel des actifs de couverture	4,3 %	3,3 %	8,3 %	3,67 %	5,1 %	9,3 %

Le taux de rendement attendu des actifs retenu pour l'exercice 2015 est de 2,52 % pour les actifs de couverture retraite et de 2,24 % pour les autres.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	2015		2014	
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG
	Placements actions	35 %	10 %	33 %
Placements obligataires	52 %	81 %	51 %	80 %
Autres (y compris monétaires)	13 %	9 %	16 %	10 %
	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 2015 s'élève à 14 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.

Note 21 G Régime de retraite supplémentaire à 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 6 millions d'euros en 2015 contre 6 millions d'euros également en 2014.

NOTE 22 Éléments relatifs aux entreprises et parties liées

<i>En millions d'euros</i>	Entreprises liées	Entreprises associées
Titres de participation	62 677	2 330
Créances rattachées à des participations	259	1
Dépôts et cautionnements	22	-
Créances clients et comptes rattachés	1 491	5
Comptes courants créditeurs des filiales	86	-
Autres immobilisations incorporelles	-	285
Autres créances	531	1
Comptes courants débiteurs des filiales	6 237	2
Fournisseurs et comptes rattachés	2 079	1
Dettes sur immobilisations	1 192	-
Autres dettes	631	-
Chiffre d'affaires	9 651	77
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz	6 544	-
Autres charges externes	3 757	17
Autres charges d'exploitation	440	-
Autres produits d'exploitation	335	-
Autres charges financières	(18)	-
Autres produits financiers	1 964	119

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 R. 123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

L'État détient 32,76 % du capital d'ENGIE SA lui conférant cinq représentants sur 19 au Conseil d'Administration.

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 d'ENGIE SA 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 la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la note 21 « Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel ».

NOTE 23 Filiales et participations

En millions d'euros Raison sociale	Capital social au dernier bilan connu	Autres capitaux propres au dernier bilan connu hors capital social	% du capital détenu au 31/12/2015	Valeur comptable des titres détenus au 31/12/2015	
				Brut	Provision
A – Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1 % du capital de 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 ⁽¹⁾	6	(160)	64,19 %	39	(39)
Celizan	-	-	100,00 %	31	(31)
Cogac	1 433	(1 135)	100,00 %	1434	(600)
Ecometering	22	(16)	99,00 %	38	(32)
Electrabel	4 640	17 945	99,13 %	34,117	-
Elengy	109	405	100,00 %	516	-
ENGIE Alliance	100	(50)	64,00 %	62	-
ENGIE Energy Services	699	1 296	100,00 %	2,931	-
ENGIE Finance	5 460	147	100,00 %	5,567	-
ENGIE IT	45	11	100,00 %	78	(36)
ENGIE Management Company	60	(53)	100,00 %	60	(53)
GDF International	3 972	411	100,00 %	3,972	-
ENGIE New Ventures	32	20	100,00 %	55	(1)
Genfina	1 750	(495)	100,00 %	2,627	(1,372)
GrDF	1 801	3 725	100,00 %	8,405	-
GRTgaz	538	3 135	75,00 %	1,850	-
La Compagnie du Vent	17	115	59,00 %	428	(345)
NNB Development Company	38	117	100,00 %	141	-
SFIG	55	15	96,51 %	57	-
Sopranor	0	5	99,90 %	245	(240)
Storengy	345	1 430	100,00 %	2,666	-
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50 %)					
Aguas Argentinas	15	(467)	48,20 %	145	(145)
SUEZ Environnement Company	2 171	5 117	33,55 %	2,293	-
B - Renseignements concernant les autres filiales ou participations					
1. Filiales non reprises au paragraphe A					
Valeurs françaises	-	-	-	102	(23)
Valeurs étrangères ⁽¹⁾	-	-	-	20	(2)
2. Participations non reprises au paragraphe A					
Valeurs françaises	-	-	-	64	(7)
Valeurs étrangères ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A					
Valeurs françaises	-	-	-	17	-
Valeurs étrangères ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
TOTAL				67,961	(2,923)

(1) Données en monnaie locale d'opération (millions d'unités).

(2) Comptes provisoires non certifiés.

Les opérations avec les entreprises liées sont constituées principalement de prêts, d'avances et de mouvements de comptes courants avec les filiales.

Nota : certaines informations jugées sensibles n'ont pas été fournies dans le tableau des filiales et participations.

NOTE 24 Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2015 au Président-Directeur Général, au Vice-Président et Directeur Général Délégué et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 21 millions d'euros.

D'autre part, les avantages postérieurs à l'emploi, pour ces mêmes personnes, s'élèvent à 70,8 millions au 31 décembre 2015.

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale reçoivent des jetons de présence, leur montant est de 0,9 million d'euros pour 2015.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES

En euros	% au 31/12/2014	% au 31/12/2015	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES ⁽¹⁾						
PARTICIPATIONS ⁽²⁾						
OMEGAZ	19 %	0		X	0	Recherche & Développement

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50 %.

(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50 %.

ACHATS TOTAUX OU PARTIELS

En euros	% au 31/12/2014	% au 31/12/2015	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES ⁽¹⁾						
ENGIE Lab Singapore		100 %	X		132 415,25	Recherche & Développement
PARTICIPATIONS ⁽²⁾						
METHAMOLY		15 %		X	20 000,00	Industriel

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure 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

	2015	2014	2013	2012	2011
Capital en fin d'exercice					
Capital social (en euros)	2 435 285 011	2 435 285 011	2 412 824 089	2 412 824 089	2 252 636 208
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 412 824 089	2 412 824 089	2 252 636 208
Nombre maximum d'actions futures à créer :					
• par exercice d'options de souscription	-	20 823 223	10 083 705	15 803 200	22 584 740
Opérations et résultat de l'exercice (en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	19 891	24 562	28 608	27 915	24 126
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	391	390	424	749	1 460
Impôts sur les sociétés (- = produit d'impôt)	(540)	(378)	(768)	(542)	(295)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements et provisions et transfert des amortissements de caducité	268	411	663	890	2 389
Montant des bénéfices distribués (y compris part des actions propres en 2014)	2 414	2 402	3 576	3 503	3 347
Résultat par action (en euros)					
Résultat après impôt et participation mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,38	0,32	0,49	0,54	0,78
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,11	0,17	0,27	0,37	1,06
Dividende versé par action ⁽¹⁾	1,00	1,00	1,50	1,50	1,50
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	5 461	5 879	6 367	6 641	6 952
Montant de la masse salariale de l'exercice	343	357	377	374	445
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales...)	262	330	396	363	324

(1) Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2015 de verser un dividende unitaire de 1 euro par action, soit un montant total de 2 414 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2015.

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

6.5.1 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2015, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société ENGIE, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

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.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes A et C de l'annexe qui exposent le changement de méthode comptable résultant de la première application du règlement ANC 2013-02 relatif à la comptabilisation des certificats d'économie d'énergie.

2. Justification des appréciations

Les estimations comptables ont été réalisées dans un contexte de baisse sensible des marchés de l'énergie dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme. C'est dans ce contexte, décrit en note B de l'annexe aux comptes annuels, qu'en application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous avons procédé à nos propres appréciations et portons à votre connaissance les éléments suivants :

- Comme indiqué dans la note B de l'annexe aux comptes annuels, la valeur comptable des titres de participation pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable est ramenée à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses ainsi que la procédure d'approbation de ces estimations par la direction. Nous avons également revu les calculs effectués par votre société et vérifié que cette note de l'annexe aux comptes annuels donne une information appropriée.
- En ce qui concerne les ventes de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'un relevé de compteur en cours d'exercice comptable, votre société procède à une estimation du chiffre d'affaires à partir d'estimations de consommation des clients homogènes avec l'allocation du gestionnaire de réseau sur la même période et d'estimations de prix de vente moyen. Nos travaux ont consisté à apprécier les méthodologies et les hypothèses retenues pour le calcul des estimés et à vérifier que la note B de l'annexe aux comptes annuels donne une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

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 documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 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.

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 de ces détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 4 mars 2016

Les Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés	Ernst & Young et Autres
Véronique Laurent	Pascal Macioce

6.5.2 Rapport complémentaire au rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2015

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous vous présentons un rapport complémentaire à notre rapport sur les comptes annuels relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2015, établi le 4 mars 2016.

Pour prendre en compte le changement du régime de retraite supplémentaire dont bénéficiera le Directeur Général Délégué à compter du 1^{er} janvier 2015, le Conseil d'administration réuni le 10 mars 2016 a modifié le texte des projets de résolution soumis à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires et relatifs aux conventions et engagements réglementés (quatrième et cinquième résolutions) et aux éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2015 au Directeur Général Délégué (douzième résolution) et les parties correspondantes de son rapport à l'Assemblée générale, ainsi que du rapport de gestion. Le rapport de gestion, le rapport du Conseil d'administration à l'Assemblée générale et le texte des projets de résolution ainsi modifiés nous ayant été communiqués en date du 10 mars 2016, nous avons procédé, conformément à la loi, à leur vérification.

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, le rapport du Conseil d'administration à l'Assemblée générale et le texte des projets de résolution ainsi modifiés.

Concernant les informations modifiées fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 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.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 22 mars 2016

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce



Informations complémentaires

7.1	Dispositions légales et statutaires particulières	358	7.3	Documents accessibles au public	363
7.1.1	Objet social de l'Émetteur	358	7.3.1	Politique d'information	363
7.1.2	Organes d'administration et de direction	358	7.3.2	Calendrier des communications financières	363
7.1.3	Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	361	7.4	Responsable du Document de Référence	364
7.1.4	Modification des droits attachés aux actions	361	7.4.1	Personne responsable du Document de Référence	364
7.1.5	Assemblées Générales	361	7.4.2	Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	364
7.1.6	Dispositions relatives à la divulgation des participations	362	7.5	Mandats des Commissaires aux comptes	365
7.1.7	Modification du capital	362	7.5.1	Commissaires aux comptes titulaires	365
7.2	Litiges et arbitrages - Concurrence et concentrations (actualisation)	363	7.5.2	Commissaires aux comptes suppléants	365

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 au siège de la Société et sur le site engie.com.

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 au Chapitre 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 vingt-deux 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 et 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, effectuée sous la direction d'un Administrateur indépendant. Il accepte l'évaluation de sa propre action au sein du Conseil. Le Vice-Président-Administrateur Référent participe également à l'organisation de l'autoévaluation périodique du Conseil.

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.

Vice-Président-Administrateur Référent

Le Conseil d'Administration peut procéder à l'élection en son sein d'un ou de 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.

Le Conseil peut décider de conférer le rôle d'Administrateur Référent à l'un de ses Vice-Présidents visés à l'article 16 des statuts.

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 voie consultative, aux séances du Conseil d'Administration et de ses Comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Direction Générale

Président-Directeur Général

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.

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. Dans l'ordre interne, le Conseil d'Administration détermine, dans les conditions prévues par la loi, l'étendue et la durée des pouvoirs conférés au Président-Directeur Général.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 23 avril 2012, a décidé de ne pas dissocier les fonctions de Président et de Directeur Général. La Direction Générale de la Société est assumée par le Président du Conseil d'Administration.

Les informations relatives à l'exercice de la Direction Générale figurent à la Section 4.4 «Direction Générale» et au rapport du Président à la Section 4.1.

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.

Directeur Général Délégué

Le Conseil d'Administration peut nommer, dans les conditions prévues par la loi, une seule personne chargée d'assister le Directeur Général avec le titre de Directeur Général Délégué, choisie parmi les Administrateurs.

À l'égard des tiers, le Directeur Général Délégué dispose des mêmes pouvoirs que le Directeur Général. Dans l'ordre interne, l'étendue et la durée des pouvoirs conférés au Directeur Général Délégué sont fixés par le Conseil d'Administration en accord avec le Président-Directeur Général, dans les conditions prévues par la loi, et par le Règlement Intérieur dans son article 2.2. Ces éléments sont repris en détail en Section 4.1.3.1 «Attributions du Conseil d'Administration».

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. Le Vice-Président-Administrateur Référent peut demander au Président d'ajouter un point particulier à l'ordre du jour du Conseil. Il peut également solliciter du Président la convocation d'un Conseil sur un ordre du jour déterminé. 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 Président-Directeur Général, son 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 et des Rémunérations, 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 (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-proprétaire 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 les 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 les 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 s'appliqueront 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 appelée à se tenir en 2017.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, 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 des 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 (actualisation)

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 27 de la Section 6.2 «Comptes Consolidés».

A la date du présent Document de Référence, la description du litige figurant à la note 27.1.12, alinéa 3 du chapitre 6.2 « Comptes consolidés » est complétée comme suit : « Par ordonnance du 9 mars 2016, le Président du Tribunal de première instance de Bruxelles a débouté Nucléaire Stop Energie de son action, l'estimant non fondée. »

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

Valérie Bernis

Directeur Général Adjoint, en charge des Communications, Marketing et Responsabilité Environnementale et Sociétale

Téléphone : 01 44 22 00 00

Adresse : 1, place Samuel de Champlain – Faubourg de l'Arche – 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 d'activité et un rapport intégré.

7.3.2 Calendrier des communications financières

Publication des résultats annuels 2015	25 février 2016
Publication des résultats du premier trimestre 2016	29 avril 2016
Assemblée Générale des actionnaires	3 mai 2016
Publication des résultats semestriels 2016	29 juillet 2016

7.4 Responsable du Document de Référence

7.4.1 Personne responsable du Document de Référence

Gérard Mestrallet, Président-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 donnés dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence. Cette lettre ne contient pas d'observations.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015 présentés dans la Section 6.2 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant à la Section 6.3 qui ne contient pas d'observations.

Les comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2015 présentés dans la Section 6.4 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux et d'un rapport complémentaire sur ce même rapport, figurant à la Section 6.5. Le rapport sur les comptes annuels contient l'observation suivante : «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. Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes A et C de l'annexe qui exposent le changement de méthode comptable résultant de la première application du règlement ANC 2013-02 relatif à la comptabilisation des certificats d'économie d'énergie.»

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014, préparés selon les normes IFRS, ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant à la Section 6.3 du Document de Référence 2014 de la Société déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2015 sous le numéro D. 15-0186. Il contient l'observation suivante : «Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation. Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la Note 2 «Incidences de l'application des normes sur la consolidation sur les Etats financiers comparatifs 2013» de l'annexe aux comptes consolidés qui expose les incidences des nouvelles normes et amendements sur la consolidation ainsi que le changement de présentation au compte de résultat du résultat des sociétés mises en équivalence.»

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013, préparés selon les normes IFRS, ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux qui ne contient pas d'observations et figurant à la Section 6.3 du Document de Référence 2013 de la Société déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 20 mars 2014 sous le numéro D. 14-0176.»

Courbevoie, le 22 mars 2016

Le Président-Directeur Général

Gérard Mestrallet

7.5 Mandats des Commissaires aux comptes

7.5.1 Commissaires aux comptes titulaires

Ernst & Young et Autres

Société représentée par M. Pascal Macioce.

1/2, place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 1^{er} janvier 2002, 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.

Deloitte & Associés

Société représentée par Mme Véronique Laurent.

185, avenue Charles-de-Gaulle, 92524 Neuilly-sur-Seine

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.

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 1^{er} janvier 2002, 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.



Informations complémentaires

7.5 Mandats des Commissaires aux comptes



Annexe A – Lexique

Unités de mesure énergétiques	368	Sigles et acronymes	369
Table de conversion	368	Glossaire	371
Unités de mesure	368		



Unités de mesure énergétiques

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)
GWheeq	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
B2B	<i>Business to Business</i> (clientèle d'entreprises)
B2C	<i>Business to Consumer</i> (clientèle de particuliers)
BAR	Base d'Actifs Régulés – voir Glossaire
BU	<i>Business Unit</i> (unité opérationnelle)
Capex	<i>Capital expenditures</i> (dépenses d'investissement)
CEE	Comité d'Entreprise Européen
CER	<i>Certified Emission Reduction</i> (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	<i>Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
E&P	Exploration-production d'hydrocarbures
EMAS	<i>Eco Management and Audit Scheme</i> (Système de Management Environnemental et d'Audit) – voir Glossaire
EMTN	<i>Euro Medium Term Notes</i> (Bons à moyen terme négociables)
ENR	Énergies Nouvelles et Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique...
ERM	Enterprise Risk Management (gestion des risques de l'entreprise)
EUA	<i>European Union Allowance</i> (droits d'émission européens)
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	<i>International Accounting Standards</i> (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)
IASB	<i>International Accounting Standards Board</i>
IEG	Industries Électriques et Gazières – voir Glossaire
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i> (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)
IG	Intégration Globale
INCOME	<i>Internal Control Management Efficiency</i> (programme de contrôle interne du groupe ENGIE)
IP	Intégration Proportionnelle
IPP	<i>Independent Power Producer</i> (producteur indépendant d'électricité) – voir Glossaire
ISO	<i>International Organization for Standardization</i> – 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	<i>Operating expenses</i> (charges d'exploitation)
PEG	Plan d'Épargne Groupe
PME	Petites et Moyennes Entreprises
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (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	<i>Return On Capital Employed</i> (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)
ROE	<i>Return On Equity</i> (rentabilité des capitaux propres)
RSE	Responsabilité Sociale d'Entreprise



Annexe A – Lexique

Sigles et acronymes

SO ₂	Dioxyde de soufre
SRV	<i>Shuttle Regasification Vehicle</i> (méthanier équipé de regazéfiéurs embarqués qui peut se connecter à une bouée sous-marine, ce qui lui permet d'émettre le GNL regazéfié directement sur un réseau de gazoducs)
TMO	Taux Mensuel Obligatoire
TSR	<i>Total Shareholder Return</i> – voir Glossaire
UE	Union européenne
VaR	<i>Value at Risk</i> (valeur à risque) – voir Glossaire
VPP	<i>Virtual Power Plant</i> (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	<p>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 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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)	<p>Organisme autonome, investi d'une mission de conseil auprès 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.</p> <p>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.</p>
Commission de Régulation de l'Énergie – France (CRE)	<p>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.</p> <p>Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.</p>
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 <i>dark spread</i> 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.



Annexe A – Lexique

Glossaire

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	<p>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.</p> <p>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.</p>
EBITDA at Risk	<p>L'<i>EBITDA at Risk</i> 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.</p> <p>Si l'horizon de temps considéré est d'un an calendaire et l'intervalle de confiance 95%, un <i>EBITDA at Risk</i> de 100 millions d'euros indique que la probabilité de perdre entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre plus de 100 millions d'euros d'EBITDA du fait des variations de prix des commodités est de 5%.</p>
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)	<p>Producteur d'électricité indépendant dont les activités ne sont pas régulées par l'État.</p> <p>Le classement des IPP est uniquement basé sur les projets développés en dehors du pays d'origine.</p>
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	<p>Norme internationale qui définit des critères de qualité au sein des procédures de travail.</p> <p>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.</p>
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 relie 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 relie 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 <i>spark spread</i> 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.



Annexe A – Lexique

Glossaire

<i>Value at Risk (VaR)</i>	<p>La <i>Value at Risk</i> 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.</p> <p>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.</p>
<i>Virtual Power Plant (VPP)</i>	<p>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.</p>
<i>Zone d'équilibrage</i>	<p>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.</p>



Annexe B - Tables de concordance

Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004	376	Informations relatives au rapport de gestion	382
Informations sociales, environnementales et sociétales	379	Informations relatives au rapport financier annuel	384



Annexe B – Tables de concordance

Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004

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	364
1.1. Personnes responsables	7.4.1. Personne responsable du Document de Référence	364
1.2. Attestation des personnes responsables	7.4.2. Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	364
2. Contrôleurs légaux des comptes	7.5. Mandats des Commissaires aux comptes	365
2.1. Contrôleurs légaux des comptes		
2.2. Démission/départ de contrôleurs légaux des comptes		
3. Informations financières sélectionnées	1.2.1. Indicateurs financiers	9
4. Facteurs de risque	2. Facteurs de risque	51
5. Informations concernant l'émetteur		
5.1. Histoire et évolution de la Société	1.1.2. Histoire et évolution de la Société	4
5.2. Investissements		
5.2.1. Principaux investissements réalisés	6.1.1.4.3. Investissements nets des produits de cessions	182
5.2.2. Principaux investissements en cours	1.1.4. Priorités stratégiques	6
	1.3. Présentation des branches	13
5.2.3. Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur à l'avenir	1.1.4. Priorités stratégiques	6
6. Aperçu des activités		
6.1. Principales activités	1.1.1. Présentation générale	4
	1.1.3. Organisation	5
	1.2. Chiffres clés	9
	1.1.4. Priorités stratégiques	6
	1.3. Présentation des branches	13
6.2. Principaux marchés	1.1.6. Positions concurrentielles	8
	1.1.4. Priorités stratégiques	6
	1.3. Présentation des branches	13
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 développement	48
	2.3. Risques opérationnels	58
6.5. Position concurrentielle	1.1.6. Positions concurrentielles	8
7. Organigramme		
7.1. Description sommaire du Groupe	1.1.3. Organisation	5
7.2. Liste des filiales importantes	6.2. Comptes consolidés – Note 3 (Principales filiales au 31 décembre 2015)	214
8. Propriétés immobilières, usines et équipements		
8.1. Immobilisations corporelles importantes	1.4. Propriétés immobilières, usines et équipements	46
8.2. Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.3. Informations environnementales	83
9. Examen de la situation financière et du résultat	6.1.1. Rapport d'activité	170
10. Trésorerie et capitaux	6.1.2. Trésorerie et capitaux	185
10.1. Capitaux propres	6.1.1.5. Autres postes de l'état de situation financière	183
10.2. Flux de trésorerie	6.1.1.4. Évolution de l'endettement net	181
10.3. Conditions d'emprunt et structure de financement	6.1.2.1. Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	185
	5.1.6. Titres non représentatifs du capital	160
	6.2. Comptes consolidés – Note 16 (Instruments financiers)	265
10.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2. Restriction à l'utilisation des capitaux	185

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
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	186
11. Recherche et développement, brevets et licences	1.5. Politique de l'innovation, recherche et développement	48
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	6
	6.1.1.1. Évolution de l'activité et du résultat des opérations	171
12.2. Tendances connues, incertitudes ou demandes, engagements ou événements raisonnablement susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.7. Perspectives	185
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	100
	4.4. Direction Générale	124
14.2. Conflits d'intérêt au niveau des organes d'administration, de direction et de surveillance et de la Direction Générale	4.1.1.5. Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts	111
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	130
15.2. Montant provisionné aux fins du versement de pensions, retraites ou d'autres avantages	4.6.3. Provision de retraite	140
16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction		
16.1. Durée du mandat des Administrateurs	4.1.1.2. Administrateurs en exercice	101
16.2. Contrats de service avec les Administrateurs prévoyant l'octroi d'avantages à leur terme	4.5.3. Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	129
16.3. Comité d'Audit et Comité de Rémunération	4.1.4. Les comités permanents du Conseil	114
16.4. Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.3.2. Organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration	113
17. Salariés		
17.1. Effectif et répartition des salariés	3.2.7. Données sociales	76
17.2. Participations et stock-options	4.1.1.4. Nombre d'actions et stock-options d'ENGIE détenues par les Administrateurs en exercice	111
	4.6. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	130
17.3. Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.2.4 Épargne salariale et Actionnariat Salarié	72
18. Principaux actionnaires		
18.1. Franchissements de seuils légaux	5.2.3. Franchissement des seuils légaux	166
18.2. Droits de vote	5.1.1. Capital social et droits de vote	154
18.3. Contrôle	5.2.2. Répartition du capital	165
	5.2.4. Action spécifique	166
18.4. Accord relatif au changement de contrôle	5.2.4. Action spécifique	166
19. Opérations avec des apparentés	4.5. Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service	125
20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur		
20.1. Informations financières historiques	6.2. Comptes consolidés	187
	6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	305
	6.4. Comptes sociaux	307
	6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	354
20.2. Informations financières pro forma	N/A	



Annexe B – Tables de concordance

Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
20.3. États financiers consolidés	6.2. Comptes consolidés	187
	6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	305
20.4. Vérification des informations financières historiques annuelles		
20.4.1. Vérification des informations financières historiques	6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	305
	6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	354
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	187
	6.4. Comptes sociaux	
20.6. Informations financières intermédiaires et autres	N/A	307
20.7. Politique de distribution de dividendes	5.2.5. Politique de distribution des dividendes	167
20.8. Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2. Comptes consolidés – Note 27 (Litiges et concurrence)	298
	2.3.3. Risques juridiques	60
	7.2. Litiges et arbitrages – concurrence et concentrations	363
20.9. Changement significatif de la situation financière ou commerciale	6.2. Comptes consolidés – Note 28 (Événements postérieurs à la clôture)	303
21. Informations complémentaires		
21.1. Capital social		
21.1.1. Capital souscrit et capital autorisé non émis	5.1.1. Capital social et droits de vote	154
	5.1.2. Capital potentiel et titres donnant accès au capital	154
	5.1.3. Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	155
21.1.2. Actions non représentatives du capital	5.1.6. Titres non représentatifs du capital	160
21.1.3. Actions détenues par l'émetteur ou ses filiales	5.1.5. Rachat d'actions	159
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	166
21.1.7. Historique du capital social	5.1.4. Évolution du capital social au cours des 5 derniers exercices	158
21.2. Acte constitutif et statuts	7.1. Dispositions légales et statutaires particulières	358
21.2.1. Objet social	7.1.1. Objet social de l'Émetteur	358
21.2.2. Organes d'administration et de direction	7.1.2. Organes d'administration et de direction	358
21.2.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	7.1.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	361
21.2.4. Modification des droits des actionnaires	7.1.4. Modification des droits attachés aux actions	361
21.2.5. Assemblées Générales	7.1.5. Assemblées Générales	361
21.2.6. Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.2.4. Action spécifique	166
	7.1.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	361
21.2.7. Divulgaration des franchissements de seuil	7.1.6. Dispositions relatives à la divulgation des participations	362
21.2.8. Modification du capital	7.1.7. Modification du capital	362
22. Contrats importants	6.1.2. Trésorerie et capitaux	185
	6.2. Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	223
	6.2. Comptes consolidés – Note 28 (Événements postérieurs à la clôture)	303
23. Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêt	N/A	

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
24. Documents accessibles au public	7.3. Documents accessibles au public	363
25. Informations sur les participations	6.2. Comptes consolidés – Note 3 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	214

Informations sociales, environnementales et sociétales

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments requis 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	3.2.7 Données sociales	76
	Les embauches et les licenciements	3.2.1.1 « Mobility for Development »	70
		3.2.7 Données sociales	76
	Les rémunérations et leur évolution	3.2 Informations sociales	72
		3.2.4 Épargne salariale et Actionariat Salarié	72
3.2.7 Données sociales		76	
6.2. Comptes consolidés – Note 6 - 6.2	231		
Organisation du travail	L'organisation du temps de travail	3.2.7 Données sociales	76
	Absentéisme	3.2.7 Données sociales	76
Relations sociales	L'organisation du dialogue social, notamment les procédures d'information et de consultation du personnel et de négociation avec celui-ci	3.2.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	71
	Le bilan des accords collectifs	3.2.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	71
Santé et sécurité	Les conditions de santé et de sécurité au travail	3.2.6 Politique de santé et de sécurité	74
	Le bilan des accords signés avec les organisations syndicales ou les représentants du personnel en matière de santé et de sécurité au travail	3.2.6 Politique de santé et de sécurité	74
	Les accidents du travail, notamment leur fréquence et leur gravité, ainsi que les maladies professionnelles	3.2.7 Données sociales	76
Formation	Les politiques mises en œuvre en matière de formation	3.2.1.2 « Learning for Development »	70
	Le nombre total d'heures de formation	3.2.7 Données sociales	76
Égalité de traitement	Les mesures prises en faveur de l'égalité entre les femmes et les hommes	3.2.1 Les politiques de développement des ressources humaines	70
	Les mesures prises en faveur de l'emploi et de l'insertion des personnes handicapées	3.2.2 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	71
	La politique de lutte contre les discriminations	3.2.7 Données sociales	76
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	3.2.5.2 Accords collectifs Groupe	74
		3.1 Éthique et compliance	68



Annexe B – Tables de concordance

Informations sociales, environnementales et sociétales

Éléments requis		Chapitre du Document de Référence	Page
	À l'élimination des discriminations en matière d'emploi et de profession	3.2.5.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance	74 68
	À l'élimination du travail forcé ou obligatoire	3.2.5.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance	74 68
	À l'abolition effective du travail des enfants	3.2.5.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance	74 68
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	3.3.2 Le management environnemental	84
	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	3.3.4.9 Une prévention active des risques environnementaux	91
	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)	280
		3.3.4.4 L'énergie nucléaire	89
		3.3.4.9 Une prévention active des risques environnementaux	91
		3.3.4.11 L'utilisation des sols	91
Pollution et gestion des déchets	Les mesures de prévention, de réduction ou de réparation de rejets dans l'air, l'eau et le sol affectant gravement l'environnement	3.3.4.6 Les déchets	90
	Les mesures de prévention, de recyclage et d'élimination des déchets	3.3.4.6 Les déchets	90
	La prise en compte des nuisances sonores et de toute autre forme de pollution spécifique à une activité	3.3.4.10 Le bruit et les odeurs	91
Utilisation durable des ressources	La consommation d'eau et l'approvisionnement en eau en fonction des contraintes locales	3.3.4.5 L'eau	89
	La consommation de matières premières et les mesures prises pour améliorer l'efficacité dans leur utilisation	3.3.4.3 L'efficacité énergétique	88
	La consommation d'énergie, les mesures prises pour améliorer l'efficacité énergétique et le recours aux énergies renouvelables	3.3.4.3 L'efficacité énergétique	88
	L'utilisation des sols	3.3.4.11 L'utilisation des sols	91
Changement climatique	Les rejets de gaz à effet de serre	3.3.4.1 Le changement climatique	87
	L'adaptation aux conséquences du changement climatique	3.3.4.1 Le changement climatique	87
Protection de la biodiversité	Les mesures prises pour préserver ou développer la biodiversité	3.3.4.8 La gestion de la biodiversité	90

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	3.4.1 Développement socio-économique dans les territoires	92
	Sur les populations riveraines ou locales	3.4.1 Développement socio-économique dans les territoires	92
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	3.4.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats	92
	Les actions de partenariat ou de mécénat	3.4.3 Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité	93
Sous-traitance et fournisseurs	La prise en compte dans la politique d'achat des enjeux sociaux et environnementaux.	3.4.4 Achat, sous-traitance et fournisseurs	93
	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	3.4.4 Achat, sous-traitance et fournisseurs	93
	Les actions engagées pour prévenir la corruption	3.1 Ethique et compliance	68
Loyauté des pratiques	Les mesures prises en faveur de la santé et de la sécurité des consommateurs	3.1 Ethique et compliance	68
	Les autres actions engagées au titre du présent 3°, en faveur des droits de l'homme	3.1 Ethique et compliance	68



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.

Le tableau ci-après présente les éléments du rapport de gestion d'ENGIE au 31 décembre 2015 :

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	Chapitre 6.1.1. Rapport d'activité	170
		Chapitre 6.2. Comptes consolidés	187
	Évolution prévisible et perspectives d'avenir	Chapitre 6.1.1.7. Perspectives	185
	Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 28 (Événements postérieurs à la clôture)	303
	Activités en matière de recherche et de développement	Chapitre 1.5. Politique de l'innovation, recherche et développements	48
		Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 13.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	252
R. 225-102 al. 1 du Code de commerce	Activité de la Société et de ses filiales au cours du dernier exercice écoulé	Chapitre 1.1.1. Présentation générale	4
		Chapitre 1.1.3. Organisation	5
		Chapitre 1.2. Chiffres clés	9
		Chapitre 1.1.4. Priorités stratégiques	6
		Chapitre 1.3. Présentation des branches	13
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	Chapitre 6.1.1.1. Évolution de l'activité et du résultat des opérations	171
		Chapitre 6.1.1.2. Évolution des activités du Groupe	173
L. 225-100 al. 3 (1 ^{re} phrase) et al. 5 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)	Chapitre 6.1.1. Rapport d'activité	170
		Chapitre 6.1.2.1. Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	185
L. 225-100-2 al. 1 du Code de commerce			
L. 225-100 al. 4 et 6 du Code de commerce	Description des principaux risques et incertitudes et indication sur l'utilisation des instruments financiers, pour la Société et le Groupe	Chapitre 2 Facteurs de risque	51
		Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 16 (Risques liés aux instruments financiers)	265
L. 225-100-2 al. 2 et 4 du Code de commerce			
L. 441-6-1 du Code de commerce	Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs	Chapitre 6.1.1.6. Comptes sociaux	184
D. 441-4 du Code de commerce			
II – Informations à caractère financier			
L. 233-13 du Code de commerce	Répartition et évolution de l'actionnariat	Chapitre 5.2.2. Répartition du capital	165
		Chapitre 5.2.4. Action spécifique	166
		Chapitre 5.2.3. Franchissement de seuils légaux	166
	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	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	223
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	Chapitre 6.4.4. Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	353
L. 225-211 du Code de commerce	Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	Chapitre 5.1.5. Rachat d'actions	159
		Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 17 (Éléments sur capitaux propres)	277
L. 225-102 al. 1	État de la participation des salariés au capital social	Chapitre 5.2.2. Répartition du capital	165
L. 225-180 du Code de commerce		Chapitre 3.2.4 Épargne salariale et Actionnariat Salarié	72

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
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	
L. 225-100, al. 7 du Code de commerce	Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	Chapitre 5.1.3. Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	155
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	
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	Chapitre 5.2.5. Politique de distribution des dividendes	167
L. 464-2 I al. 5 du Code de commerce	Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 27.2 (Concurrence et concentrations)	302
		Chapitre 2.3.3. Risques juridiques	60
		Chapitre 7.2. Litiges et arbitrages – concurrence et concentrations	363
L. 225-100-3 du Code de commerce	Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	Chapitre 4.1.1. Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance	100
		Chapitre 4.6. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	130
		Chapitre 5.1.3. Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	155
		Chapitre 5.2.2. Répartition du capital	165
		Chapitre 5.2.4. Action spécifique	166
		Chapitre 5.2.3. Franchissement de seuils légaux	166
		Chapitre 7.1. Dispositions légales et statutaires particulières	358
R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	Chapitre 3.2 Informations sociales	70
IV – Informations portant sur les mandataires sociaux			
L. 225-102-1, al. 1 à 3 du Code de commerce	Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	Chapitre 4.1.1.3. Renseignements concernant les Administrateurs en exercice	103
L. 225-102-1, al. 4 du Code de commerce	Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice à chaque mandataire social par la Société, les sociétés qu'elle contrôle et la Société qui la contrôle	Chapitre 4.6. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	130
		Chapitre 4.6.1. Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	130
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 : <ul style="list-style-type: none"> 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 	Chapitre 4.6.5.1 Disponibilité des actions issues de levées de stock-options et des Actions de Performance	142
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	Chapitre 4.6.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2015	152



Annexe B – Tables de concordance

Informations relatives au rapport financier annuel

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
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 : <ul style="list-style-type: none">• 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	Chapitre 4.6.5.1 Disponibilité des actions issues de levées de stock-options et des Actions de Performance	142
V – Informations environnementales et sociales			
L. 225-102-1 al. 5 et R. 225-105 du Code de commerce	Informations environnementales	Chapitre 2.4. Risques industriels Chapitre 2.2.3 Impact du climat Chapitre 3.3. Informations environnementales	61 57 83
L. 225-102-2 du Code de commerce	Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso «seuil haut»	Chapitre 2.4.1. Installations industrielles et sites Seveso Chapitre 3.3. Informations environnementales	62 83
L. 225-102-1 al. 4 et R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	Chapitre 3.2 Informations sociales	70

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	Chapitre 6.4. Comptes sociaux	307
Comptes consolidés du Groupe	Chapitre 6.2. Comptes consolidés	187
Rapport de gestion	Voir table de concordance spécifique ci-avant	
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Chapitre 7.4.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	364
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	Chapitre 6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	354
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	Chapitre 6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	305
Honoraires des Commissaires aux comptes	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 29 (Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux)	304
Rapport du Président du Conseil d'Administration sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil ainsi que sur les procédures de Contrôle interne mises en place par la Société	Chapitre 4.1. Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	100
Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société ENGIE	Chapitre 4.3. Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société ENGIE	123

Ce document a été réalisé par un imprimeur éco-responsable sur du papier d'origine certifiée. Il est disponible sur le site library.engie.com où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être consultées, téléchargées ou commandées.



Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros
Siège social : 1, place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie - France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651

engie.com

