

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

1 PRÉSENTATION DU GROUPE

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

2 FACTEURS DE RISQUE

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

3 INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES

- 3.1 Éthique et compliance
- 3.2 Informations sociales
- 3.3 Informations environnementales
- 3.4 Informations sociétales
- 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
- 3.6 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales

4 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

- 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
- 4.2 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 GDF SUEZ
- 4.3 Direction Générale
- 4.4 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service
- 4.5 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction

5 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT 157

- 5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital 158
- 5.2 Actionnariat 172

6 INFORMATIONS FINANCIÈRES 175

- 6.1 Examen de la situation financière 176
- 6.2 Comptes consolidés 195
- 6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 327
- 6.4 Comptes sociaux 329
- 6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 376

7 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 377

- 7.1 Dispositions légales et statutaires particulières 378
- 7.2 Litiges et arbitrages – Concurrence et concentrations 383
- 7.3 Documents accessibles au public 384
- 7.4 Responsable du Document de Référence 385
- 7.5 Mandats des Commissaires aux comptes 386

A ANNEXE A – LEXIQUE 387

- Unités de mesure énergétiques 388
- Sigles et acronymes 389
- Glossaire 391

B ANNEXE B – TABLES DE CONCORDANCE 395

- Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004 396
- Informations sociales, environnementales et sociétales 399
- Informations relatives au rapport de gestion 402
- Informations relatives au rapport financier annuel 404

2014
DOCUMENT
DE RÉFÉRENCE
INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



Le présent Document de Référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2015 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 ses signataires.

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 28 avril 2015 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 2013 de GDF SUEZ : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 174 à 193, 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 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2012 de GDF SUEZ : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 186 à 205, et 207 à 330 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 22 mars 2013 sous le numéro D.13-0206.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2014.

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 6.1.1.8 «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 de GDF SUEZ sur la base des données publiquement disponibles.

Note

Dans le présent Document de Référence, les termes «GDF SUEZ» ou la «Société» ou «l'Émetteur» ou «l'Entreprise» désignent la Société GDF SUEZ SA. Le terme «Groupe» désigne GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ, 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France), sur le site internet de la Société (gdfsuez.com), ainsi que sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (amf-france.org).

PRÉSENTATION DU GROUPE

1.1	PROFIL, ORGANISATION ET STRATÉGIE DU GROUPE	PAGE	4	1.3	PRÉSENTATION DES BRANCHES	PAGE	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		30
1.1.4	Priorités stratégiques		6	1.3.4	Branche Infrastructures		37
1.1.5	Amélioration de la performance		8	1.3.5	Branche Énergie Services		42
1.1.6	Positions concurrentielles		8	1.4	PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS		45
1.2	CHIFFRES CLÉS		9	1.5	POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE & TECHNOLOGIES		48
1.2.1	Indicateurs financiers		9	1.5.1	L'innovation		48
1.2.2	Indicateurs opérationnels		10	1.5.2	Recherche & technologies		48
1.2.3	Indicateurs extra-financiers		12				

1.1 PROFIL, ORGANISATION ET STRATÉGIE DU GROUPE

1.1.1 Présentation générale

Le groupe GDF SUEZ 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.

GDF SUEZ développe un *business model* équilibré :

- par sa présence dans des métiers complémentaires sur toute la chaîne de valeur ;
- par sa présence dans des régions soumises à des cycles économiques et conjoncturels différents, avec une position forte

dans les pays émergents aux meilleures perspectives de croissance, position renforcée en 2011 et 2012 avec l'intégration d'International Power. Le Groupe, tout en réaffirmant sa volonté de demeurer un acteur majeur en Europe, leader de la transition énergétique, est ainsi désormais un énergéticien de référence dans le monde émergent ;

- par sa présence répartie entre des activités exposées aux incertitudes des marchés et d'autres au profil de revenu récurrent (infrastructures, activités de services, contrats à long terme de type PPA⁽¹⁾, etc.) ;
- par un *mix* énergétique équilibré avec une priorité donnée aux énergies peu ou pas carbonées.

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

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

1.1.2 Histoire et évolution de la Société

La Société GDF SUEZ 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. Sauf dissolution anticipée ou prorogation, l'existence de la Société prendra fin le 19 novembre 2103.

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.

L'autorisation de la fusion délivrée le 14 novembre 2006 par la Commission européenne était conditionnée par la mise en œuvre de remèdes. Les principaux remèdes conditionnant l'autorisation de la Commission européenne ont été réalisés.

La Société a conclu le 3 février 2011 une opération de rapprochement avec International Power. En 2012, GDF SUEZ 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 Groupe se recentrant ainsi sur les activités énergétiques. Également, le contrat de coopération et de fonctions partagées et l'accord de financement entre GDF SUEZ et SUEZ Environnement Company ont pris fin. GDF SUEZ est passé d'une consolidation globale à une mise en équivalence des activités de SUEZ Environnement Company dans ses comptes.

(1) Power Purchase Agreement. Le PPA est un contrat passé entre un acheteur (entité publique ou privée) et un producteur d'électricité avec des conditions de rachat de l'électricité produite sur une longue durée afin de garantir un revenu régulier au producteur pour couvrir ses coûts d'investissements.

GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ ont signé des accords dans le domaine des achats externes et dans le domaine informatique qui ont une portée transitoire. Concernant les achats, SUEZ Environnement Company souhaite en effet pouvoir continuer à bénéficier des conditions d'achats de GDF SUEZ jusqu'à juillet 2015. Concernant le domaine informatique, un accord de transition a été mis en place permettant à SUEZ Environnement Company de continuer à bénéficier, à sa

seule demande, de certaines applications informatiques communes au Groupe, jusqu'en 2014.

Enfin, les deux sociétés ont signé un avenant relatif à la licence de la marque «SUEZ», qui stipule notamment que «les deux parties s'engagent à ne prendre aucune mesure, action, ou disposition susceptible d'affecter la validité, la réputation ou la notoriété de la Marque et à respecter et à faire respecter les Chartes éthiques dont elles se sont dotées, leurs textes d'application, ainsi que les textes de référence nationaux et internationaux auxquels ces chartes renvoient».

La Société GDF SUEZ 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.

GDF SUEZ 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

GDF SUEZ est organisé, sur le plan opérationnel, autour de cinq branches :

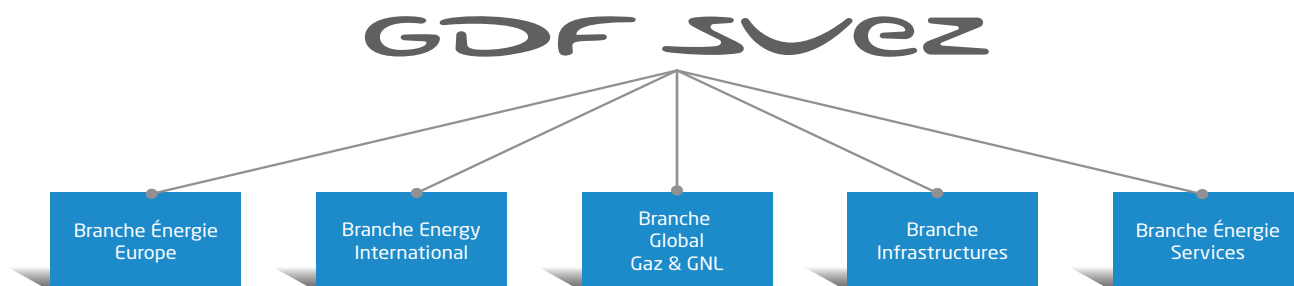
- la **branche Énergie Europe** est en charge des activités de production d'électricité, de gestion de l'énergie, de vente d'électricité et de gaz naturel tous segments confondus en Europe continentale. Elle est également en charge de la distribution et du stockage de gaz naturel dans une partie de l'Europe⁽¹⁾ ;
- la **branche Energy International** est organisée en cinq zones géographiques (Amérique Latine ; Amérique du Nord ; Royaume-Uni et Turquie ; Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique ; Asie - Pacifique). Elle intervient dans la production d'électricité, ainsi que dans les activités qui lui sont étroitement liées comme la regazéification du GNL, la distribution de gaz, le dessalement

d'eau de mer et la vente au détail à l'international hors d'Europe continentale ;

- la **branche Global Gaz & GNL** est en charge de l'exploration-production de gaz et de pétrole, de la fourniture, du transport et de la commercialisation de Gaz Naturel Liquéfié ;
- la **branche Infrastructures** rassemble les activités de réseaux et d'infrastructures, principalement en France : transport de gaz naturel, regazéification du GNL, stockage de gaz naturel, distribution de gaz naturel ;
- la **branche Énergie Services** propose à ses clients – industrie, tertiaire, collectivités – des solutions d'efficacité énergétique et environnementale durables, dans les domaines de l'ingénierie, de l'installation et maintenance et des services énergétiques.

Le Conseil d'Administration du 21 octobre 2014 a pris la décision de nommer Isabelle Kocher Administrateur, Directeur Général Délégué, à compter du 12 novembre 2014. En tant que Directeur Général Délégué, en charge des Opérations, Isabelle Kocher a pour mission d'accélérer la transformation du Groupe et son développement, dans un monde en rapide évolution, dans les zones à forte croissance, tout comme en Europe.

Le **Centre de GDF SUEZ**, bi-localisé à Paris et Bruxelles, assure des fonctions de pilotage et de contrôle, ainsi que des missions d'expertise et de services pour ses clients internes.



⁽¹⁾ En Hongrie, en Roumanie et au Portugal.

La Société exerce une activité économique propre ; son organisation est celle d'un Groupe industriel intégré. Le nombre de filiales directes ou indirectes de la Société (contrôle majoritaire) était d'environ 1 600 à fin 2014. La liste des principales sociétés consolidées du Groupe figure en Section 6.2 «Comptes consolidés – Note n° 3 (principales filiales au 31 décembre 2014)». 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, figure à la Section 1.3 «Présentation des branches».

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 : 93 % de l'accroissement de la consommation d'énergie primaire entre 2012 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 : ressources abondantes avec l'essor de la production de gaz non conventionnels (250 ans de réserve probables⁽¹⁾), une demande en forte hausse (+1,6 % 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 14 % à 35 % entre 2012 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 du particulier. 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 thermique.

Dans ce contexte, les deux priorités stratégiques du Groupe sont :

1. être l'énergéticien de référence dans les pays à forte croissance :
 - en s'appuyant sur des positions fortes dans la production indépendante d'électricité et dans le GNL, et en les renforçant ;
 - en construisant des positions tout au long de la chaîne gazière, y compris dans les infrastructures ;
 - en développant les activités de services énergétiques à l'international ;
2. être leader de la transition énergétique en Europe :
 - dans les énergies renouvelables, thermiques et électriques, centralisées et distribuées ;

- en proposant des services d'efficacité énergétique à ses clients ;
- en développant de nouveaux métiers et en s'affirmant sur le digital.

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

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

Dans la production électrique, face à la crise de la production thermique, le Groupe poursuit 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 : 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.).

GDF SUEZ 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.

À l'international, GDF SUEZ souhaite accélérer son développement, en se positionnant tout au long de la chaîne de valeur et en valorisant la diversification métier et géographique.

(1) Source : World Energy Outlook 2014, scénario New Policies.

(2) Le Groupe Magritte, dont GDF SUEZ 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, GDF SUEZ, Iberdrola et RWE pour se mobiliser auprès des chefs d'État et de gouvernement.

GDF SUEZ souhaite consolider sa position de leader mondial dans la production indépendante d'électricité. Ses priorités stratégiques dans ce domaine sont :

- renforcer ses positions dans les pays où le Groupe est présent ;
- investir dans de nouveaux marchés attractifs ;
- développer des opportunités dans les énergies renouvelables ;
- explorer et étendre ses activités tout au long de la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz, y compris dans la production décentralisée et les infrastructures.

Sur la chaîne gazière, l'objectif du Groupe est de s'appuyer sur son expertise pour se déployer à l'international, de manière intégrée et en privilégiant les pays dont le marché du gaz est en forte croissance :

- développer les métiers de l'amont gaz pour conforter l'accès à la ressource pour les marchés aval du Groupe, y compris la production d'électricité ;
- saisir les opportunités de développement dans les infrastructures ;
- utiliser ses compétences dans les activités aval pour répondre aux mouvements d'urbanisation dans certains pays.

Dans les services à l'énergie, le Groupe souhaite accroître sa présence internationale.

Pour mettre en œuvre cette stratégie, GDF SUEZ a su adapter son organisation en 2014, avec :

- la création d'une *Business Unit* (BU) Production dédiée à la génération thermique (gaz, biomasse, charbon) en Europe et d'une BU Energies Renouvelables au sein de la branche Énergie Europe (BEE) ;
- le projet de rapprochement en France de Cofely Services (branche Énergie Services) et d'Entreprises & Collectivités (BEE) afin de construire une offre énergétique intégrée B2B ;
- la création d'une entité dédiée à l'innovation et aux nouveaux métiers au niveau du Groupe ;
- la création d'une mission digitale transverse pour renforcer l'ensemble des entités du Groupe sur le digital et s'adapter aux nouvelles attentes des clients ;
- la création d'une BU Chine pour développer une offre multi-métiers cohérente avec les besoins du pays.

Afin de gagner en agilité, pour s'adapter aux évolutions de son environnement, le Groupe met en œuvre depuis 2014 un plan d'action ambitieux 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 «GDF SUEZ Management Way».

Au 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 de GDF SUEZ est d'offrir une rémunération attractive pour ses actionnaires en maintenant une structure financière solide et une génération soutenue de *cash flows*. GDF SUEZ met le cap sur la croissance pour renforcer la création de valeur, notamment au travers d'une nouvelle politique de dividende et de l'augmentation des investissements de croissance (voir Section 6.1.1.8 «Perspectives»).

Au sein de GDF SUEZ, 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.

GDF SUEZ a notamment formalisé ses engagements par la publication début 2014 de sa politique et dès 2011 des objectifs extra-financiers suivants :

- réduction du taux d'émission spécifique de CO₂ de 10 % pour l'ensemble de son parc de production mondial d'électricité et de chaleur associée entre 2012 et 2020 ;
- énergies renouvelables : augmenter de 50 % la capacité installée en énergies renouvelables entre 2009 et 2015 ;
- biodiversité : mettre en œuvre un plan d'action biodiversité sur chaque site sensible dans l'Union européenne d'ici à 2015 ;
- santé et sécurité : atteindre un taux de fréquence (Tf) inférieur à 4 en 2015 ;
- mixité : quatre objectifs à horizon 2015 :
 - 1 cadre dirigeant nommé sur 3 sera une femme,
 - 25 % de femmes cadres,
 - 30 % de femmes dans les recrutements,
 - 35 % de femmes Hauts Potentiels ;
- formation : maintenir le niveau des 2/3 des salariés bénéficiant au minimum d'une formation par an ;
- actionnariat salarié : atteindre et maintenir le niveau de 3 % dans le capital de l'entreprise détenu par l'actionnariat salarié d'ici à 2015.

En mai 2014, GDF SUEZ 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 5.1.6.5 «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. Fin 2013, 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 dans les comptes 2014 reflètent l'accélération annoncée de la démarche en 2013.

En 2014, le programme Perform 2015 a eu un impact brut positif sur l'année de 0,9 milliard d'euros sur le compte de résultat grâce aux actions ciblées sur l'efficacité opérationnelle et en particulier, sur l'amélioration des marges et l'optimisation des OPEX. La part qui impacte le résultat net récurrent part du Groupe s'est élevé à 400 millions d'euros. Par ailleurs, le programme a permis en 2014 de générer 400 millions d'euros de cash additionnel grâce en particulier à l'emploi des principes de Lean management sur les CAPEX de maintenance.

L'année a été marquée par l'extension des méthodes de revue opérationnelle, y compris dans le volet Achats, à l'ensemble des centrales conventionnelles à gaz du Groupe en Europe, et au démarrage du déploiement de cette méthodologie aux centrales situées en dehors de l'Europe.

L'initiative Achats a été soutenue par une nouvelle gouvernance et la mise en place, à l'échelle du Groupe, du *Category Management*.

Le projet de services partagés lancé en 2013 couvrant la France et la Belgique a été transformé en une Direction dédiée. L'objectif de cette nouvelle Direction est de permettre au Groupe de disposer d'un socle solide et intégré de services supports moyennant l'harmonisation des organisations, processus et pratiques des activités de nature transactionnelle.

Les travaux autour de l'optimisation des modes de travail et de leur simplification se poursuivent, notamment au travers d'un projet dédié à l'optimisation de la demande en services informatiques et à la simplification et à la standardisation des infrastructures IT au sein des opérations du Groupe en Europe.

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.

GDF SUEZ est un leader européen et mondial pour l'électricité et le gaz naturel :

- en Europe, GDF SUEZ est le 3^e vendeur⁽²⁾ de gaz naturel. Dans le GNL, GDF SUEZ est un acteur mondial : 1^{er} importateur en Europe, 4^e importateur⁽²⁾ dans le monde. Il est aussi un acteur de taille significative en exploration-production (seul énergéticien européen présent sur toutes les activités amont) ;
- 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 de GDF SUEZ 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 6^e fournisseur⁽²⁾ en Europe.

Ce leadership mondial et européen est conforté par un ancrage domestique francobelge fort :

- en France, GDF SUEZ est le leader historique de la commercialisation de gaz et le 2^e producteur et fournisseur⁽²⁾ d'électricité. Dans les énergies renouvelables, GDF SUEZ est le 2^e opérateur hydraulique en France⁽³⁾ et le leader dans l'éolien ;
- en Belgique, GDF SUEZ est, par le biais de sa filiale Electrabel, le 1^{er} producteur et fournisseur d'électricité⁽⁴⁾ et le 1^{er} fournisseur de gaz naturel⁽⁴⁾.

Le Groupe est également le leader européen des services à l'énergie B2B : la branche Énergie Services a la position de coleader⁽²⁾ en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie selon ses différents métiers. GDF SUEZ 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) 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.

(2) Source : Analyses internes GDF SUEZ, données 2013.

(3) Source : RTE, 2013.

(4) Source : CREG, données 2013.

1.2 CHIFFRES CLÉS

1

1.2.1 Indicateurs financiers

En millions d'euros	2010	2011	2012	2013 publié	2013 retraité ^(a)	2013 retraité ^(a) pro forma ^(b)	2014
1. Chiffre d'affaires	84 478	90 673	97 038	89 300	87 898	79 985	74 686
dont réalisé hors de France	52 976	59 517	61 124	54 331	52 944	47 947	46 852
2. Résultat							
• EBITDA ^(a)	15 086	16 525	17 026	14 775	14 223	13 017	12 138
• Résultat opérationnel courant	8 795	8 978	9 520	7 828	N/A	N/A	N/A
• Résultat opérationnel courant yc résultat net des entreprises mises en équivalence	N/A	N/A	N/A	N/A	8 254	7 665	7 161
• Résultat net part du Groupe ^(c)	4 616	4 003	1 544	(9 289)	(9 198)	(9 646)	2 440
• Résultat net récurrent part du Groupe ^{(c) (d)}	N/A	3 455	3 825	3 440	3 449	3 449	3 125
3. Flux de trésorerie							
Flux issus des activités opérationnelles	12 332	13 838	13 607	12 024	11 980	11 333	8 751
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 736	16 117	16 612	14 313	14 129	13 125	11 776
Flux issus de l'investissement	(7 783)	(7 905)	(8 451)	(5 611)	(5 103)	(4 368)	(3 939)
Flux issus du financement	(3 683)	(2 496)	(8 322)	(6 982)	(7 027)	(7 041)	(4 973)
4. Bilan							
Capitaux propres part du Groupe ^{(c) (e)}	62 114	62 930	59 834	47 955	47 971	47 971	49 257
Capitaux propres totaux ^{(c) (e)}	70 627	80 270	71 303	53 490	53 659	53 659	55 959
Endettement net	33 039	37 601	43 914	29 840	28 800	28 800	27 511
Endettement net / EBITDA	2,19	2,28	2,58	2,02	2,02	2,21	2,27
Total bilan ^{(c) (e)}	184 430	213 410	205 448	159 611	155 932	155 932	165 305
5. Données par action (en euros)							
• Nombre moyen d'actions en circulation ^(f)	2 187 521 489	2 221 040 910	2 271 233 422	2 359 111 490	2 359 111 490	2 359 111 490	2 366 768 979
• Nombre d'actions à la clôture	2 250 295 757	2 252 636 208	2 412 824 089	2 412 824 089	2 412 824 089	2 412 824 089	2 435 285 011
• Résultat net par action ^{(c) (f)}	2,11	1,80	0,68	(3,94)	(3,90)	(4,09)	1,00
• Résultat net récurrent part du Groupe par action ^{(c) (f)}	N/A	1,56	1,68	1,46	1,46	1,46	1,32
• Dividende distribué ^(g)	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,00
6. Effectifs moyens totaux	236 116	240 303	236 156	223 012	223 012	223 012	236 185
• Sociétés en intégration globale	213 987	218 905	219 253	178 577	178 870	139 134	150 589
• Sociétés en intégration proportionnelle	16 943	17 610	12 477	3 431	3 138	3 138	769
• Sociétés mises en équivalence	5 186	3 788	4 426	41 004	41 004	80 740	84 827

(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»).

(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»).

(c) 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).

(d) 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.

(e) Données au 31 décembre 2010 retraitées (voir Note 1.2. la Section 6.2 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2011).

(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.

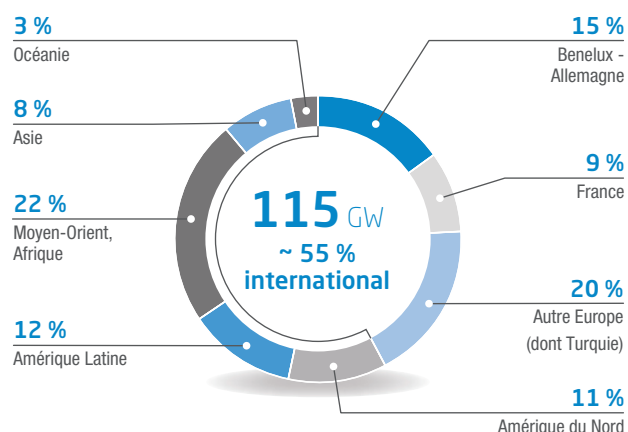
(g) Dividende 2014 : proposé y compris l'acompte de 0,50 euro payé en octobre 2014.

1.2.2 Indicateurs opérationnels

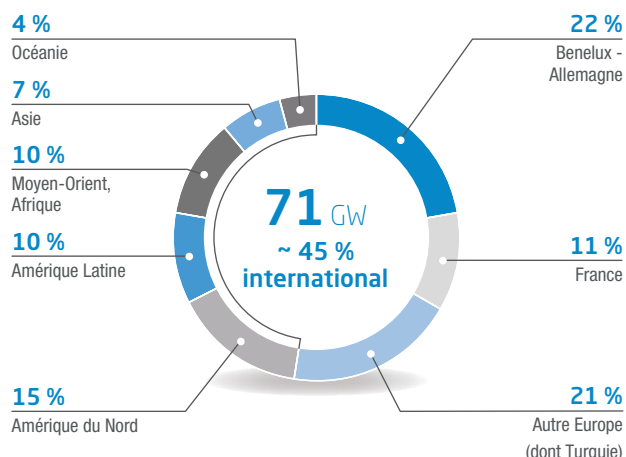
1.2.2.1 Production d'électricité

GDF SUEZ 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 2014, calculée à 100 %, atteint 115 GW⁽¹⁾ et calculée en détention nette 71 GW⁽²⁾.

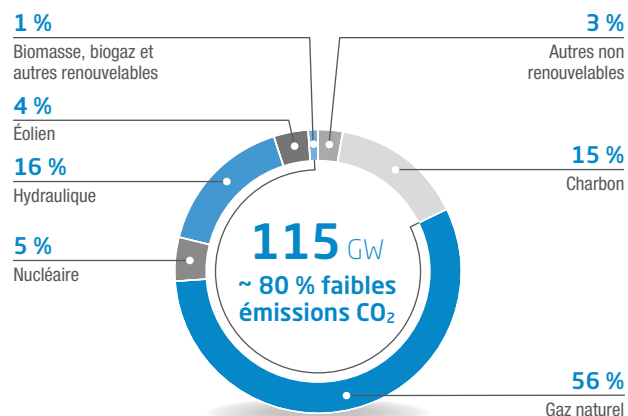
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR ZONE (À 100 %)



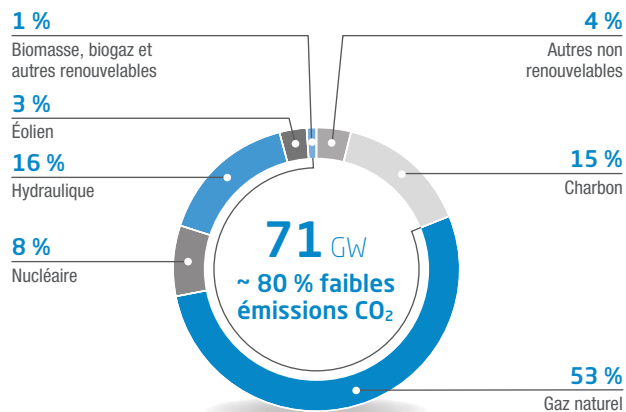
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR ZONE (DÉTENTION NETTE)



RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR FILIÈRE (À 100 %)



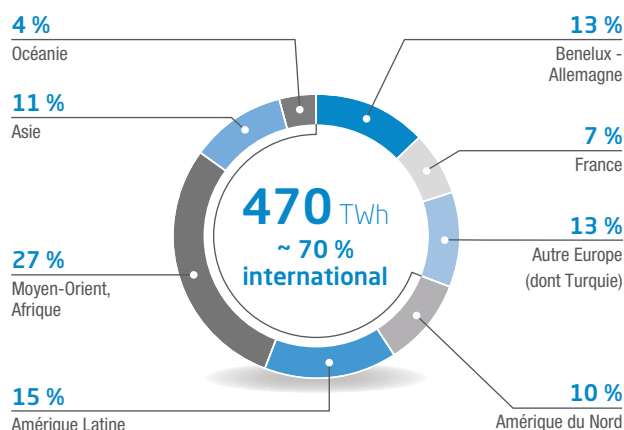
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR FILIÈRE (DÉTENTION NETTE)



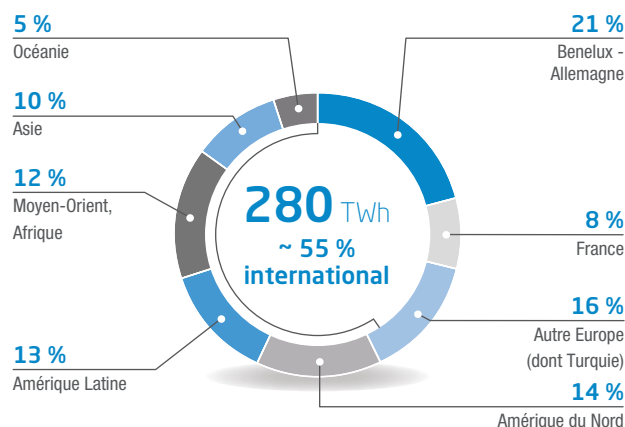
(1) Le calcul à 100 % prend en compte l'intégralité des capacités des actifs de GDF SUEZ, quels que soient le taux réel de détention et la méthode de consolidation, sauf cas particulier des droits de tirage, ajoutés lorsque le Groupe en est détenteur et déduits lorsqu'ils sont octroyés par le Groupe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

(2) Le calcul par détention nette prend en compte les capacités à leur pourcentage de détention nette de GDF SUEZ dans l'ensemble des sociétés.

PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR ZONE (À 100 %)

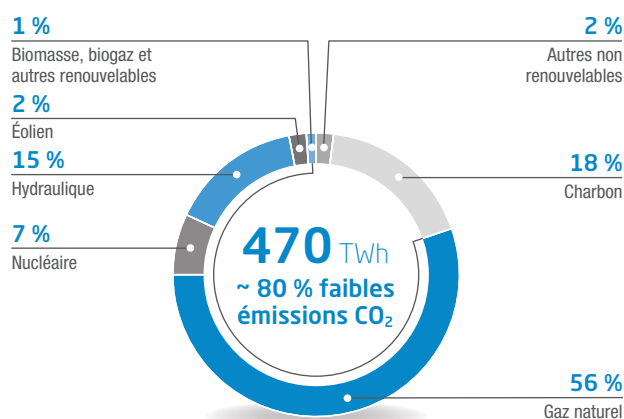


PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR ZONE (DÉTENTION NETTE)

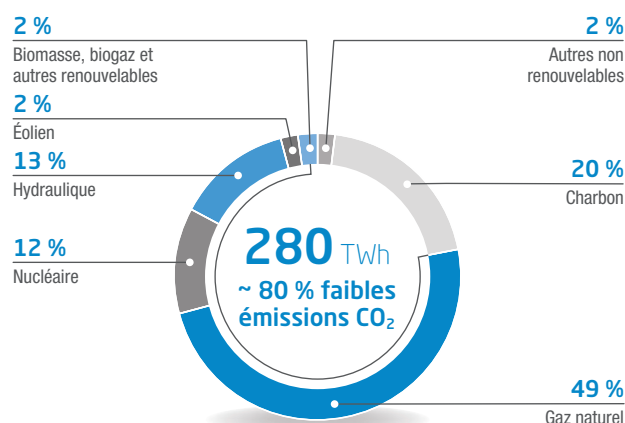


En 2014, le Groupe a produit, calculé à 100 %, 470 TWh, et calculé en détention nette, 280 TWh.

PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR FILIÈRE (À 100 %)



PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR FILIÈRE (DÉTENTION NETTE)



La puissance cumulée des projets du Groupe en cours de construction (calculée à 100 %) atteint 10,5 GW au 31 décembre 2014, dont 36 % à partir de gaz naturel et 30 % à partir de sources d'origine renouvelable.

Dans un contexte de marché défavorable en Europe, le Groupe optimise en continu son portefeuille d'actifs. Avec une part significative 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 331 kg de CO₂eq./MWh en 2013 en Europe et se situe dans la moyenne européenne évaluée par PricewaterhouseCoopers (PwC) à 328 kg de CO₂eq./MWh sur la même année 2013.

Au niveau mondial, le taux d'émission du parc de production du Groupe mesuré en 2013 est de 425 kg de CO₂ eq./MWh.

1.2.2.2 Bilan emplois-ressources gaz

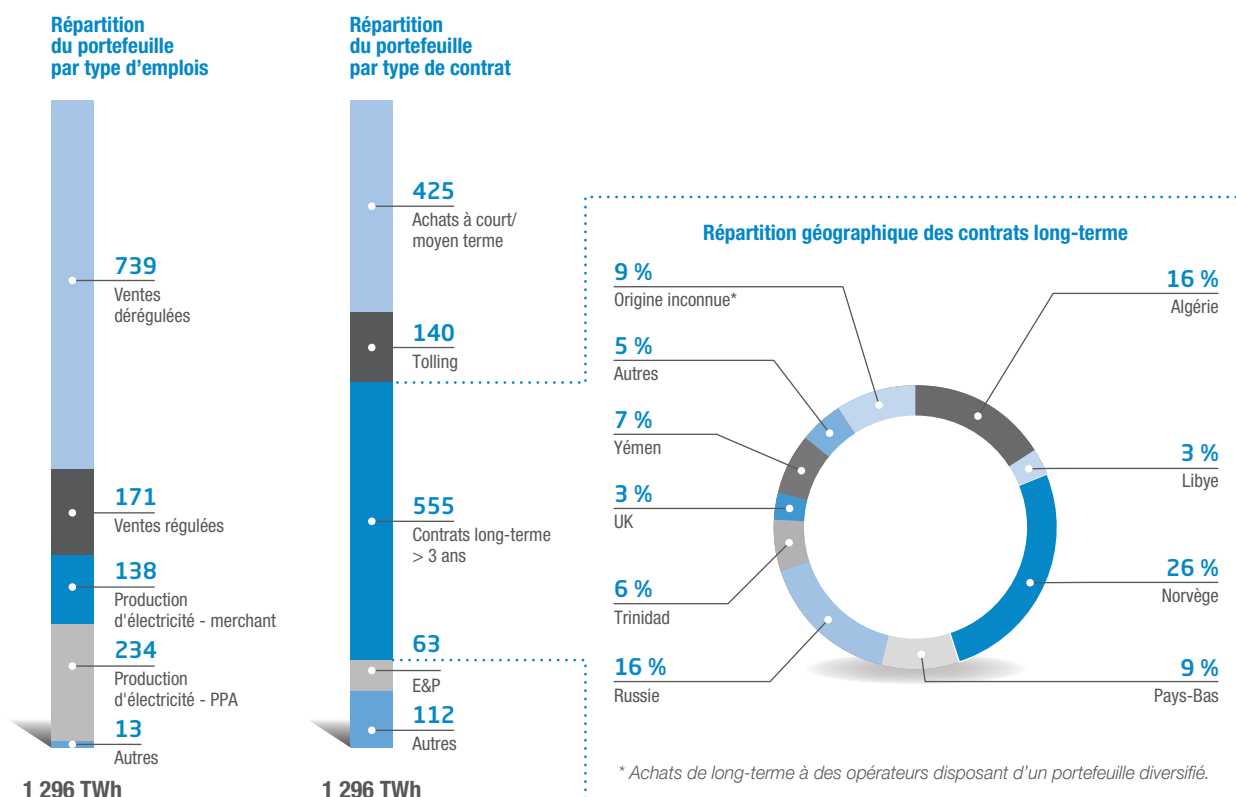
L'approvisionnement en gaz naturel du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille de contrats long terme parmi les plus diversifiés d'Europe, en provenance de plus d'une dizaine de pays. Ces contrats offrent à GDF SUEZ la visibilité nécessaire pour assurer son développement et la sécurité de ses approvisionnements. GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ, de l'ordre de 1 296 TWh (calculé en quote-part)⁽¹⁾ soit environ 120 milliards de m³, est l'un des plus diversifiés du monde. Environ 15 % du portefeuille est constitué de GNL ; pour le portefeuille de contrats long terme, la part du GNL s'élève à 30 %.

(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 détention 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 base sur l'établissement d'objectifs datés et chiffrés (voir Section 1.1.4. « Priorités stratégiques ») 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).

Ce suivi se réalise à plusieurs niveaux dans le Groupe. Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration (voir Chapitre 4. Gouvernance d'entreprise) 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 (voir Chapitre 4. Gouvernance d'entreprise) statue sur les orientations dans le domaine. Le Comité Exécutif de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe⁽¹⁾ veille à la préparation des plans d'actions annuels, suit leur mise en œuvre, capitalise sur les expériences des différentes entités et sur l'échange sur les positionnements majeurs (lutte contre le changement climatique, responsabilité sociétale...).

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.

En 2014, GDF SUEZ affiche des résultats en ligne avec les objectifs et le calendrier fixés pour la réduction des émissions spécifiques de CO₂ (voir Section 3.3.4.1 «Le changement climatique»), le doublement des capacités installées en énergies renouvelables (par rapport à 2009) et le taux de fréquence (voir Section 3.2.6 «Politique de santé et sécurité»). Certains objectifs sont eux, déjà atteints comme le niveau de formation des salariés et la part d'actionnariat salarié (voir Section 3.2.5 «Participation des salariés dans le capital - actionnariat salarié»).

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.

(1) Constitué des responsables Responsabilité Environnementale et Sociétale des branches, des représentants de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale et des représentants des Directions fonctionnelles (Direction des Ressources Humaines, Direction Santé Sécurité et Système de Management, Direction de l'Éthique et Compliance, Direction Recherche et Innovation, Direction des Achats et Direction Commerciale Marketing Groupe).

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 2014, GDF SUEZ a été noté C+ par l'agence de notation Oekom et est dans le classement de l'agence de notation Vigeo. Le Groupe reste stable dans ces notations par rapport aux précédentes évaluations de 2012. De plus, GDF SUEZ est présent dans les

quatre indices : Euronext Vigeo World 120, Euronext Vigeo Eurozone 120, Euronext Vigeo Europe 120, Euronext Vigeo France 20.

GDF SUEZ répond chaque année au questionnaire du Carbon Disclosure Project (CDP). En 2014, le Groupe a obtenu une note de 95 sur 100 pour la partie qualité et transparence de son reporting et une note A- pour la partie performance (en progression par rapport à 2013). Le Groupe se maintient dans le CDP France Climate Disclosure Leadership Index.

1.3 PRÉSENTATION DES BRANCHES

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, de gestion de l'énergie, de *trading*, et de marketing et ventes. Le portefeuille de production de GDF SUEZ Énergie Europe se compose de 39,7 GW de capacité en opération et 0,36 GW en construction. Avec une présence industrielle dans 12 pays ⁽²⁾ et une présence commerciale dans 14 pays ⁽³⁾ GDF SUEZ Énergie Europe est au service de 21,6 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 et un contexte économique et réglementaire dégradé dans la plupart des pays. 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 accélérée 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 de nouvelles activités, en particulier dans le cadre de la transition énergétique : croissance dans les énergies renouvelables et les services, et développement de nouvelles opportunités par l'innovation ;
- participer à l'établissement d'un nouveau modèle de marché pour l'énergie en Europe, notamment dans le cadre de l'initiative *Magritte*.

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.

Afin d'accélérer la transformation du Groupe, plusieurs projets ont été lancés au 1^{er} janvier 2014, conduisant à la mise en place de quatre *Business Units*, correspondant chacune à un «Métier».

Rôle des métiers

L'activité du métier Energy Management Trading (EMT) est en priorité l'optimisation des actifs du groupe GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ, 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 GDF SUEZ Global Energy.

(1) Hors infrastructures relevant de la branche Infrastructures.

(2) Hors Slovaquie (participation minoritaire dans Pozagas) et Suède (sociétés de projet Gothia Vind 11 AB et Gothia Vind 14 AB, acquises en 2014, détenant des droits dans des projets éolien terrestre, respectivement de 30 MW et 24 MW).

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

- 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 (optimisations, fermetures, mises sous cocon...). Le métier est également responsable d'accroître la performance des centrales, notamment en optimisant leur efficacité, leur flexibilité et leur disponibilité, ainsi qu'en réduisant les coûts d'exploitation. Par ailleurs, le métier a pour mission le suivi des projets en construction et le support au *business development*. Grâce à son organisation par axe technologique (charbon, gaz, nucléaire), le métier contribue à maximiser les synergies entre les pays, à mutualiser les processus et à partager connaissances et expertises.
- 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 maritime, 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 dans le cadre des ambitions du Groupe dans la transition énergétique. Le maillage européen du métier lui permet de maîtriser ses coûts de développement et d'acquisition, d'achat, d'exploitation et de maintenance, tout en combinant une expertise partagée et un ancrage local dans les pays où il opère.

- 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. Le métier a pour objectif d'optimiser la valeur du portefeuille clients.

1.3.1.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2014	2013 ⁽¹⁾	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	35 158	42 713	-17,7%
EBITDA ⁽²⁾	2 020	2 877	-29,8%

(1) Données comparatives au 31 décembre 2013 retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (voir Note 2 de la Section 6.2) et pour présenter SUEZ Environnement comme si elle était consolidée par mise en équivalence à compter du 1er janvier 2013 (voir Section 6.1.1.6).

(2) Le calcul de l'EBITDA a été modifié (voir Note 2 de la Section 6.2)

Capacités installées par fuel (en MW) – données à 100 %	CWE ^(*)	Autre Europe
Charbon	2 964	2 528
Gaz naturel	7 989	9 609
Hydro	5 131	173
Éolien	1 771	1 248
Autres renouvelables	443	364
Autres non renouvelables	1 520	0
Nucléaire (y compris droits de tirage)	5 946	0
TOTAL	25 763	13 922

Capacités électriques par pays (en MW) – données à 100 %	Capacités installées	Capacités en construction
Central Western Europe*	25 763	330
Autre Europe	13 922	34
TOTAL	39 684	364

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

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

(2) Hors Grands Comptes industriels, transférés au métier EMT au 1^{er} juillet 2014, et les activités B2B France, transférées à la branche Énergie Services au 1^{er} janvier 2015.

Production d'électricité (en TWh) – données à 100 %	CWE ⁽¹⁾	Autre Europe
Charbon	10,8	9,6
Gaz naturel	21,1	17,0
Hydro	18,2	0,7
Éolien	3,1	2,8
Autres renouvelables	1,2	2,2
Autres non renouvelables	4,3	1,8
Nucléaire (y compris droits de tirage)	32,2	0
TOTAL	91,1	34,1

Ventes aux clients finaux (en TWh) – consolidation comptable	Électricité	Gaz
France ⁽²⁾	17,9	162,2
Belgique ^{(2) (3)}	25,5	32,3
Reste de l'Europe ⁽²⁾	21,9	67,7
Global Energy	32,2	95,0
TOTAL	97,5	357,2

Nombre de contrats (en milliers) – données à 100 %	Électricité	Gaz	Services
France	2 360	8 990	1 441
Belgique ⁽³⁾	2 755	1 403	80
Reste de l'Europe	581	3 373	645
TOTAL	5 696	13 766	2 166

Répartition du portefeuille d'approvisionnement gaz de la branche ⁽⁴⁾ (en TWh)	
Contrats long terme avec les tiers	363
Achats auprès de la BU GNL	50
Achats auprès de la BU Exploration-Production	3
Achats de court terme	240
TOTAL	657

Chiffres au 31 décembre 2014.

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

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

(3) Incluant Luxembourg.

(4) Sauf GDF SUEZ Trading.

1.3.1.5 Faits marquants 2014

■ Dans les métiers Energy Management Trading et Production :

- En 2014, GDF SUEZ a mis sous cocon estival ou annuel les unités Awirs 4 (95 MW, Belgique), Combigo et Montoir-de-Bretagne (435 MW et 435 MW, France), ainsi que Twinerg (376 MW, Luxembourg), et a cédé sa participation dans la centrale de Dunamenti (1 041 MW, Hongrie).

■ Dans le métier Production :

- Mars : signature de la convention qui régit la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire de Tihange 1 jusqu'en 2025.
- Mars : par mesure de précaution, arrêts temporaires des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2, dans l'attente de tests complémentaires. L'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire belge statuera sur l'autorisation de redémarrage après remise du dossier de justification par Electrabel. La durée de l'indisponibilité a été prolongée jusqu'au 1^{er} juillet 2015.
- Juin : Toshiba acquiert une participation de 60 % et GDF SUEZ conserve une participation de 40 % dans

NuGeneration Ltd (NuGen), l'entreprise créée pour construire trois réacteurs Westinghouse AP1000 sur la côte du comté de West Cumbria, au nord-ouest de l'Angleterre.

- Août : la turbine à vapeur de la centrale de Doel 4 a été fortement endommagée et a été arrêtée automatiquement le 5 août 2014 du fait d'une perte d'huile dans la partie non nucléaire de la centrale, suite à un acte délibéré. Celle-ci a redémarré en décembre 2014, deux semaines avant la date initialement prévue.
- Décembre : décision par le gouvernement fédéral belge de la prolongation de dix ans de la durée de vie des unités Doel 1 et Doel 2. Electrabel et le gouvernement sont en discussion pour aboutir à un accord global sur la rentabilité économique des investissements à réaliser, intégrant notamment la problématique de la contribution nucléaire compte tenu de la charge fiscale sur l'ensemble des activités opérationnelles. Dans l'attente d'un accord, la centrale de Doel 1 a été déconnectée du réseau le 15 février 2015 au terme de ses quarante années de service, conformément à la loi de 2013.

- La centrale au charbon de Rotterdam (731 MW) a été mise en service fin janvier 2015. La centrale au charbon de Wilhelmshaven (731 MW) est connectée au réseau et les essais en vue de sa mise en service sont terminés.
- Dans le métier Énergies Renouvelables :
 - Avril : GDF SUEZ remporte 10 projets photovoltaïques en France.
 - Mai : GDF SUEZ et ses partenaires EDP Renewables, Neoen Marine et AREVA remportent les zones du Tréport et des îles d'Yeu et Noirmoutier dans le cadre du second appel d'offres éolien en mer en France.
 - En 2014, GDF SUEZ a augmenté sa capacité renouvelable de 396 MW.
- Dans le métier Marketing et Ventes :
 - Mai : GDF SUEZ DolceVita franchit la barre des deux millions de clients B2C en électricité.
 - Juillet : GDF SUEZ devient actionnaire majoritaire de CONGAZ, société d'approvisionnement et de distribution de gaz en Roumanie desservant près de 63 000 clients.
 - Octobre : lancement d'une nouvelle marque dédiée aux professionnels en France, GDF SUEZ PRO.

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.

Le métier Energy Management Trading (EMT) est organisé autour de quatre activités : Portfolio & Risk Management (PRM), Optimization & Prompt (O&P), Origination & Sales Support (OSS) et Trading. Ces activités sont en partie réalisées au sein de ses filiales dédiées : GDF SUEZ Trading (GST) et GDF SUEZ Energy Management Trading (GSEMT).

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.

GDF SUEZ 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 des principaux fournisseurs de l'Europe. 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 2014, EMT a poursuivi la renégociation des contrats avec ses principaux fournisseurs afin d'adapter ces contrats aux nouvelles conditions de marché. Au 31 décembre 2014, plus de 50 % 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), via la marque GDF SUEZ Global Energy, des produits de marché (blocs en livraison au hub ou produits financiers) et des solutions de conseil en ingénierie de prix (risk management). Cette entité, née au 1er juillet 2014 du rapprochement entre des équipes des métiers Energy Management Trading et Marketing et Ventes, a mis en place une nouvelle stratégie commerciale et a depuis démarré un plan de transformation et de performance.

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 : électricité et gaz, pétrole et produits pétroliers, charbon, biomasse, émissions de CO₂, 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.

GDF SUEZ Trading (GST) et GDF SUEZ Energy Management Trading (GSEMT)

Les activités de marché d'O&P, OSS et Trading sont effectuées par 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 de GDF SUEZ, via un 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 exerce un large portefeuille d'activités : production d'électricité thermique et renouvelable, commercialisation de gaz naturel et d'électricité, services énergétiques pour l'habitat.

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, Combigo et Cycofos) sont sous cocon estival ou annuel depuis avril 2013.

Le métier Énergies Renouvelables poursuit le développement du Groupe dans ce domaine. En 2014, GDF SUEZ a augmenté sa capacité de 154 MW en France, dont 89 MW dans l'éolien terrestre, 7 MW en capacité hydroélectrique et 58 MW dans le solaire photovoltaïque. GDF SUEZ a signé en décembre 2013 un partenariat stratégique avec Crédit Agricole Assurances, qui est entré, via sa filiale Predica, à hauteur de 50 % au capital de Futures Energies Investissement Holding (FEIH). Cette transaction permet de concilier les objectifs de développement des actifs éoliens de FEIH et d'optimisation de sa structure financière. Suite à l'appel d'offres solaire photovoltaïque publié en 2013, GDF SUEZ a été retenu en avril 2014 pour 10 nouveaux projets. Dans le domaine des énergies marines renouvelables, le Groupe a déposé des projets pour les deux zones du deuxième appel d'offres éolien offshore (Dieppe – Le Tréport et Noirmoutier – Île d'Yeu), avec EDPR, Neoen Marine et AREVA en tant que fournisseur des turbines, et a été retenu en mai 2014. GDF SUEZ se positionne également dans l'hydrolien et son projet au Raz Blanchard a été désigné lauréat en décembre 2014 de l'Appel à Manifestation d'Intérêt «Fermes pilotes hydroliennes» de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, avec son partenaire Alstom.

Le métier Marketing et Ventes permet au Groupe de rester leader de la vente de gaz en France (162,2 ⁽¹⁾ TWh vendus en 2014) malgré une concurrence intense, notamment en B2B. Sur le marché français de l'électricité, le Groupe confirme son avance sur les autres fournisseurs alternatifs (17,9 ⁽¹⁾ TWh vendus en 2014), et a encore accéléré son développement en 2014, notamment auprès des clients B2C (2,2 millions de clients à fin 2014). GDF SUEZ est également très présent sur toute 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 1,4 million de contrats). Le Groupe répond aux besoins des clients résidentiels et consolide son positionnement de référent de l'efficacité énergétique, notamment grâce à sa gamme d'offres GDF SUEZ Dolce Vita et le développement des solutions portées par le pôle services B2C (notamment Savelys). GDF SUEZ répond également aux besoins émergents de ses clients B2B en leur proposant de nouvelles offres (biométhane, GNL porté).

Cadre réglementaire

Régulation des tarifs réglementés

56 % des ventes totales de gaz de GDF SUEZ sont réalisées dans le cadre de tarifs établis par le gouvernement au travers de lois, décrets et décisions réglementaires.

Prix de vente du gaz naturel

GDF SUEZ 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.

Tarifs réglementés

Il existe deux types de tarifs réglementés :

- les tarifs de distribution publique pour les clients consommant moins de 5 GWh par an et raccordés au réseau de distribution (7,6 millions de clients ⁽²⁾ ; 112,3 TWh vendus en 2014) ;
- les tarifs à souscription pour les clients consommant plus de 5 GWh par an et raccordés au réseau de distribution ou directement au réseau de transport (227 clients ⁽²⁾ 2,2 TWh vendus en 2014).

Suppression des tarifs réglementés pour les clients professionnels

L'article 11 bis du projet de Loi Consommation prévoit l'extinction progressive des tarifs réglementés de vente de gaz naturel (TRV) pour les clients non résidentiels selon un calendrier qui s'échelonne entre la fin 2013 et le 31 décembre 2015. À cette échéance, outre les particuliers, seules les petites copropriétés (dont la consommation est inférieure à 150 MWh par an) et les petits professionnels (consommant moins de 30 MWh par an) pourront

continuer à bénéficier de tarifs réglementés. À mi-décembre, cette mesure de suppression concerne environ 119 000 clients (30 TWh).

Modalité de fixation des tarifs

Les tarifs sont fixés en France 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 CRE audite chaque année les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement de GDF SUEZ 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 2014 est indexée à près de 60 % 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, GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ pour une période n'excédant pas une année.

Suite à l'annulation en 2012 et 2013 par le Conseil d'État de gels tarifaires décidés par le gouvernement en 2011 et 2012, GDF SUEZ procède à des facturations rétroactives qui ont été étalées de manière à en limiter l'impact sur ses clients. Par ailleurs, le gel partiel des tarifs réglementés en 2011 a également conduit à un écart de prix entre consommateurs (locaux à usage d'habitation et locaux hors usage d'habitation), écart dénoncé par plusieurs recours de l'Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie (ANODE), à laquelle le Conseil d'État a donné raison en 2013. Le gouvernement met ainsi en œuvre la décision du Conseil d'État, qui a un impact limité pour GDF SUEZ, dès lors que les remboursements des trop-perçus seront équilibrés par la facturation par GDF SUEZ des moins-perçus.

Depuis le début de l'année 2014 (12 mouvements mensuels), les tarifs réglementés de vente en distribution publique ont diminué de 1,8 %. Les tarifs réglementés de vente à souscription (4 mouvements trimestriels) sont en baisse de 1,5 %.

Belgique-Luxembourg

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

Le métier Production opère à fin 2014 une capacité supérieure à 9 462 MW, dont 4 134 MW en unités nucléaires (droits de tirage compris) et 3 231 MW en centrales thermiques au gaz naturel.

(1) Hors Grands Comptes industriels.

(2) En moyenne annuelle.

Le 25 mars 2014, GDF SUEZ a décidé, par mesure de précaution et conformément à sa culture de haute sûreté nucléaire, d'arrêter temporairement les centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2. Cette décision fait suite à des résultats non conformes aux attentes lors de tests effectués dans le cadre du programme d'actions lié au redémarrage des deux réacteurs en juin 2013. Electrabel a remis les premiers résultats des analyses et des tests effectués durant plusieurs mois à l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire belge (AFCN), laquelle lui a demandé de compléter son dossier par de nouvelles requêtes et a formulé un certain nombre de suggestions. Une fois l'ensemble du dossier de justification remis et analysé par les autorités de contrôle nucléaire, l'AFCN statuera sur l'autorisation de redémarrage. La durée de l'indisponibilité a été prolongée jusqu'au 1er juillet 2015.

Le 5 août 2014, la centrale nucléaire de Doel 4 a été arrêtée automatiquement de manière totalement sécurisée et suivant les procédures prévues, à cause d'une perte d'huile de la turbine à vapeur dans la partie non-nucléaire de la centrale, suite à un acte délibéré. La centrale de Doel 4 a redémarré en toute sécurité le 19 décembre 2014, deux semaines avant la date initialement prévue.

Par ailleurs, l'unité d'Awirs 4 de 95 MW a été mise sous cocon saisonnier entre avril et septembre 2014. Au Luxembourg, le Groupe opère la centrale au gaz Twinerg de 376 MW, située à Esch-sur-Alzette. La centrale a été mise sous cocon saisonnier entre avril et septembre 2014.

Le métier Énergies Renouvelables opère actuellement une capacité installée d'éolien terrestre de 175 MW. Par ailleurs, six nouveaux projets situés en Flandre et représentant une capacité installée totale de 40 MW ont été initiés au cours du quatrième trimestre 2014. Ces projets devraient entrer en service à la fin de l'année 2015. Enfin, le consortium Mermaid, dont Electrabel détient 35 %, a terminé la cession à Northwester 2 d'un peu moins de la moitié de la concession obtenue pour la construction d'un parc offshore de 450 à 490 MW au large des côtes belges. Cette opération permet de réduire tant les risques opérationnels que financiers liés au projet. Le développement du projet se poursuit et les demandes pour les différents permis sont en cours.

Le métier Marketing et Ventes dispose d'un vaste portefeuille de clients professionnels (industrie et tertiaire), principalement en électricité et en gaz naturel, avec un volume vendu en 2014 respectivement de 13,5 et 12,1 TWh⁽¹⁾, ainsi que des offres de services énergétiques. Sur ce marché des clients professionnels, bien que la concurrence demeure très agressive, la part de marché se stabilise depuis 2013 grâce à un repositionnement des prix et une nouvelle approche commerciale. Le métier Marketing et Ventes est également présent sur le marché *retail* avec environ 2,7 millions de contrats en électricité et 1,4 million en gaz naturel. Sur ce marché, les pertes de clients ont significativement diminué à partir de 2013, grâce à un ensemble d'actions concrètes comme le repositionnement des prix pour tous les clients, des actions marketing et médias et des Actions de Performance. Enfin, le métier Marketing et Ventes développe une gamme de produits et services innovants adaptés à tous les segments de clients.

(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) La charge nette s'élevant à 397 millions d'euros

En 2014, Electrabel et les partenaires publics en Flandre ont conclu et exécuté un accord mettant fin à leur collaboration dans les gestionnaires de réseaux de distribution mixtes (GRD) et Electrabel Customer Solutions (ECS) : Electrabel a ainsi vendu sa participation dans les GRD aux partenaires publics et a racheté la part des partenaires publics au sein d'ECS.

En Wallonie, un protocole d'accord a également été conclu concernant la sortie du capital d'ECS des intercommunales pures de financement, avec effet au 31 décembre 2014. Cet accord prévoit aussi la possibilité pour Electrabel d'anticiper au 31 décembre 2016 son retrait d'Ores Assets⁽²⁾, à l'origine prévu fin 2019, suivant les principes de valorisation initialement convenus. Une convention de finalisation doit être rédigée avant le 1er avril 2015.

Cadre réglementaire

Après 3 mois de négociations, le nouveau gouvernement fédéral belge a prêté serment le 11 octobre 2014.

Production nucléaire

GDF SUEZ, EDF et l'État belge ont signé en mars 2014 la 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. Un mécanisme de partage de marge applicable à partir du mois d'octobre 2015, en substitution de la contribution nucléaire fixe, a par ailleurs été signé avec le gouvernement fédéral belge et le partenaire EDF.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement, le gouvernement fédéral formé en octobre dernier a décidé fin 2014 de prolonger de 10 ans la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1 et Doel 2. Des négociations ont débuté en janvier 2015 entre Electrabel et le gouvernement fédéral belge sur les conditions requises aux investissements nécessaires à la prolongation de la durée d'exploitation, en particulier la nécessité d'un cadre économique et légal stable et précis, intégrant la problématique de la contribution nucléaire compte tenu de la charge fiscale sur l'ensemble des activités opérationnelles. Dans l'attente d'un accord, la centrale de Doel 1 a été déconnectée du réseau le 15 février 2015, conformément à la loi du 18 décembre 2013 qui prévoit sa fermeture après 40 ans d'exploitation.

Pour l'année 2014, le montant de la contribution nucléaire à charge d'Electrabel a été établi à 407 millions d'euros⁽³⁾.

Différents recours juridiques ont été introduits en Belgique contre la contribution nucléaire et sont en cours d'instruction (voir détail dans la note aux comptes consolidés 28 - « Litiges et concurrence » 28.1.10).

En 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.

Production thermique

Le gouvernement a également l'intention d'étudier la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacités, dont le périmètre exact et les modalités ne sont pas encore détaillés à ce stade. La Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) a reçu fin décembre 2014 la mission de faire une recommandation afin d'assurer la survie des centrales au gaz existantes.

Marché final

Une norme énergétique sera instaurée dont l'objectif sera de veiller à ce que les différentes composantes du prix de l'énergie ne soient pas plus élevées en Belgique que dans les pays limitrophes afin de préserver la position concurrentielle des entreprises et le pouvoir d'achat des ménages. Comme la méthodologie de comparaison des prix n'est pas encore fixée, il n'est pas possible à ce stade de situer correctement les prix belges par rapport aux prix d'application dans les pays voisins. Enfin, la régulation des prix, au travers d'un filet de sécurité, sera également prolongée de 1 an renouvelable trois fois.

Allemagne

La branche Énergie Europe est présente en Allemagne à travers la filiale GDF SUEZ Energie Deutschland AG.

Le métier Production opère actuellement 2 653 MW de capacités thermiques en Allemagne, dont 822 MW pour les centrales de Farge et Zolling (principalement au charbon), 602,5 MW de droits de tirage nucléaire et 451 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). En 2014, la nouvelle centrale charbon supercritique de 731 MW à Wilhelmshaven, dont GDF SUEZ détient 57 %, a été connectée au réseau pour la première fois. Les essais de mise en service sont à présent terminés. En raison du contexte difficile pour les activités traditionnelles de production d'électricité, des discussions politiques sont en cours en vue d'une révision en profondeur du cadre institutionnel entourant ces activités.

Le métier Énergies Renouvelables étudie les possibilités d'investissement dans l'éolien terrestre avec les partenaires municipaux du Groupe. À fin 2014, il opère une capacité installée en éolien terrestre de 196 MW et en installations hydroélectriques de pompage de 132 MW.

Le métier Marketing et Ventes est actif sur la plupart des segments de clientèle. Les ventes aux clients B2B se sont élevées à 11,8 TWh d'électricité et 5 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, avec un total de plus de 0,1 million de clients pour l'électricité et près de 0,1 million de clients⁽¹⁾ pour le gaz, au travers de ses participations avec les sociétés municipales de services collectifs.

Pays-Bas

GDF SUEZ est un acteur majeur du marché néerlandais de l'énergie à travers sa filiale GDF SUEZ Energie Nederland.

Le métier Production opère une capacité installée totale de 4 394 MW à fin 2014, comprenant plusieurs centrales à gaz, une centrale charbon/biomasse et des turbines à gaz. 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. En raison de conditions de marché difficiles, les activités de production centralisée de GDF SUEZ Energie Nederland sont sous pression, ce qui a conduit au démantèlement de la centrale de Flevo (119 MW) et à renforcer l'efficacité opérationnelle des autres centrales. Un accord énergétique sur la «croissance durable» a été signé en 2013 par le gouvernement et les membres du Conseil Économique et Social (SER). Cet accord porte, entre autres, sur la fermeture avant le 1^{er} janvier 2016 de plusieurs centrales charbons (dont Nijmegen, détenue à 100 % par le Groupe). L'accord prévoit également la suppression de la taxe charbon pour les centrales charbon encore en activité d'ici au 1^{er} janvier 2016.

GDF SUEZ se développe dans les énergies renouvelables et les solutions de production décentralisée chez les clients résidentiels. Le métier Énergies Renouvelables opère à fin 2014 56 MW d'éolien terrestre (le cadre réglementaire fixe des objectifs en MW pour chaque région).

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. GDF SUEZ est également un fournisseur important sur le marché B2B avec 6 TWh d'électricité et 6 TWh de gaz vendus.

1.3.1.6.2 Europe de l'Est et Europe du Sud**Pologne**

La branche Énergie Europe est présente en Pologne à travers la filiale GDF SUEZ Energia Polska, active principalement en production d'électricité.

Fin 2014, le métier Production opère 1 700 MW, dont 1 510 MW pour la centrale charbon de Polaniec et 190 MW pour l'unité biomasse Green Unit, l'une des plus importantes du monde. GDF SUEZ Energia Polska rénove actuellement sept unités de production, avec comme objectif d'accroître leur capacité et leur efficacité, ainsi que de les rendre conformes avec la Directive européenne sur les émissions industrielles (*Industrial Emissions Directive*). Les travaux ont été réalisés sur les unités 1, 2 et 7 en 2013 puis 3 et 6 en 2014.

Le métier Énergies Renouvelables dispose de 102 MW de puissance éolienne terrestre installée, répartie sur différents sites : Jar Moltowo, Wartkowo et Pagow. L'environnement réglementaire concernant les énergies renouvelables est en passe de changer significativement. L'actuel gouvernement a proposé l'introduction d'un tarif de rachat sur 15 ans défini grâce à un système d'enchères (enchères communes à toutes les technologies et comportant un tarif maximum par technologie). Les actifs existants auraient le choix d'être traités selon le système actuel (certificats) ou de participer au système d'enchères. La cocombustion conserverait un système de certificats verts dont le support serait réduit de moitié.

Le métier Marketing et Ventes est actif dans la vente d'électricité aux clients B2B (0,4 TWh vendus en 2014).

(1) Incluant les entités mises en équivalence.

Hongrie

La branche Énergie Europe est présente en Hongrie par le biais des filiales GDF SUEZ Energy Hungary et Egáz-Dégáz Földgázelosztó (filiale à 100 % via EIH, entièrement détenue par GDF SUEZ).

En juin 2014, GDF SUEZ a cédé sa participation dans la centrale de Dunamenti (1 041 MW) : le Groupe n'est désormais plus actif en production électrique dans le pays.

GDF SUEZ Energy Hungary est active dans la vente de gaz naturel sur les segments B2C et B2B et d'électricité sur le segment B2B. Egáz-Dégáz est active dans la distribution de gaz naturel. À fin 2014, elle exploite un réseau de distribution de 23 133 km et distribue 12,6 TWh de gaz naturel à 772 790 clients. L'évolution de la régulation est une préoccupation majeure en Hongrie. Les tarifs régulés aux clients finaux ont été réduits de 20 %. Le taux de rémunération pour l'activité de distribution a été réduit à zéro (pour l'alimentation des foyers) et plusieurs coûts ne sont pas reconnus dans le tarif. Par ailleurs, le gouvernement prévoit de doter le pays d'un prestataire de services centralisé et à but non lucratif, pour la fourniture de gaz, d'électricité et d'eau, ainsi que pour le traitement des déchets.

Roumanie

La branche Énergie Europe est présente en Roumanie par le biais de la filiale GDF SUEZ Energy Romania SA (GSER), en charge de la vente et de la distribution de gaz naturel, et se développant 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 Gemenale (région de Braila) et à Baleni (région de Galati). Le cadre réglementaire s'est détérioré pendant les 12 derniers mois ayant un effet négatif sur la rentabilité des actifs éoliens.

L'activité principale consiste à fournir du gaz à 1,5 million de clients situés principalement dans le sud du pays. De plus, la filiale alimente en électricité près de 1 600 clients industriels et commerciaux. Sa filiale Distrigaz Sud Retele exploite un réseau de distribution de 18 423 km. En juillet 2014, GDF SUEZ Energy Romania SA a finalisé l'achat de CONGAZ, le 3^e distributeur et fournisseur de gaz en Roumanie. CONGAZ fournit du gaz à 62 835 clients et exploite un réseau de distribution de 921 km. GDF SUEZ Energy Romania intervient également dans le secteur des services énergétiques par le biais de sa filiale Distrigaz Confort, spécialisée dans l'entretien des installations domestiques, qui sert près de 645 000 clients. La branche Énergie Europe opère 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 déréglementation des prix de l'électricité et du gaz. La libéralisation complète du prix du gaz pour le secteur industriel (B2B) a eu lieu en janvier 2015. Pour ce qui est des ménages (B2C), ce segment devrait être entièrement libéralisé au 1^{er} juillet 2021. GSER continue à plaider auprès des autorités pour qu'elles gèrent au mieux la transition vers un marché libéralisé du gaz et pour qu'elles rééquilibrent le mécanisme de soutien aux énergies renouvelables.

Autriche

GDF SUEZ est présent sur le marché autrichien du gaz naturel par le biais de sa filiale commerciale GDF SUEZ Gasvertrieb, qui est chargée de la vente de gaz aux clients industriels et paneuropéens ainsi qu'aux autres clients professionnels et aux revendeurs, et propose des services d'équilibrage à différents acteurs de marché. Les volumes de gaz vendus s'élèvent à près de 2,4 TWh.

République Tchèque

GDF SUEZ est présent sur le marché tchèque du gaz naturel par le biais de sa filiale commerciale GDF SUEZ Prodej plynu, spécialisée dans la vente de gaz aux grands industriels et autres professionnels. Les volumes de gaz vendus atteignent environ 1,9 TWh.

Italie-Grèce

La branche Énergie Europe est présente en Italie dans la production d'électricité et la vente d'énergie via GDF SUEZ Energia Italia S.p.A..

Le métier Production opère en Italie directement 1 526 MW au travers d'actifs thermiques détenus à plus de 50 %, 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. En 2014, la participation du Groupe dans la centrale de ISAB Energy de 532 MW a été vendue. Les unités 3 et 4 de Vado Ligure, détenues par Tirreno Power et fonctionnant au charbon, ont été arrêtées au mois de mars sur injonction du tribunal de Savone. Par la suite, le ministère de l'Environnement Italien a suspendu l'autorisation d'exploitation de ces unités. Des propositions de redémarrage ont été formulées dans le cadre d'une procédure accélérée d'autorisation et sont encore en discussion entre Tirreno Power et les autorités. En raison du contexte difficile pour les activités traditionnelles de production d'électricité, des discussions politiques sont en cours en vue d'une révision en profondeur du cadre institutionnel entourant ces activités.

Le métier Énergies Renouvelables gère également 157,5 MW d'actifs éoliens et 5,3 MW d'actifs photovoltaïques. Le Groupe gère par ailleurs 74,5 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 1 million de contrats, dont 0,1 million d'offres duales (électricité et gaz).

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 1 973 MW grâce à deux centrales à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel : Castelnou Energia (774 MW) et GDF SUEZ Energia Cartagena (1 199 MW). L'énergie des deux centrales est vendue sur le marché de gros. La branche opère, depuis 2014, des actifs hydroélectriques (65,1 MW) et solaires (1,2 MW) transférés de la branche Energy International.

Les activités commerciales se concentrent sur le marché industriel avec 3,4 TWh de gaz vendus et 2,8 TWh d'électricité.

La principale difficulté à laquelle fait face le système électrique espagnol est le déficit tarifaire. Au cours des dernières années, des mesures ont été prises pour l'éliminer.

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 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 942 MW issus d'actifs renouvelables (principalement éoliens) à travers des participations, notamment dans les sociétés Lusovento Holding B.V. et Generg SGPS.

En plus de ses activités de production d'électricité, la branche est également présente dans la distribution de gaz naturel à travers sa participation de 25,4 % dans Portgás qui commercialise et distribue du gaz naturel et du propane dans une concession au nord du pays.

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 27 pays répartis dans cinq régions au niveau mondial. 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 73,9 GW ⁽²⁾ en exploitation et un vaste programme de projets de 10,1 GW ⁽³⁾ en construction au 31 décembre 2014.

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 attrayants moyennant une combinaison de technologies, y compris de nouvelles opportunités sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Développer des sources d'énergie renouvelables où elles s'avèrent économiquement 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 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 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 Directeur Régional en charge de la supervision des activités opérationnelles, des nouveaux projets de développement et du suivi des performances financières ainsi que des objectifs stratégiques.

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.

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

(2) GW et MW correspondent toujours à la capacité technique 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 de GDF SUEZ quelle qu'en soit le taux de détention.

(3) Les projets en construction incluent les projets pour lesquels l'entreprise a une obligation contractuelle de construire ou d'acquérir.

(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).

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 Directeur Opérationnel (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 la disposition des équipes régionales leur expertise ainsi que leur expérience engrangées à l'échelle de l'organisation.

1.3.2.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2014	2013 ⁽¹⁾	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	13 977	14 393	-2,9%
EBITDA ⁽²⁾	3 716	4 029	-7,8%

(1) Données comparatives au 31 décembre 2013 retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (voir Note 2 de la Section 6.2) et pour présenter SUEZ Environnement comme si elle était consolidée par mise en équivalence à compter du 1er janvier 2013 (voir Section 6.1.1.6).

(2) Le calcul de l'EBITDA a été modifié (voir Note 2 de la Section 6.2).

Note ⁽¹⁾	Amérique Latine	Amérique du Nord	Royaume-Uni - Turquie	Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique	Asie-Pacifique
Capacités en service (GW)	14,2	13,1	8,2	26,4	12,0
Capacités en construction (GW)	3,3	0,1	0,0	6,8	0,0
Production d'électricité (TWh)	68,9	48,7	24,2	134,6	65,1
Ventes d'électricité (TWh)	56,2	64,9	30,1	8,7	42,8
Ventes de gaz (TWh)	9,5	31,6	35,2	0	3,7

(1) Toutes les informations se rapportent au 31 décembre 2014. Les capacités installées sont consolidées à 100 % ; les chiffres relatifs aux ventes sont consolidés conformément aux règles comptables.

1.3.2.5 Faits marquants 2014

Février

- Amérique du Nord – GDF SUEZ a annoncé la mise en service de 109 MW d'énergie renouvelable au Canada, incluant le parc éolien Cape Scott (99 MW) et le parc solaire Beckwith (10 MW).
- Amérique Latine – Tractebel Energia a acquis une centrale de cogénération à la bagasse (65,5 MW, électricité et vapeur) dans l'état de São Paulo, dans le sud-est du Brésil. La centrale verra sa capacité augmentée à 80,5 MW après mise à niveau.

Mars

- Amérique Latine – GDF SUEZ a conclu la vente à Marubeni d'une participation de 50 % dans le projet GNL del Plata, en cours de construction en Uruguay.
- Royaume-Uni – Turquie – GDF SUEZ a acquis 100 % de West Coast Energy, développeur éolien basé à Mold (nord du Pays de Galles). West Coast Energy est devenue la principale filiale de développement d'énergies renouvelables de GDF SUEZ au Royaume-Uni.

Avril

- Amérique Latine – Tractebel Energia a inauguré le complexe éolien de Trairi (115 MW) et a lancé la construction du complexe éolien de Santa Monica (97 MW), situé à proximité de l'installation existante de Trairi, dans l'état de Ceara (nord-est du Brésil).

- SAMEA – Lancement commercial de la centrale électrique d'Uch II (381 MW) au Pakistan. Située dans la province du Baloutchistan (sud-ouest du Pakistan), Uch II est une extension de la centrale existante d'Uch I (551 MW).

Mai

- Amérique Latine – GDF SUEZ a annoncé l'inauguration du réservoir de stockage à terre sur le terminal de regazéification GNL Mejillones au Chili.
- SAMEA – Al Batinah Power (Sohar 2) et Al Suwadi Power (Barka 3) à Oman ont annoncé le lancement de leurs introductions en bourse.

Juin

- Asie-Pacifique – GDF SUEZ a signé un accord de concession relatif à une centrale électrique de 415 MW en Mongolie.

Juillet

- SAMEA – GDF SUEZ a signé le contrat de vente d'électricité et d'eau d'une durée de 25 ans dans le cadre du projet de production indépendante d'électricité et d'eau de Mirfa à Abou Dhabi (EAU).

Août

- Amérique du Nord – Les travaux de construction du gazoduc de *Ramones Phase II* (291 km) ont débuté au Mexique. Il s'agit d'un consortium entre GDF SUEZ et PEMEX qui disposera de la capacité d'acheminer 1,4 milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour.
- Amérique Latine – GDF SUEZ a signé un contrat pour la vente de ses actifs avec Celsia (compagnie colombienne) au Panama et Costa Rica. La vente a été réalisée le mois de décembre.

Septembre

- SAMEA – GDF SUEZ et ses partenaires Nareva Holding (Maroc) et Mitsui (Japon) ont signé les contrats de financement du projet relatifs à la centrale électrique au charbon ultra-supercritique de Safi (2 × 693 MW) au Maroc ; et ont lancé sa construction.

Octobre

- SAMEA – Clôture financière du projet de production indépendante d'électricité et d'eau de Mirfa à Abou Dhabi (EAU).

Novembre

- Amérique Latine – Tractebel Energia a remporté des contrats d'achat d'énergie («power purchase agreement» – PPA) pour trois projets de production d'électricité (535 MW) lors d'enchères au Brésil.

Décembre

- SAMEA – Mise en service totale du parc éolien de Tarfaya (301 MW) au Maroc, qui devient le plus important parc éolien construit sur le continent africain.
- Amérique Latine – GDF SUEZ a remporté un appel d'offres de fourniture d'énergie au Chili. Le Groupe mènera la construction de la centrale thermique IEM de 375 MW et de son accès portuaire, ainsi que d'une ligne de transport d'électricité (TEN) qui reliera les réseaux SIC (réseau électrique du centre du Chili) et SING (réseau électrique du grand Nord).

1.3.2.6 Description des activités

1.3.2.6.1 GDF SUEZ Energy Amérique Latine

GDF SUEZ Energy Amérique Latine (GSELA) gère les activités de production d'électricité et de gaz du Groupe en Amérique Latine. GSELA est organisée en cinq pays : Brésil, Chili, Pérou, Uruguay et Argentine. L'entité gère 14 180 MW de capacité en service et 3 267 MW de capacité en construction. En décembre 2014, les actifs d'Amérique Centrale ont été vendus.

Brésil

Au Brésil, les actifs énergétiques existants de GSELA 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 7 % des capacités installées au Brésil), dans lequel GDF SUEZ détient une participation de 68,7 %. Les actions de TBLE sont cotées à la bourse de São Paulo. L'entreprise exploite 8 666 MW.

Energia Sustentavel 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 de vente 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⁽²⁾. Fin 2014 le projet a commencé la mise en exploitation commerciale de la 22^e unité, totalisant ainsi 1 650 MW de capacité installée connectée au réseau national. En ligne avec le business modèle en vigueur, la participation de GDF SUEZ dans Jirau sera transférée à Tractebel Energia une fois les principaux risques traités.

Sur le plan de la réglementation, les mesures les plus récentes ont été la publication de la «Mesure Provisoire 579» en octobre 2012 (traduite en loi 12.783/13), la résolution CNPE 03 en mars 2013 et la Résolution 1832 en novembre 2014 :

- la loi 12.783/13 a introduit de nouvelles règles destinées au renouvellement des projets hydroélectriques et des concessions de lignes de transport arrivant à expiration en 2013. Cette nouvelle réglementation englobe deux éléments principaux : les extensions de concession et la réduction des frais du secteur énergétique. Elle ne concerne que les concessions accordées avant le 13 février 1995 et ne s'applique donc pas à TBLE ni à ESBR ;
- la Résolution CNPE-03 a établi des changements de méthodologie dans le cadre du calcul du prix «spot» et du partage des coûts liés à l'exploitation thermique, attribuant ainsi une partie de ces coûts aux producteurs et négociants, alors qu'ils n'étaient supportés que par les consommateurs finaux. Cette nouvelle méthodologie, en vigueur depuis septembre 2013, est plus conservatrice que la précédente en ce qui concerne la nécessité de solliciter des centrales thermiques (avec pour conséquence une tendance à augmenter les prix «spot»). Pendant la période de transition d'avril à septembre 2013, les coûts additionnels liés à la sollicitation des centrales thermiques ont été appliqués à tous les agents (y compris aux producteurs). L'Association des Producteurs indépendants a introduit une injonction dans le but d'annuler l'obligation, pour ses membres (Producteurs indépendants), de supporter – pendant la période de transition – ces coûts additionnels ;
- l'approbation de la résolution 1832 a établi un nouveau plafond (BRL/MWh 388,48) et plancher (BRL/MWh 30,26) pour le prix spot de l'énergie (PLD) en 2015. Jusqu'en 2014, le prix plafond adopté était BRL/MWh 822,83.

Après l'hydrologie inférieure à la moyenne enregistrée en 2013, l'année 2014 a une nouvelle fois été marquée par la faiblesse des précipitations pendant la saison des pluies (décembre-avril). Ces conditions hydrologiques défavorables ont entraîné une réduction du niveau des réservoirs d'eau, en particulier dans le sud-est, où la plupart de la demande se trouve. Sur la base des données de l'opérateur du réseau national (ONS), 2014 était la neuvième année la plus sèche en 83 ans de mesure, avec un afflux d'énergie équivalant à 81,7 % de la moyenne à long terme. Combinée à la nouvelle méthodologie introduite par CNPE-03, cette situation a conduit à une mise à disposition thermique sans précédent pour répondre à la demande croissante ; elle a également donné lieu à des prix spot très élevés tout au long de l'année, lesquels ont atteint en quelques mois le niveau du plafond réglementaire.

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

(2) GDF SUEZ conservera 60 % de l'énergie assurée restante de Jirau HPP, tandis que CHESF et Eletrosul en garderont chacun 20 %.

Pérou

Au Pérou, GSELA détient 61,73 % d'EnerSur, qui dispose d'une capacité installée de 1 784 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 terminée en 2012 et la centrale thermique en réserve froide située à Ilo (Sud du Pérou) de 564 MW a été terminée en 2013. La construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique de 110 MW à Quitaraca est en cours. EnerSur a remporté un appel d'offres en décembre 2013 pour l'exploitation d'une centrale thermique de 500 MW à Ilo, au sud du Pérou.

GSELA 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 du gaz liquéfié.

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

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 GSELA 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 1 999 MW. GSELA 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.

GSELA 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 % GSELA) vend le gaz naturel fournit par GNLM à des clients industriels et des centrales électriques situés dans le nord du Chili.

Sur le réseau d'électricité du Chili, le Groupe détient via sa filiale Eolica Monte Redondo deux principaux actifs, le parc éolien de Monte Redondo (48 MW) et la centrale hydroélectrique Laja (34,4 MW).

D'importantes nouvelles lois ont été récemment approuvées :

- «la loi 20/25», afin d'augmenter la part des énergies non conventionnelles jusqu'à 20 % d'ici à 2025 ;
- «la loi Concessions et servitudes» pour résoudre les sujets liés à la négociation des servitudes et des concessions des lignes de transmission ; et
- «la loi SIC-SING interconnection» afin de permettre au gouvernement de mettre aux enchères l'infrastructure.

En mars 2014, le gouvernement de Madame Michelle Bachelet a pris ses fonctions pour un mandat de quatre ans. La politique énergétique et les principales orientations du nouveau gouvernement ont été communiquées par l'intermédiaire de l'«Agenda énergétique». Dans cet Agenda, le gouvernement soutient énergiquement le projet d'interconnexion entre les deux réseaux électriques (SING et SIC) et l'utilisation du gaz naturel, en défendant l'idée d'un troisième terminal GNL.

Une réforme fiscale a été adoptée en septembre 2014. Elle prévoit le paiement d'une taxe de 5 USD/tonne sur les émissions de CO₂ par tous les producteurs dont la capacité est supérieure à 50 MW. La taxe sera mise en place en 2017, avec un premier versement dès l'année suivante. Cependant, pour E-CL l'impact devrait être limité car la plupart de ses accords d'achat d'électricité permettent la répercussion de ces coûts à ses clients industriels.

En décembre 2014, E-CL a remporté, dans un appel d'offres public pour les entreprises de production, le contrat de fourniture d'électricité aux sociétés de distribution dans le SIC : 2 016 GWh en 2018 et 5 040 GWh par an entre 2019 et 2032.

Un tel succès pour E-CL va déclencher des investissements d'environ 1,8 milliard de dollars pour les quatre prochaines années, y compris un projet de ligne de transmission (600 km) pour connecter ses unités de production d'électricité à Mejillones (système SING) avec le système SIC. Cette ligne deviendrait l'interconnexion entre le SIC et les systèmes SING (zones centrale et du Nord). Le gouvernement chilien, qui a promulgué une loi au début de 2014 pour être en mesure de vendre aux enchères une telle interconnexion, analyse actuellement les différentes alternatives.

Amérique centrale

En août 2014, GDF SUEZ a annoncé la vente de tous ses actifs de production d'électricité en Amérique centrale (au Panama et au Costa Rica) à Celsia pour une valeur totale de 840 millions de dollars. La cession de GDF SUEZ à Celsia a eu lieu en décembre 2014.

Uruguay

GSELA est entrée sur le marché uruguayen en octobre 2013 à la faveur de la signature d'un contrat BOOT (construction, gestion, exploitation, transfert) de 15 ans avec Gas Sayago S.A. portant sur la fourniture de services de stockage de GNL et de regazéification dans le pays. Situé à proximité de Montevideo, le terminal GNL offshore de del Plata comprendra une unité flottante de stockage et de regazéification (FSRU) et une jetée, le tout protégé par un brise-lames de 1,5 km. La capacité totale du terminal permettra de recevoir des méthaniers d'une capacité maximale de 218 000 m³ de GNL et sera réservée par l'exploitant Gas Sayago. Le projet est actuellement en construction.

Le terminal GNL aura à long terme une capacité de stockage de 263 000 m³ et une capacité de regazéification de 10 Msm³/jour, extensible à 15 Msm³/jour. Tractebel Engineering fait office d'ingénieur en charge du projet pendant la phase de construction.

En mars 2014, GDF SUEZ a conclu la vente d'une participation de 50 % dans le projet GNL del Plata, actuellement en construction en Uruguay, à Marubeni. Suite à cette transaction, Marubeni est devenu partenaire à 50/50 du projet.

Argentine

En Argentine, GSELA détient une participation de 64,2 % dans Litoral Gas SA, une entreprise de distribution du gaz qui possède 12 % de parts de marché en matière de volume livré. 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. GSELA est aussi propriétaire d'intérêts dans Gasoducto Norandino, une entreprise de transport de gaz propriétaire d'un gazoduc d'environ 1 000 kilomètres 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. Depuis, un nombre très limité d'ajustements tarifaires ont été adoptés dans le secteur de l'énergie.

1.3.2.6.2 GDF SUEZ Energy Amérique du Nord

GDF SUEZ Energy Amérique du Nord (GSENA) gère les activités d'électricité et de gaz du Groupe aux États-Unis, au Canada, à Puerto Rico et au Mexique. GSENA est organisée 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.

GSENA détient des participations pour un total de 13 056 MW de capacité électrique et cogénération, dont 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, pour des petits clients commerciaux et résidentiels dans 6 États, et auprès de clients résidentiels en Pennsylvanie. 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 de près de 20 millions de m³ de gaz naturel par jour sur le marché de la Nouvelle-Angleterre. GSENA loue plus de 300 millions de m³ de système de stockage de gaz naturel. Les activités américaines ont une capacité opérationnelle de 11 479 MW.

GSENA fournit ses produits à de gros clients commerciaux et industriels sous la marque GDF SUEZ 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 10 000 MW.

En 2014, GSENA a accompli les projets suivants :

- 1) *Think Energy* a fait son entrée sur le marché résidentiel en Pennsylvanie ;
- 2) GSENA a conclu un contrat d'achat de 0,0283 milliard de m³ de GNL avec Gaz Métro LNG afin de faire face au pic de consommation durant l'hiver 2014-2015 en Nouvelle-Angleterre.

Les participations commerciales de GSENA 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 (ISOs) ou entreprises de transport régionales (RTOs) créés pour faciliter la concurrence dans le secteur de l'électricité.

L'Agence de protection de l'environnement américaine a proposé une règle relative aux émissions de gaz à effet de serre obligeant les états à réduire les émissions de près de 40 % à l'horizon 2030. Une version révisée finale du règlement est attendue en 2015.

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.

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, GSENA exploite six entreprises de distribution locales (LDC) fournissant du gaz naturel à quelque 400 000 clients par le biais d'un réseau de 6 500 km, et deux entreprises de transport de gaz exploitant 900 km de gazoducs. GSENA gère également trois usines de cogénération électricité-vapeur d'une capacité installée totale de 279 MW. La production de ces centrales électriques est vendue dans le cadre d'un contrat à long terme aux clients industriels.

En août, GDF SUEZ, en coopération avec son partenaire PEMEX, a annoncé le lancement de la construction du 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.

La mise en exploitation est en cours pour le projet d'extension de gazoduc de Mayakan, qui est désormais totalement connecté au réseau national mexicain. La mise en service totale est prévue au 1^{er} trimestre 2015.

La régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel est assurée par la Comisión Reguladora de Energía (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. Les réformes énergétiques fondamentales votées en 2013 sont actuellement mises en œuvre. GDF SUEZ et PEMEX ont signé un protocole d'entente et de coopération en avril 2014 dans l'optique du développement du gaz naturel et d'autres projets au Mexique.

Canada

Les activités canadiennes de GSENA comprennent une production d'énergie solaire et éolienne à l'échelle commerciale totalisant 791 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 Axiom Infrastructure Inc. qui détiennent chacune une participation de 30 %, alors que GDF SUEZ est le principal actionnaire avec une participation de 40 % et assure l'exploitation et la maintenance de ces actifs. L'entreprise possède aussi une centrale au gaz de 112 MW en Ontario.

Au Canada, la politique énergétique est 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 de vente d'électricité à long terme pour les installations de production. L'Ontario mène actuellement une procédure de marché public relative à de nouvelles installations renouvelables à grande échelle dont les résultats sont attendus fin 2015.

1.3.2.6.3 GDF SUEZ Energy Royaume-Uni – Turquie

GDF SUEZ Energy Royaume-Uni – Turquie exerce ses activités au Royaume-Uni et en Turquie. L'entreprise possède un portefeuille diversifié de 8 228 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 active également dans la vente au détail, la distribution de gaz et le trading.

Royaume-Uni

GDF SUEZ 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 6 985 MW.

GDF SUEZ (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. En 2014 GDF SUEZ Energy Royaume-Uni – Turquie a convenu de vendre sa participation de 10 % dans la centrale d'Eggborough (charbon). La démolition de la centrale au gaz de Teesside, détenue à 100 %, mise hors service en 2013, est en cours. GDF SUEZ Energy Royaume-Uni – Turquie détient également 50 % de sept parcs éoliens (Barlockhart Moor, Blantyre Muir, Carsington, Craigengelt, Crimp, Flimby, Sober Hill), ainsi qu'un petit portefeuille de projets éoliens 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. GDF SUEZ Energy UK est l'entité commerciale de vente au détail régionale basée à Leeds. Elle fournit de l'électricité et/ou du gaz à près de 11 000 sites industriels et commerciaux. Outre la fourniture d'énergie, GDF SUEZ Energy UK propose des services axés sur la demande et constitue un fournisseur de contrats d'exportation et de contrats de vente d'électricité en croissance. La

région Royaume-Uni – Turquie détient aussi une participation de 30 % dans OPUS, un fournisseur d'électricité et de gaz qui alimente déjà plus de 200 000 clients auprès de PME (petites et moyennes entreprises).

Le marché britannique de l'énergie est entièrement libéralisé et est supervisé par Ofgem. La politique énergétique du gouvernement britannique vise principalement à encourager une production à faible émission de carbone, assurer la sécurité des approvisionnements et l'accessibilité des prix pour les consommateurs. Un élément fondamental au regard des objectifs du gouvernement réside dans la mise en œuvre de la réforme du marché de l'électricité (*Electricity Market Reform* ou EMR) qui s'articule autour de deux instruments : les «*Contracts for Difference Feed in Tariffs*» (CfD FITs – écarts tarifaires) visant à encourager l'utilisation de technologies à faibles émissions en carbone et un mécanisme de capacité afin d'assurer la sécurité du système. Un projet de loi en matière d'énergie, qui dessine les contours de ces instruments, a été voté au parlement en décembre 2013. Le processus global s'est poursuivi en 2014 avec des textes de loi annexes couvrant les deux instruments, suivis par l'attribution des premiers contrats CfD et la première mise aux enchères des capacités, pour lesquelles GDF SUEZ a obtenu des contrats pour 3,2 GW de capacité pour 2018/19. Le marché de l'électricité britannique est appelé à évoluer dans les prochaines années au gré du déploiement croissant des technologies à faible émission 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 installée de 1 243 MW, GDF SUEZ 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 en Turquie, dans le cadre de contrats de vente d'électricité à long terme. La région détient aussi 90 % du troisième distributeur de gaz naturel en Turquie, IZGAZ. L'entreprise distribue et commercialise du gaz naturel aux clients industriels, commerciaux et individuels dans la région de Kocaeli. Par ailleurs, GDF SUEZ 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, GDF SUEZ 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 et devraient être 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'équilibre et de règlements).

Europe continentale

Tous les actifs d'Europe continentale qui faisaient partie jusqu'à fin 2013 de la région GDF SUEZ Energy Royaume-Uni – Turquie (à l'époque nommée UK - Europe) ont été transférés à la branche Énergie Europe après la réorganisation de la région Royaume-Uni – Turquie en 2014.

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

Moyen-Orient

Dans les pays du Conseil de coopération du Golfe, GDF SUEZ Energy SAMEA intervient en tant que développeur d'actifs, de propriétaire et d'exploitant, et vend l'énergie produite en direct à des entreprises de distribution publiques dans le cadre de contrats de ventes 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 24 943 MW et plus de 5,5 millions de m³ d'eau/jour provenant des installations de désalinisation en exploitation ou en construction. Dans le cadre du modèle commercial IPP 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.

GDF SUEZ 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 3 632 MW et 725,000 m³ d'eau/jour de capacité en construction au Moyen-Orient, en Arabie Saoudite (extension de Tihama), Koweït (Az Zour North) et Émirats arabes unis (Mirfa IWPP).

Les producteurs d'électricité indépendants Sohar 2 et Barka 3 (Oman) ont lancé leur introduction en bourse en mai 2014. L'opération a culminé avec la cotation réussie de ces entreprises sur le marché boursier de Mascate en juin 2014. Les actionnaires fondateurs ont vendu ces actions au public afin de se conformer à leurs obligations respectives prévues dans les accords entre fondateurs du projet signés avec l'Electricity Holding Company (EHC), société publique, en 2010. GDF SUEZ est le principal actionnaire de deux sociétés, avec environ 30 % du capital social après les introductions en bourse.

GDF SUEZ détient une participation de 20 % dans le projet Mirfa, les 80 % restants étant détenus par l'Abu Dhabi Water and Electricity Authority (ADWEA). Mirfa IWPP disposera d'une capacité électrique totale de 1 600 MW et une capacité de dessalement d'eau de mer de 52,5 millions de gallons (238 665 m³/jour). La mise en service commerciale du projet devrait intervenir de manière progressive entre 2016 et 2017. Une filiale en propriété exclusive de GDF SUEZ sera responsable de l'activité Exploitation & Maintenance de la centrale.

Asie du Sud

Au Pakistan, GDF SUEZ Energy SAMEA détient 100 % de la centrale au gaz d'Uch I d'une capacité de 551 MW. Une nouvelle unité au gaz de 381 MW (Uch II – détenue à 100 %), extension de Uch I, a démarré son exploitation commerciale en avril 2014. L'électricité produite par Uch II est vendue au réseau National et la compagnie de distribution dans le cadre d'un contrat de vente d'électricité de 25 ans.

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

En Inde, GDF SUEZ dispose d'une participation de 86,61 % dans le projet thermique Meenakshi (état de l'Andhra Pradesh), lequel comprend 269 MW de capacité opérationnelle et 638 MW en construction. En mai 2014, GDF SUEZ a inauguré ses nouveaux bureaux à New Delhi. C'est sur ce site que seront développées de nouvelles opportunités pour GDF SUEZ Energy International.

Le secteur de l'électricité indien est libéralisé et se caractérise par différentes modalités d'achat possibles (contrat de vente d'électricité à long terme, contrats bilatéraux à court terme et marché spot).

Afrique

En 2013, GDF SUEZ Energy SAMEA a commencé la construction de trois producteurs indépendants d'électricité (IPP) avec une capacité de production totale de 1,4 GW sur le continent africain : au Maroc avec le parc éolien de Tarfaya (301 MW), en Afrique du Sud avec le projet de Peaker (1 012 MW) et West Coast 1 (94 MW). Le parc de Tarfaya a démarré son exploitation complète en décembre 2014.

La construction du projet Safi (2 × 693 MW) a débuté au Maroc en octobre 2014, au terme de la clôture financière, ce qui porte le portefeuille de construction total de GDF SUEZ sur le continent africain à environ 2 492 MW. Une fois la centrale terminée (prévue en 2018), l'électricité produite sera vendue à l'Office National de l'Électricité et de l'Eau (ONEE) dans le cadre d'un contrat de vente d'une durée de 30 ans.

GDF SUEZ a aussi conclu un accord avec Exxaro pour le développement d'une centrale à charbon (600 MW) dans la province de Limpopo.

Sur le plan de la réglementation, un modèle d'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 GDF SUEZ Energy Asie-Pacifique

GDF SUEZ 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.

GDF SUEZ Australian Energy est un acteur important sur le NEM. La région 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 de GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ Australian Energy se ventile comme suit :

- actifs de production dans l'État d'Australie-Méridionale 921 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 500 000.

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. L'État de Nouvelle-Galles du Sud a commencé à privatiser ses actifs de production.

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.

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 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.

Indonésie

GDF SUEZ Energy Asie-Pacifique 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 de vente d'électricité à long terme pour Paiton 7/8 et Paiton 3 a été conclu jusqu'en 2042.

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. Il possède et exploite aussi 50 % des capacités de production actuelles. 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 50 % restants des capacités. Le marché des utilisateurs finals 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 ; 15 000 MW seront développés par PLN et 20 000 MW seront construits par des producteurs indépendants d'électricité.

Thaïlande & Laos

Le Groupe Glow, dans lequel GDF SUEZ Energy Asie-Pacifique détient une participation majoritaire (69,1 %) est coté à la bourse thaïlandaise. Il s'agit d'un acteur majeur sur le marché de l'énergie thaïlandais, avec des capacités installées combinées de 3 195 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.

GDF SUEZ Energy Asie-Pacifique 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

GDF SUEZ Energy Asie-Pacifique détient une participation de 30 % dans Senoko Energy, l'un des trois plus grands producteurs d'électricité à Singapour, avec une part de marché d'environ 25 %.

Senoko Energy possède et exploite un portefeuille d'actifs de production électrique unique en son genre avec une capacité combinée de 3 201 MW.

En 2001, la production d'électricité et les marchés de 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.

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 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, accompagner son développement sur les nouveaux marchés et accroître ses réserves ;
- 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 de GDF SUEZ 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 : GDF SUEZ Exploration & Production (E&P), GDF SUEZ GNL et GTT.

1.3.3.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2014	2013 ⁽¹⁾	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	9 551	8 404	+13,6%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	6 883	5 644	+22,0%
EBITDA ⁽²⁾	2 225	2 028	+9,7%

(1) Données comparatives au 31 décembre 2013 retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (voir Note 2 de la Section 6.2) et 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).

(2) Le calcul de l'EBITDA a été modifié (voir Note 2 de la Section 6.2).

Chiffres clés 2014 :

- production d'hydrocarbures vendue : 55,5 Mbep ;
- réserves au 31 décembre 2014 : 758,8 Mbep.

1.3.3.5 Faits marquants 2014

Janvier

- GDF SUEZ E&P UK a mis en production le gisement gazier de Juliet dans la partie sud de la mer du Nord.
- Le développement du projet Jangkrik en Indonésie a été approuvé par l'ensemble des partenaires.

Février

- Cameron LNG reçoit du Department of Energy l'autorisation conditionnelle d'exporter du GNL vers les pays n'ayant pas conclu d'accord de libre-échange avec les États-Unis («*non-fta countries*»).
- GTT a fait l'objet d'une introduction en bourse sur le marché réglementé d'Euronext Paris à hauteur de 41,84 % du capital. Le prix des actions a été fixé à 46 euros, correspondant à une capitalisation boursière d'environ 1,7 milliard d'euros. L'offre a rencontré un fort succès tant auprès des investisseurs institutionnels français et internationaux que des personnes physiques en France.
- GDF SUEZ E&P Nederland a mis en production la plate-forme Q13a-A (gisement Amstel) sur le plateau continental néerlandais.

Mars

- Signature à Taïpeh d'un accord entre GDF SUEZ et l'entreprise taïwanaise CPC Corporation portant sur la vente de 800,000 tonnes de GNL par an pendant 20 ans.
- GTT a reçu la première commande d'un méthanier brise-glace qui permet de transporter le GNL en passant par l'Arctique. Ce méthanier sera construit au sein du chantier Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering. D'autres commandes de méthaniers brise-glace ont suivi dans l'année.

Avril

Une première opération de transbordement est réalisée par GDF SUEZ au terminal de Montoir-de-Bretagne pour une cargaison de 165 000 m³ entre les navires Grace Dahlia et Grace Barleria.

- Projet Cameron LNG : Publication de l'étude d'impact environnemental finale par la Commission Fédérale de Régulation de l'Énergie des États-Unis.
- Statoil et GDF SUEZ E&P Norvège ont mis en production le gisement de Gudrun dans la partie norvégienne de la mer du Nord.

Mai

- Première cargaison de GNL livrée par le BW GDF SUEZ Boston au terminal de regazéification de Bahia Blanca en Argentine.
- Signature à Paris d'un accord entre GDF SUEZ et l'entreprise japonaise Tohoku portant sur la vente de 270,000 tonnes de GNL par an pendant 20 ans.
- GDF SUEZ E&P UK a installé la plate-forme de tête de puits Alpha du gisement gazier de Cygnus dans la partie sud de la mer du Nord.
- GDF SUEZ E&P International a signé les contrats de concession de six blocs d'exploration dans le bassin de Recôncavo au Brésil.

Juin

- La Commission Fédérale de Régulation de l'Énergie américaine accorde au projet Cameron LNG une autorisation définitive de construire et d'exploiter le projet.
- Signature de l'accord-cadre mondial de développement de soutage de GNL avec NYK et Mitsubishi.

Août

- GDF SUEZ et ses partenaires dans le projet Cameron LNG prennent la Décision d'Investissement (FID).
- GDF SUEZ E&P International a signé un accord avec ENI pour acquérir 20 % de la licence d'exploration Arguni en Indonésie.

Septembre

- La technologie GTT a été choisie par Samsung Heavy Industries (SHI) pour les premiers éthaniers de grande capacité. Un groupe asiatique a en effet décidé de commander six navires, dont quatre devraient être livrés avant fin 2016 et les deux autres en 2017. Ces nouveaux navires «multi-gaz» seront conçus pour transporter de l'éthane, mais aussi plusieurs autres types de gaz sous forme liquide, tels que le propane, le butane et le propylène.

Octobre

- Pose de la première pierre du projet de terminal de liquéfaction de Cameron LNG.
- GDF SUEZ E&P UK et BP annoncent la découverte de Marconi en mer du Nord centrale.

Décembre

- GDF SUEZ E&P International a vendu sa société ENERCI en Côte d'Ivoire à ses partenaires sur le bloc CI-27.

1.3.3.6 Description des activités

1.3.3.6.1 GDF SUEZ E&P

Missions

Le développement de la production des activités de gaz et d'hydrocarbures de GDF SUEZ 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 encore en Europe et en Afrique du Nord mais le Groupe accélère son développement international notamment en Indonésie, en Malaisie et au Brésil.

Au 31 décembre 2014, le Groupe affichait les résultats suivants :

- implanté dans 17 pays ;
- 346 licences d'exploration et/ou de production détenues (dont 56 % opérées) ;
- des réserves prouvées et probables (2P) de 758,8 millions de barils équivalents pétrole (Mbep), dont 75 % de gaz naturel et 25 % d'hydrocarbures liquides ;
- une production de 55,5 Mbep, dont 67 % en gaz naturel et 33 % d'hydrocarbures liquides.

Activités de GDF SUEZ E&P**Cadre juridique des activités d'exploration-production**

Le Groupe conduit ses activités d'exploration-production via sa filiale GDF SUEZ 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* GDF SUEZ 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 2014, 18 puits d'exploration ont été forés, dont 10 sont des succès. Les ressources ainsi mises en évidence deviendront 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.

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE ⁽²⁾

	2014			2013			2012		
	Gaz naturel	Hydro-carbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydro-carbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydro-carbures liquides	Total
<i>Mbep</i>									
Réserves au 31 décembre N – 1	609,9	188,9	798,8	642,6	192,9	835,5	583,9	204,8	788,8
Révisions + découvertes	25,9	14,7	40,5	2,9	12,3	15,2	95,7	6,9	102,6
Achats et ventes d'actifs	-27,0	1,9	-25,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,8	-1,0
Ventes de production	-37,2	-18,3	-55,5	-35,6	-16,4	-51,9	-36,9	-18,0	-54,9
Réserves au 31 décembre	571,6	187,2	758,8	609,9	188,9	798,8	642,6	192,9	835,5

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE PAR PAYS

	2014			2013			2012		
	Gaz naturel	Hydro-carbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydro-carbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydro-carbures liquides	Total
<i>Mbep</i>									
Allemagne	30,6	64,5	95,1	41,9	63,5	105,4	51,7	61,1	112,8
Norvège	206,6	107,4	314,0	203,8	108,0	311,8	209,6	111,7	321,2
Royaume-Uni	46,6	1,0	47,6	56,3	1,2	57,4	59,5	1,8	61,3
Pays-Bas	75,1	6,4	81,4	76,5	6,7	83,2	85,1	7,2	92,3
Autres ⁽¹⁾	212,8	8,0	220,7	231,4	9,6	241,1	236,7	11,2	247,9
TOTAL	571,6	187,2	758,8	609,9	188,9	798,8	642,6	192,9	835,5
Évolution	-6 %	-1 %	-5 %						

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

(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.

(2) 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.

Au 31 décembre 2014, les réserves 2P d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de GDF SUEZ E&P («*entitlement*»⁽¹⁾) s'élèvent à 758,8 Mbep contre 799 Mbep en 2013. Le gaz représente 75 % de ces réserves, soit un volume de 572 Mbep ou 91 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 de GDF SUEZ 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*⁽²⁾) est de 922 Mbep à fin 2014, contre 962 Mbep à fin 2013.

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 de GDF SUEZ E&P a été de 144 % sur la période 2010-2012, de 90 % sur la période 2011-2013 et 82 % sur la période 2012-2014.

Production

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides vendue par GDF SUEZ E&P s'est élevée à 55,5 Mbep.

Le tableau ci-dessous présente la production de GDF SUEZ 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	2014			2013			2012		
	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total
Allemagne	4,2	2,8	7,0	4,8	3,1	7,9	5,4	3,3	8,7
Norvège	14,5	13,3	27,7	12,0	12,3	24,3	11,7	13,6	25,4
Royaume-Uni	3,3	0,2	3,4	1,7	0,1	1,7	1,6	0,1	1,7
Pays-Bas	13,7	1,7	15,3	15,5	0,5	16,0	16,3	0,4	16,7
Autres ⁽¹⁾	1,6	0,4	2,0	1,6	0,4	2,0	1,8	0,6	2,4
TOTAL	37,2	18,3	55,5	35,6	16,4	51,9	36,9	18,0	54,9

(1) «Autres» couvrent la Côte d'Ivoire, le Golfe du Mexique 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 (GDF SUEZ E&P Deutschland)

Au 31 décembre 2014, le Groupe détenait en Allemagne une participation dans 54 champs de pétrole et de gaz naturel, dont 49 en production, disposant pour sa part de 95 Mbep de réserves 2P au 31 décembre 2014 dont environ 32 % sous forme de gaz naturel.

Norvège (GDF SUEZ E&P Norge)

GDF SUEZ E&P Norge détient une participation dans 16 champs de pétrole et de gaz naturel au large de la Norvège, dont 8 en

production, disposant pour sa part de réserves 2P de 314 Mbep au 31 décembre 2014 dont environ 66 % sous forme de gaz naturel.

En 2014, le puits F-West a été foré avec succès.

Royaume-Uni (GDF SUEZ E&P UK)

À fin 2014, le Groupe détenait des participations dans 25 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 2014, 48 Mbep, dont environ 98 % sous forme de gaz naturel.

Au Royaume-Uni, le Groupe a foré 3 puits d'exploration qui ont prouvé des hydrocarbures en 2014 et participe à des projets d'exploration de gaz non conventionnel.

(1) Sauf indication contraire, les références aux réserves 2P et à la production doivent être comprises comme la part que GDF SUEZ 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. GDF SUEZ détient 70 % des participations dans EPI, et les consolide à 100 %.

(2) 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*).

Pays-Bas (GDF SUEZ E&P Nederland)

Le Groupe détient des participations dans 55 champs dans la zone économique exclusive néerlandaise, dont 45 sont en production. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces champs représentait, au 31 décembre 2014, 81 Mbep, dont 92 % sous forme de gaz naturel.

En 2014, deux puits d'exploration ont découvert des volumes supplémentaires.

Égypte (GDF SUEZ Exploration 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. Deux puits d'exploration en 2014 ont trouvé des hydrocarbures.

Australie (GDF SUEZ Bonaparte)

GDF SUEZ, opérateur (60 %), et la compagnie australienne Santos (40 %), ont annoncé en juin que, dans le cadre du projet Bonaparte LNG, seraient étudiées des solutions alternatives à la liquéfaction flottante pour le développement des champs de gaz de Petrel, Tern et Frigate.

Autres pays

En Indonésie, le projet Jangkrik est entré en exécution au mois de février. A la suite, les principaux contrats (contrats EPC – ingénierie, équipement, construction – et contrat pour le rig de forage) ont été signés au cours du premier trimestre. GDF SUEZ a également pris un intérêt de 20 % dans la licence d'exploration Arguni (en cours de finalisation). GDF SUEZ E&P International a décidé de se retirer du bloc 7, son dernier actif en Mauritanie, ainsi que de ses deux licences au Groenland (blocs 5 et 8 en baie de Baffin) et de sa dernière licence dans le Golfe du Mexique (USA). Ces retraits étaient en cours au 31 décembre 2014.

Les actifs de Côte d'Ivoire incluant le champ de Foxtrot ont également été cédés en 2014.

En Algérie, tous les contrats EPC (ingénierie, équipement, construction) pour la réalisation du projet Touat sont signés. 11 puits de production ont été forés en 2014.

Globalement, hors Europe et retraits en cours, le Groupe détient des participations dans 27 licences en Algérie, en Australie, en Azerbaïdjan, au Brésil, en Égypte, en Indonésie, en Libye, en Malaisie et au Qatar. La part de réserves 2P détenue par le Groupe au 31 décembre 2014 dans ces licences représentait 221 Mbep, dont environ 96 % sous forme de gaz.

Commercialisation du gaz

GDF SUEZ E&P a produit au total 63 TWh de gaz naturel en 2014. Un quart reste commercialisé *via* d'autres entités du Groupe (GDF SUEZ Approvisionnements Gaz, GDF SUEZ GNL, GDF SUEZ Trading).

La vente à d'autres entités du Groupe se fait sous 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 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 GDF SUEZ GNL**Missions**

- Développer et diversifier le portefeuille d'approvisionnement en GNL (production de GNL et contrats d'achat auprès de producteurs) ;
- Assurer l'approvisionnement en GNL des différentes entités de GDF SUEZ 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

L'expertise reconnue de GDF SUEZ 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, lui permet de tirer parti du fort développement que connaît ce secteur d'activité.

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

GDF SUEZ achète le GNL dans le cadre de contrats de long terme (quinze à vingt ans) et de moyen terme (un 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 2014) sont indiqués dans le tableau ci-contre :

(1) À fin décembre 2014.

	Engagement annuel de long terme ⁽⁴⁾		Participation de GDF SUEZ 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
Nigeria (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 courant à partir de 2014 – contrat DES ⁽¹⁾)	0,4	6	-
TOTAL (2014)	16,4	245	
États-Unis	4 ⁽³⁾	60	16,6 % dans l'usine de Cameron LNG (Louisiane)

(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 GDF SUEZ Energy North America.*

(3) *La production de GNL démarrera en 2018.*

(4) *Quantités contractuelles nominales.*

Afin de renforcer la diversification et la sécurité de ses approvisionnements, GDF SUEZ GNL est également associé à des projets d'usines de liquéfaction :

- une usine de liquéfaction aux États-Unis : en mai 2013, GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 localisée à proximité de Kribi et alimentée par un réseau de gazoducs reliant l'usine aux gisements de gaz naturel *offshore* camerounais ;
- Le Groupe a annoncé en juin 2014 que le projet Bonaparte LNG en Australie (détenu à 60 % par GDF SUEZ, à 40 % par Santos) n'allait pas entrer cette année en phase d'ingénierie avancée comme prévu antérieurement. Une étude des voies alternatives à la liquéfaction flottante pour la valorisation des réserves a été engagée afin de maximiser la valeur de ces réserves.

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

En 2014, 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, GDF SUEZ 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. GDF SUEZ aurait une participation dans le terminal, avec accès à des capacités de regazéification. Shell est entré dans ce projet en juillet 2014.

GDF SUEZ 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.

Contrats de moyen terme :

- un contrat de vente avec la société sud-coréenne Kogas pour la livraison de 1,6 million de tonnes de GNL entre 2013 et 2014 ;
- 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 2,5 millions de tonnes de GNL à la société malaisienne Petronas entre 2012 et 2014 ;
- un contrat de vente de 0,8 million de tonnes de GNL à la société indienne GAIL entre 2013 et 2014 ;
- un contrat de vente de 0,8 million de tonnes de GNL à la société japonaise Tohoku Electric Power entre 2014 et 2017 ;
- un accord de vente de 1,2 million de tonnes de GNL à la société japonaise Chubu Electric entre 2015 et 2017.

Transport maritime

GDF SUEZ 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 2014, la flotte de GDF SUEZ 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 GDF SUEZ) et le BW GDF SUEZ Boston (détenu par le Groupe BW Gas et GDF SUEZ) ;
- ainsi que 9 autres navires affrétés auprès d'autres armateurs.

Dans le domaine du transport maritime, GDF SUEZ 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 2014 :

- le carnet de commandes est composé de plus de 100 commandes (méthaniers, éthaniers, FLNG ⁽¹⁾, FSRU ⁽²⁾, réservoirs terrestres) ;

- GTT est leader sur son secteur avec, entre 2008 et le 30 décembre 2014, plus de 80 % des commandes mondiales de méthaniers, et les trois seules commandes de FLNG supérieures à 50 000 m³ ;
- GTT emploie plus de 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°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) Unités flottantes de production, stockage et déchargement du GNL.

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

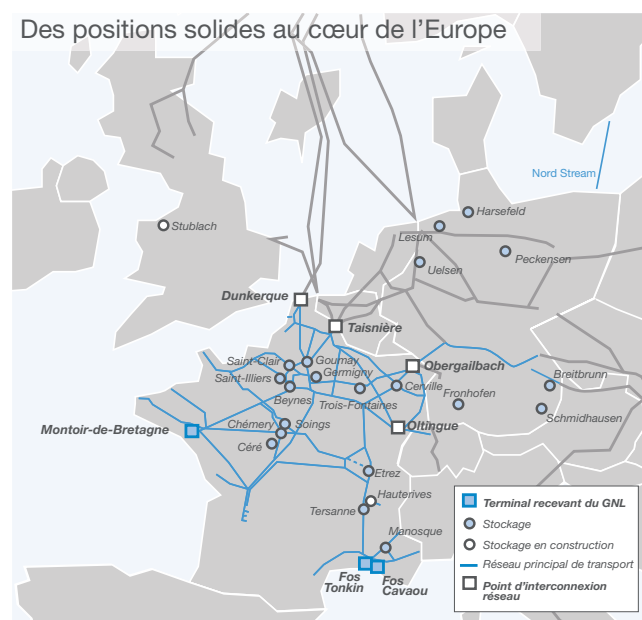
1.3.4 Branche Infrastructures

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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ.



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.

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 de GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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'équilibrage, la sécurité et la sûreté du système gazier.

1.3.4.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2014	2013 ⁽¹⁾	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	6 812	6 775	+0,5%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	2 994	2 557	+17,1%
EBITDA ⁽²⁾	3 274	3 334	-1,8%

(1) Données comparatives au 31 décembre 2013 retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (voir Note 2 de la Section 6.2 "Comptes consolidés") et 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 "Compte pro forma avec le groupe SUEZ Environnement Company en entreprise mise en équivalence").

(2) Le calcul de l'EBITDA a été modifié (voir Note 2 de la Section 6.2 "Comptes consolidés").

1.3.4.5 Faits marquants 2014

- Janvier : GRTgaz met en place pour la première fois un mécanisme d'info-vigilance à l'attention des acteurs du marché pour sécuriser l'exploitation du réseau (hiver 2013/2014).
- Février : en France, GRTgaz signe un premier contrat de raccordement pour injecter du gaz renouvelable (biométhane) dans le réseau de transport dès 2015 à Chagny (Saône-et-Loire).
- Avril : à l'international, GDF SUEZ est retenu pour piloter la construction d'un gazoduc «Los Ramones Sur» dans le centre du Mexique (300 km, DN 1050) ainsi qu'une station de compression et cinq postes de comptage. GRTgaz Mexico, filiale à 100 % de GRTgaz Développement, intervient en qualité de prestataire de services d'Ingénierie.
- Mai : en vue de rapprocher les prix de gros entre le Sud de la France et le Nord de l'Europe et de créer un marché de gros du gaz unique en France à l'horizon 2018, la CRE publie ses orientations d'investissement, validant les projets Val de Saône (200 km entre Étrez dans l'Ain et Voisines en Haute-Marne) et Gascogne-Midi.
- Mai : Elengy met en service des compresseurs mobiles d'évaporations sur le terminal de Montoir-de-Bretagne, permettant d'éviter 300 GWh de torchage jusqu'à l'arrêt de leur utilisation le 30 novembre.
- Juin : pour la première fois, Storengy dépose un dossier de demande de permis de recherche de sites géothermiques basse température.
- Juillet : Fosmax LNG offre un service de rechargement de méthaniers amélioré avec un débit de 4 000 m³/h, souscrit à deux reprises à fin 2014.
- Août : Dans le cadre de l'ENTSOG et de Gaz Infrastructure Europe (GIE), GRTgaz contribue à la réalisation de simulations d'une crise d'approvisionnement russe limitée ou non au seul transit via l'Ukraine («stress test») pour le compte de la Commission européenne.
- Septembre :
 - Storengy UK lance la commercialisation d'une partie des capacités de stockage du site de Stublach.
 - Le déploiement généralisé du projet Gazpar, système de compteurs communicants, sur l'ensemble des concessions desservies par GrDF est approuvé par décision de la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et du ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique.
- Octobre : Les travaux d'extension du site de Peckensen sont achevés avec la mise en service d'une dernière cavité.

1.3.4.6 Description des activités

Un environnement législatif et réglementaire spécifique

GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ tout en reconnaissant à GDF SUEZ un droit de supervision économique et de gestion. En 2012, la CRE a certifié la conformité de GRTgaz à ces dispositions. En 2013, 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. Ces remarques sont en cours d'instruction par les autorités françaises.

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.

Le Code de l'énergie assigne des obligations de service public à GDF SUEZ et à ses filiales notamment celles gestionnaires d'infrastructures de gaz naturel. Il prévoit que l'État conclut avec GDF SUEZ, GRTgaz et GrDF des Contrats de service public permettant d'assurer la mise en œuvre des missions de service public notamment celles dont sont en charge les filiales d'infrastructures. Les discussions entre les pouvoirs publics, GDF SUEZ, GrDF et GRTgaz sont actuellement en voie de finalisation. 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 GDF SUEZ est le leader du stockage souterrain en Europe, avec des capacités de stockage d'environ 13 Gm³.

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

France

Au 31 décembre 2014, 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) et le développement d'un quatrième site a été suspendu ;
- 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. GDF SUEZ 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. Ce décret a été modifié le 12 mars 2014 car le dispositif réglementaire existant n'était plus adapté, compte tenu de l'évolution du fonctionnement du marché gazier, pour garantir notamment que les fournisseurs ont réservé des capacités de stockage suffisantes pour assurer la continuité de fourniture lors des périodes de grand froid.

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.

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 ⁽²⁾ 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 Stublach, 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 aux conditions de marché induites par la surcapacité gazière constatée en Europe :

- optimiser et valoriser son activité sur ses marchés traditionnels ;
- identifier de nouveaux relais de croissance dans les pays émergents, mettant en œuvre son expertise, notamment en matière de géosciences et de maîtrise des risques santé-sécurité ;
- investir des nouveaux marchés comme la géothermie, Storengy disposant d'un savoir faire spécifique en matière de forage et de sous-sol.

À plus long terme, elle souhaite diversifier son activité en exploitant des marchés de niche (cavités minées revêtues pour les rendre étanches) et en contribuant à la mise en œuvre de nouvelles solutions de transition énergétique (stockage d'air comprimé, hydrogène, méthane de synthèse et biométhane).

1.3.4.6.2 Les activités des terminaux méthaniers

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception et 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 ⁽³⁾ totale de 21,25 milliards de m³ (Gm³) de gaz par an au 31 décembre 2014.

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 appointement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m³ de GNL et ses trois réservoirs ont une capacité totale de 150 000 m³.

(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) Le stockage de Reitbrook a été transféré à une autre entité du Groupe, GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH, qui souhaite reprendre la production de pétrole sur le site.

(3) 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 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 appointements 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 appointement 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. Ces autorisations (Montoir-de-Bretagne et Fos Tonkin) ont été transférées à Elengy, par arrêté préfectoral en 2008. L'arrêté préfectoral autorisant l'exploitation du terminal méthanier de Fos Cavaou a été signé le 14 février 2012.

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. L'ajustement à mi-période conduit à une baisse de 4,2 % du tarif unitaire moyen à Montoir, une baisse de 3,8 % à Cavaou et une hausse de 25,1 % à Tonkin. La BAR de l'ensemble Elengy et Fosmax LNG s'élève à 1 168 millions d'euros au 1^{er} janvier 2015 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 2014.

(2) Au 31 décembre 2014, 2 001 968 clients ainsi alimentés faisaient appel à un fournisseur alternatif de gaz.

1.3.4.6.3 Les activités de distribution en France

L'activité de distribution en France a pour objet principal l'acheminement du gaz vendu par les fournisseurs aux clients finals. Elle 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 2014, le réseau de distribution français de gaz naturel exploité par GrDF constitue le 1^{er} réseau de ce type en Europe par sa longueur (196 940 km)⁽¹⁾. Il compte plus de 10,9 millions de points de livraison⁽²⁾ dans les 9 529 communes desservies (dont 8 955 relevant des droits exclusifs attribués à GrDF), représentant environ 77 % de la population française.

GrDF représente, avec 260 TWh de gaz naturel livrés en 2014, 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 13,25 ans au 31 décembre 2014.

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 14 314 millions d'euros (sous réserve de validation de la CRE) au 1^{er} janvier 2014 avec un taux de rémunération de 6 % réel, avant impôt sur les sociétés.

La grille tarifaire évolue 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 2014, cette évolution a été de +2,94 %, intégrant l'effet CRCP. 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.

Enfin, 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 s'articule autour des axes suivants :

- développer l'activité historique de distribution du gaz, avec l'accent mis sur la promotion du gaz sur ses différents marchés : GrDF souhaite notamment s'investir dans la recherche et développement et la mise en place de partenariats industriels pour soutenir dans l'habitat des solutions innovantes de type ENR/gaz et hybrides (gaz/électricité) et dans l'accompagnement

Le service commun a réalisé en 2014 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.

de la mise en œuvre de la nouvelle «Réglementation thermique» applicable aux logements neufs ;

- provoquer ou accompagner l'innovation, comme cela a été fait au niveau de l'injection de biométhane ou du compteur communicant, pour améliorer l'image du gaz et ouvrir l'entreprise à de nouvelles activités ;
- se développer à l'international, ce qui peut passer dans un premier temps par la réalisation d'activités de prestations de services ;
- conforter son image et son revenu, en lien avec le développement de la régulation incitative, grâce au renforcement de la sécurité industrielle et à la mise en œuvre d'un plan de performance.

1.3.4.6.4 Les activités de transport

GRTgaz est détenu à environ 75 % par GDF SUEZ 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 32 153 km, en France, au 31 décembre 2014 : le réseau principal (8 110 km) transporte le gaz naturel des points d'entrée (terminaux méthaniens, points d'interconnexion avec les réseaux internationaux de gazoducs) jusqu'au réseau régional ; le réseau régional (24 042 km) l'achemine vers environ 4 500 postes de livraison desservant les clients industriels et les réseaux de distribution. GRTgaz exploite 26 stations de compression.

Au cours de l'exercice 2014, GRTgaz a transporté 51 milliards de m³ de gaz sur le réseau français (583 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

(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 GDF SUEZ.

autorisations de transport de gaz naturel exercent leurs missions dans les conditions fixées par ces autorisations.

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.

Au 1^{er} avril 2014, le tarif de transport a connu une hausse moyenne de 3,9 %. 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 17 décembre 2014 conduit à une hausse moyenne du tarif de GRTgaz de 2,5 % au 1^{er} avril 2015.

La BAR 2014 du réseau de transport s'élève à 7 309 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 comme les gazoducs «Hauts de France 2» (mis en gaz) «Arc de Dierrey» (en cours de construction) ainsi qu'en proposant des services innovants avec les opérateurs adjacents (Storengy, Elengy) comme GRTgaz l'a fait avec JTS (*Joint Transport Storage*) et « le gaz circulant » ⁽²⁾ visant à fluidifier la liaison Nord-Sud ;
- contribuer au développement des gaz renouvelables en favorisant l'injection de biométhane dans le réseau de transport et la recherche sur la valorisation de l'électricité renouvelable excédentaire (*power to gas*) ;
- poursuivre le développement à l'international dans les pays où la consommation de gaz est en forte croissance, en étroite collaboration avec les autres entités du Groupe.

1.3.5 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 :

(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 %.

(2) GRTgaz constitue un stock de gaz et le fait transiter vers le terminal de Fos dès lors que les capacités de transit sur le réseau et de stockage au niveau du terminal le permettent.

- recentrage sur le cœur de métier et volonté d'externalisation avec recherche de solutions multi-techniques et multiservices 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.

1.3.5.2 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.

1.3.5.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2014	2013 ⁽¹⁾	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	15 673	14 678	+6,8%
EBITDA ⁽²⁾	1 127	1 041	+8,2%

(1) Données comparatives au 31 décembre 2013 retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (voir Note 2 de la Section 6.2) et 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).

(2) Le calcul de l'EBITDA a été modifié (voir Note 2 de la Section 6.2).

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

1.3.5.5 Faits marquants 2014

- Janvier : en France, Cofely Axima et Cofely Services signent un contrat avec la Communauté d'Agglomération de Cergy Pontoise pour la gestion globale des énergies et des fluides de deux pistes de glace, au complexe sportif Aren'Ice.
- Février : en France, Cofely Réseaux signe un contrat avec les villes de Rosny-sous-Bois et Noisy-le-Sec pour la construction et l'exploitation d'un nouveau réseau de chaleur géothermique, sur 30 ans.
- Mars : en Algérie, Cofely Ineo participe à la construction de la 1^{re} ligne de tramway de Sidi Bel-Abbes.
- Avril : en Allemagne, Cofely acquiert la société de services H.G.S. spécialiste des centrales de cogénération.

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 de GDF SUEZ sont encouragées pour atteindre l'efficacité optimale en termes de partage d'expertise technico-commerciale 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* ».

- Mai : à Singapour, Cofely acquiert SMP Pte Ltd, le spécialiste des solutions de *data centers* pour les entreprises.
- Mai : aux États-Unis, Cofely fait l'acquisition d'Ecova (filiale d'Avista Corp.), spécialiste de la gestion et de l'exploitation intelligente des données de facturation et de consommation des clients.
- Juin : en France, Cofely Services signe un contrat avec la ville de Pont-à-Mousson pour construire et exploiter un réseau de chaleur urbain principalement alimenté par du biogaz.
- Juin : au Royaume-Uni, Cofely signe un contrat de gestion multi-site et multi-technique avec Telereal Trillium, leader de la gestion de patrimoine.
- Juin : aux Émirats Arabes Unis, création de Cofely Besix Mannai Facility Management (quote-part de 49 % dans la société Mannai Corporation).

- Juillet : au Royaume-Uni, Cofely acquiert le portefeuille de contrats FM de Lend Lease Facility Management (LLFM).
- Juillet : en Italie, Cofely remporte un contrat de 5 ans pour assurer le facility management des 245 sites de Vodafone Italia, leader de la téléphonie mobile.
- Septembre : en France, Cofely Ineo conçoit et installe le premier Smart Grid testé à l'échelle d'une zone d'activité à Toulouse, pour connecter les installations qui consomment de l'énergie, celles qui en produisent et celles qui la stockent.
- Septembre : en France, Cofely et Euroméditerranée lancent la première centrale française de géothermie marine à Marseille.
- Septembre : en France, Cofely Services et la coopérative agricole d'extraction des fibres de lin « LIN 2000 » inaugurent la nouvelle chaufferie biomasse alimentée par des anas de lin (résidus de lin issus du broyage des tiges) implantée à Grandvilliers dans l'Oise.
- Novembre : en France, renouvellement du contrat avec Airbus.
- Novembre : à Singapour, acquisition de Keppel FMO, filiale de Keppel Infrastructure Holdings Pte Ltd, dédiée au facility management.
- Décembre : en Allemagne, Tractebel Engineering acquiert Lahmeyer, l'une des plus grandes sociétés d'ingénierie conseil spécialisée dans les infrastructures énergétiques et hydrauliques.

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, GDF SUEZ Énergie Services propose à ses clients des prestations multi-techniques pour améliorer la pérennité, la fiabilité et l'efficacité énergétique de leurs installations. GDF SUEZ 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), EEWF (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 35 % 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 25 % de son activité, notamment dans les bureaux et centres d'affaires, les centres commerciaux, les *data centers*, le résidentiel privé ;
- le tertiaire public, pour 28 %. 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

Les principales évolutions réglementaires impactant les métiers de la branche Énergie Services sont, tant au niveau européen qu'au niveau national :

- l'extension et l'approfondissement des normes environnementales, en particulier dans l'objectif de réduction des gaz à effet de serre et de développement des énergies renouvelables ;
- l'introduction de cibles d'amélioration de l'efficacité énergétique passant notamment par le développement des contrats de performance énergétique dans les secteurs public et privé.

En 2014, ces évolutions sont illustrées au niveau européen par le paquet énergie-climat pour 2030 et au niveau national par l'adoption par l'Assemblée nationale du projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte. Elles représentent une opportunité de développement pour la branche. En effet, elles conduisent les clients à rechercher les services de spécialistes de la thermique, de l'électricité, de la mécanique et de l'environnement capables de concevoir, de réaliser et de gérer leurs installations dans les meilleures conditions techniques et financières. Par la complémentarité unique de ses activités et de ses expertises, la branche Énergie Services est idéalement placée pour répondre à ces besoins croissants.

1.4 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

Le Groupe détient en propriété ou en location un nombre important de propriétés immobilières, équipements et usines 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 2014, 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 22 et 23 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
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Hazelwood	1 553	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	Station de pompage hydraulique
	Doel	2 911	Nucléaire
	Drogenbos	538	Gaz naturel
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
	Tihange	3 016	Nucléaire
Brésil	Caná Brava	450	Hydroélectrique
	Estreito	1 087	Hydroélectrique
	Jirau	1 650	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	774	Gaz naturel
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

(1) Capacités des actifs dans lesquels GDF SUEZ 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
France	Northfield Mountain	1 146	Station de pompage hydraulique
	Troy	609	Gaz naturel
	Wise County Power	746	Gaz naturel
	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
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	1 927	Gaz naturel
	Flevo	877	Gaz naturel
	Rotterdam	731	Charbon
	Gelderland	592	Charbon et biomasse
Pérou	Chilca	805	Gaz naturel
	ILO 2	564	Fioul
Pologne	Polaniec	1 700	Charbon, biogaz et biomasse
Porto Rico	Ecoelectrica	507	Gaz naturel
Portugal	Elecgas	840	Gaz naturel
	Pego	576	Charbon
	Turbogas	990	Gaz naturel
	Ras Laffan B	1 025	Gaz naturel
Qatar	Ras Laffan C	2 730	Gaz naturel
	Deeside	515	Gaz naturel
Royaume-Uni	Eggborough	1 960	Charbon
	First hydro	2 088	Station de pompage hydraulique
	Rugeley	1 026	Charbon
	Saltend	1 197	Gaz naturel
	Senoko	3 201	Gaz naturel et fioul
Singapour	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 GDF SUEZ 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)	880
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	690
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 710
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Etrez (Ain)	640
Allemagne	Uelsen	840
Slovaquie	Pozagas	650

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

TERMINAUX MÉTHANIERES

Pays	Localisation	Capacité totale ⁽¹⁾
France	Montoir-de-Bretagne	10 Gm ³ (n)/an
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	5,5 Gm ³ (n)/an
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	8,25 Gm ³ (n)/an
États-Unis	Everett	6,3 Gm ³ (n)/an
États-Unis	Neptune	3,5 Gm ³ (n)/an
Chili	Mejillones	1,7 Gm ³ (n)/an
Porto Rico	Penuelas	0,8 Gm ³ (n)/an

(1) Capacités des actifs détenus par GDF SUEZ, 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, GDF SUEZ a créé en février 2014 une nouvelle entité «Innovation, Marketing et Nouveaux Business», destinée à accompagner l'évolution des marchés matures de l'énergie et à 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. Trois secteurs prioritaires ont été identifiés par le Groupe :

- La gestion de l'énergie, l'agrégation, 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@GDFSUEZ» 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 2014, il comptait plus de 6 000 membres. En moyenne, cinq idées de nouveaux produits ou nouveaux métiers sont déposées chaque semaine.

Par ailleurs, un processus d'incubation des projets de collaborateurs a vu le jour. Au 31 décembre 2014, déjà cinq équipes de collaborateurs du Groupe incubaient leurs projets dans des incubateurs externes, fruit de partenariats conclus avec

notamment Paris Région Lab (France), Le Village (France) ou encore WSL (Belgique).

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 2014, la 6^e édition des Trophées de l'Innovation a recueilli plus de 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 plusieurs appels à projets à destination des *startups*. GDF SUEZ a également été à l'origine de plusieurs événements publics : un « Hackathon » sur la relation clients en juin 2014, le lancement d'un cycle de « Matinales de l'innovation » en octobre 2014 ou encore un « Innovation Day » à Lille en novembre 2014.

Un fonds d'investissement GDF SUEZ New Ventures, doté de 100 millions d'euros, a été lancé en mai 2014 pour accompagner des *startups* 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 2014, une opération a été menée, Powerdale (Belgique), et quatre autres sont en cours.

Enfin, le Groupe mène des projets transverses permettant l'émergence de nouveaux produits s'appuyant sur les technologies numériques, tels Cit'Ease, outil collaboratif de gestion de la ville ou encore Terr'Innove, démarche d'accompagnement énergétique des territoires.

1.5.2 Recherche & technologies

Les savoir-faire du Groupe sont enrichis par une activité de recherche et de développement dynamique qui s'appuie sur un réseau international de centres et d'entités de recherche ainsi que sur des partenariats avec des organismes mondialement reconnus. Plus de 900 chercheurs contribuent à l'excellence technologique dans tous les métiers du Groupe. En 2014, les dépenses pour la recherche et le développement technologique se sont élevées à 189 millions d'euros.

GDF SUEZ mène des travaux de recherche pour maîtriser et porter à maturité les technologies de demain qui seront déterminantes et différenciantes pour les offres et les activités de l'ensemble de ses métiers, et pour améliorer sa performance opérationnelle. Ses programmes de recherche prospectifs corporate s'inscrivent dans le cadre des priorités suivantes : l'énergie bas carbone, l'énergie distribuée et le stockage d'énergie, la gestion intelligente de l'énergie, et les nouvelles chaînes gazières.

La Direction Recherche & Technologies a initié en 2014 une démarche d'amplification de son internationalisation avec la création

d'un laboratoire au Chili et le lancement d'un second à Singapour. Début 2015, un troisième a été ouvert au Moyen-Orient. Elle crée également de nouveaux centres de compétences au sein de ses laboratoires, le premier étant un nouveau pôle de compétences sur les batteries. D'autres sont à l'étude portant sur des sujets aussi divers et importants que le digital, l'impression 3D et les drones.

En 2014, la Direction Recherche & Technologies a par ailleurs été distinguée. Elle a d'une part remporté lors du sommet mondial de la recherche sur le gaz (IGRC) le *Dan Dolenc Award* qui récompense la meilleure communication lors du sommet sur une activité de recherche pour le projet *Valenthin* qui vise la récupération de chaleur sur des sources à basse température. Elle a d'autre part remporté le prix spécial du jury multi-énergies au congrès *Smart Grid* de Paris pour le projet collaboratif GRHYD (fabrication et distribution d'hydrogène produit à partir d'électricité de source renouvelable).

Quelques réalisations marquantes des programmes corporate en 2014 :

- **Ville et bâtiment de demain** : finalisation du développement du tableau de bord interactif pour la ville *Citease* (premier démonstrateur mis en place à Mulhouse) et de l'interface citoyenne *Citizen* qui permet de s'informer sur sa ville mais aussi de signaler des problèmes (premier démonstrateur mis en place à Croix) ; réalisation en partenariat d'un simulateur 3D de la ville durable (étude de cas : ville d'Astana au Kazakhstan) ; lancement du projet de développement de services digitaux innovants pour une bonne efficacité énergétique, et une écogestion du campus avec l'université de Nanyang de Singapour ; et installation des premières piles à combustible au gaz naturel en France, en maison individuelle, dans le cadre d'un projet collaboratif européen (Ene.field).
- **Smart energy and environment** : études de la valeur de différentes technologies smart dans le domaine de l'énergie (agrégation de flexibilité, stockage d'électricité, analyse des données) ; inauguration à Toulouse du premier réseau électrique intelligent testé à l'échelle d'une zone d'activité industrielle en France, et alimenté par un mélange de sources d'énergies renouvelables distribuées qui s'appuient sur du stockage de l'énergie via des batteries et des volants d'inertie ; lancement de projets collaboratifs concernant le développement de plateformes de gestion et d'analyse de données venant d'infrastructures énergétiques et de leurs clients (projets big data).
- **Énergies renouvelables** : lancement de la construction d'un démonstrateur de gazéification de biomasse sèche nommé *Gaya* près de Lyon ; partenariat avec Alstom pour le développement de projets hydroliens et soumission d'un projet de ferme pilote hydrolienne auprès de l'ADEME pour le site du Raz Blanchard (Manche), qui a été retenu.
- **GNL offshore et chaînes gazières du futur** : poursuite de l'évaluation des technologies alternatives de fracturation ; poursuite de collaborations R&D internationales (*Gas Technology Institute, Energy & Geoscience Institute* de l'Université d'Utah...) ; offshore GNL : études techniques sur le transfert et sur le comportement du GNL dans les réservoirs flottants.
- **Captage, transport et stockage du CO₂ (CSC)** : veille technologique avancée dans les trois maillons de la chaîne (captage, transport et stockage).

Les activités de Recherche et Innovation pilotées par la Direction Recherche & Technologies sont principalement réalisées dans les Laboratoires de recherche spécialisés du Groupe.

- Le **CRIGEN** est le Centre de recherche et d'expertise opérationnel de GDF SUEZ dédié aux métiers du gaz, aux énergies nouvelles et aux technologies émergentes. Situé en région parisienne, il compte 360 collaborateurs en 2014, sept centres d'essais, un centre de calcul scientifique et des clients dans plus de 30 pays dans le monde. Il porte par ailleurs le nouveau laboratoire du Groupe à Singapour. Le CRIGEN accorde une place centrale à l'innovation, tant au travers des travaux de R&D et d'expertise qu'au travers de ses méthodes de travail.

Quelques réalisations marquantes en 2014 :

- **GNL** : optimisation du procédé de liquéfaction du gaz naturel «CII» adapté à la liquéfaction small-scale dont les avantages compétitifs ont été confirmés sur une unité de production en Chine ; réalisation de nombreuses études de dimensionnement et de sécurité de la chaîne du GNL à l'international.
- **Nanotechnologies** : expérimentation de canalisations communicantes, équipées de boîtiers «tags RFID», mises au

point par le CRIGEN et la société RYB, pour améliorer la localisation des réseaux de distribution et la traçabilité des interventions. GrDF envisage de déployer à grande échelle le procédé après la pose expérimentale de plusieurs centaines de boîtiers.

- **Inspection du réseau de gaz** : étude pour le déploiement de drones permettant de réaliser des inspections de canalisations de gaz plus sûres, plus rapides et moins coûteuses.
- **Crigen Innovation Days** : opération d'Open Innovation avec les entités du Groupe qui a permis le dépôt d'une dizaine de brevets en 2014.

- **Laborelec**, rattaché à la branche Énergie Europe, est le centre de recherche et de compétences dans les technologies de l'électricité du Groupe implanté près de Bruxelles (Belgique). Il opère également des succursales aux Pays-Bas, en Allemagne et porte les nouveaux laboratoires du Groupe au Moyen-Orient, ainsi qu'au Chili. En 2014, Laborelec compte 237 collaborateurs. Ses compétences et activités couvrent les domaines de la production, du transport, de la distribution, du stockage et de l'usage final de l'énergie. Son expertise se focalise sur la réduction de l'incidence environnementale, l'amélioration de la disponibilité et de la maintenance et les systèmes énergétiques du futur.

Quelques réalisations marquantes en 2014 :

- **Conception et développement de nouvelles solutions techniques et logicielles** : un calculateur de stress pour les turbines à vapeur, pour améliorer la flexibilité et le temps de démarrage ; une unité mobile de mesure de phase (PMU) intégrée avec un contrôleur d'état du réseau ; de nouveaux algorithmes de gestion intelligente de la demande, d'optimisation du stockage d'énergie, et de planification intelligente des stations de recharge de véhicules électriques.
- **CO₂ matière première** : Participation au programme KIC-Climate EnCO2re pour élargir l'approche de la réutilisation du CO₂ comme matière première dans les procédés chimiques.
- **Projets pilotes de Demand Side Management** : Participation à plusieurs projets dont KOEMPEL, réalisé dans un parc industriel au sud de la Hollande pour implémentation des *smart grids*.
- Développement de la dernière version du **Laborelec Vibration Monitoring System** pour les turbomachines, pour rendre l'outil plus compact et faciliter son installation.
- **Cylergie**, centre de Recherches regroupant dans un GIE Cofely Services et d'autres entités de la branche Énergie Services, est basé à Lyon. Ses compétences sont utilisées pour les activités de services à l'énergie. Ses axes de recherche sont : 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.

Quelques réalisations marquantes en 2014 : système d'optimisation du traitement d'air des piscines avec dépôt d'un brevet ; système de mesure du rendement d'une chaufferie biomasse par l'analyse des fumées avec dépôt d'un brevet ; contrôleur prédictif d'un stockage de chaleur pour optimiser le taux de couverture ENR sur un réseau de chaleur.

- **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 les compétences de l'entreprise dans l'énergie, les réseaux de communication et les systèmes d'information.

Quelques réalisations marquantes en 2014 : Poursuite des projets Smart ZAE, SESAM GRID et Smart Campus, et développement sur la base technologique de la plateforme multi-techniques Open-Control © de Cit'Ease, offre de tableau de bord pour les villes, commune à Cofely Ineo, GDF SUEZ et SUEZ Environnement.

- **Tractebel Engineering**, rattaché à la branche Energie Services, est présent dans 22 pays en Europe, en Amérique Latine, en Asie, au Moyen-Orient et en Afrique et réalise des projets dans plus de 100 pays dans le monde. Son activité de R&D couvre les domaines suivants : énergies renouvelables, énergie nucléaire, hydraulique et réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Quelques réalisations marquantes en 2014 : Développement d'outils de visite virtuelle d'installations techniques ou de milieux difficilement accessibles, de systèmes d'automatisation pour les études probabilistes du risque d'incendie et d'inondation pour les centrales nucléaires, et enfin de systèmes d'analyse d'inondations et de l'impact environnemental de travaux de dragage.

- La filiale **Exploration & Production International**, rattachée à la branche Global Gaz & GNL, opère pour le Groupe la R&D dans le domaine des géosciences pour les besoins de l'exploration-production et des stockages souterrains du Groupe.
- La filiale **Gaztransport & Technigaz (GTT)**, rattachée à la branche Global Gaz & GNL oriente son activité de R&D selon deux axes principaux : améliorer la performance de ses technologies, notamment en termes d'efficacité thermique, et se diversifier avec une offre de produits et services à fort contenu technologique (exemple : outils de modélisation pour la maîtrise du *boil-off* de GNL en service).
- Dans le domaine du nucléaire, diverses activités de R&D sont poursuivies dans les domaines suivants : mise en stockage de surface ou géologique des déchets nucléaires, mise à l'arrêt définitif et démantèlement d'installations nucléaires, amélioration des performances des centrales existantes et extension en toute sûreté de leur durée de vie, optimisation de l'utilisation du combustible, impacts sociétaux du nucléaire et réacteur expérimental de fusion thermonucléaire international (ITER), etc.

FACTEURS DE RISQUE

	PAGE		PAGE		
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
			2.4.4	Exploration-production d'hydrocarbures	63
2.2	RISQUES LIÉS À L'ENVIRONNEMENT EXTERNE	54	2.5	RISQUES FINANCIERS	63
2.2.1	Environnement économique	54	2.5.1	Risque de marché sur matières premières	63
2.2.2	Environnement réglementaire et politique	55	2.5.2	Risque de contrepartie	64
2.2.3	Impact du climat	57	2.5.3	Risque de change	64
2.2.4	Risque de réputation	57	2.5.4	Risque de taux d'intérêt	64
			2.5.5	Risque de liquidité	65
2.3	RISQUES OPÉRATIONNELS	58	2.5.6	Risque de dépréciation	65
2.3.1	Achats – ventes	58	2.5.7	Risque sur actions	65
2.3.2	Gestion des actifs et développements	59	2.5.8	Risque fiscal	65
2.3.3	Risques juridiques	60	2.5.9	Risque sur le financement des pensions de retraite	66
2.3.4	Risques éthiques	60			
2.3.5	Risques liés aux ressources humaines	60			
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			

2 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 GDF SUEZ.

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 de GDF SUEZ de «mieux maîtriser ses risques pour assurer sa performance».

Le système de management global des risques du Groupe est d'application dans l'ensemble du Groupe, toutes activités et entités contrôlées confondues, 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 membre du Comité Exécutif en charge de la Direction Audit et Risques 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 l'ensemble des 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 Exécutif. 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. Pour finir, 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 4.1.5 «Les Comités permanents du Conseil»).

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations des entités opérationnelles, des branches 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.

2.1.2 Gestion de crise

GDF SUEZ 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 de la suite à donner et du niveau de traitement stratégique de la crise (site, BU, branche et centre).

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 de GDF SUEZ 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) ;
- l'optimisation du financement des risques aléatoires de faible ou de moyenne amplitude fait largement appel à des schémas d'autofinancement, soit directement par le jeu des franchises et des rétentions, soit indirectement au travers de la société de réassurance du Groupe dont les engagements représentent en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,2% du chiffre d'affaires 2014 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 de GDF SUEZ, 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 branches 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 régions de la branche Energy International (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 qui ont instauré un régime dérogatoire au droit commun inspiré par le souci d'assurer une 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 a été adapté à effet du 1^{er} janvier 2012 pour être 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 branches du Groupe bénéficient d'assurances de dommages couvrant les installations qu'elles possèdent en propre ou qui leur sont louées ou confiées, à l'exception des canalisations des réseaux

de transport et de distribution 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. Dans ce dernier cas, les limites sont 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 Structure de la demande

Un ralentissement de l'activité économique peut se traduire chez nos clients, par une baisse de la demande en énergie et en services associés, affectant les volumes d'affaires et les marges du Groupe.

En Europe, on constate une décroissance structurelle de la demande en électricité et en gaz, liée entre autres à l'amélioration de la performance énergétique (bâtiments neufs et rénovés, réseaux, process industriels), aux réglementations et à l'attitude écoresponsable des consommateurs.

Dans les pays hors OCDE, la demande en énergie est croissante mais elle est 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 géographique et de secteurs 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.

2.2.1.2 Structure de l'offre

L'absence de croissance en Europe et la compétitivité du charbon génèrent pour le Groupe des surcapacités du parc de centrales thermiques. La stagnation de la demande en gaz naturel pourrait également entraîner des surcapacités dans les infrastructures gazières en Europe.

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. Le Groupe a fermé ou mis sous cocon plusieurs unités de production en 2014 (voir 1.3.1.5 «Faits marquants 2014»). 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.

2.2.1.3 Environnement concurrentiel

Dans ses divers métiers, le Groupe est en concurrence avec de grands acteurs internationaux et des acteurs émergents, privés ou publics.

La dérégulation des marchés de l'électricité et du gaz, tant en Europe, qu'aux États-Unis favorise l'apparition de nouveaux concurrents et renforce la volatilité des prix de marché. La pression concurrentielle a un impact négatif significatif sur les prix de vente, les marges et les parts de marché des entreprises du Groupe. Le ralentissement économique durable en Europe accentue ce risque.

L'émergence des technologies *smart energy* impacte la chaîne de valeur du gaz et de l'électricité, 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.

2.2.1.4 Business model

Le secteur énergétique évolue rapidement : dans les technologies (solaire, éolien, stockage d'électricité), dans les attentes des clients, avec des concurrents nouveaux et l'augmentation de 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 les branches pour permettre de proposer des solutions adaptées à ses clients.

Les préoccupations liées au changement climatique et l'amélioration de la compétitivité des énergies renouvelables impactent les activités historiques du Groupe. La stratégie du Groupe s'oriente vers le développement des énergies renouvelables et le développement de services adaptés à la transition énergétique.

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 faible émission 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 législatifs mentionnés ci-après pourraient avoir un impact sur le 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 et les textes associés reprennent ces thématiques ainsi que des mécanismes finançant la lutte contre la précarité énergétique et la promotion de

l'efficacité énergétique. Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables devraient évoluer vers une plus grande exposition au marché conformément aux lignes directrices européennes, et les concessions hydrauliques être mises en concurrence en faisant une plus large place aux sociétés d'économie mixte ;

- les évolutions de la réglementation sur les quotas de CO₂ affectent le prix de 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 ;
- 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 ;
- 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.

Ces modifications ou renforcements du dispositif réglementaire peuvent entraîner des coûts d'investissement ou d'exploitation supplémentaires pour le Groupe.

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»).

2.2.2.2 Réglementation sectorielle

Dans certains États d'Europe ou au niveau européen, ainsi que dans certains autres pays incluant les États-Unis, l'Australie 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 la «surtaxation» des profits des énergéticiens (notamment de la production nucléaire en Belgique), 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.

Certains projets d'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 énergétique ». Certaines évolutions seraient positives, 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 négatifs sur les activités du Groupe, par exemple la centrale d'achat de gaz, la supervision des accords intergouvernementaux, la sécurité d'approvisionnement en gaz et la refonte du Troisième Paquet énergie ;
- la mise en œuvre des règles communes pour le marché intérieur européen de l'électricité et du gaz, ainsi que les mesures techniques d'application (codes de réseau électricité et gaz, en cours de développement), ont 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 progressivement prévue début 2016. Les modalités d'application, notamment en ce qui concerne les critères d'assimilation des entreprises à la catégorie d'entreprise financière, n'ont pas fait à ce stade l'objet d'un accord entre les États Membres qui participent à la coopération renforcée ;

- les lignes directrices pour les aides d'État à l'énergie et à l'environnement, publiées au Journal Officiel de l'Union européenne le 28 juin 2014 sont d'ores et déjà entrées en vigueur. Les impacts sur les activités du Groupe concerneront 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 aux changements de la régulation des marchés de l'électricité ; par exemple en cas de sécheresse, le Gouvernement pourrait déclarer une limitation sur l'usage de l'eau pour la production électrique ;
- aux États-Unis, l'évolution de la régulation du marché de l'électricité (principalement au Texas) pourrait engendrer une incertitude sur les résultats du Groupe dans cette zone.

Le Groupe, par son action concertée au sein de l'initiative communément appelée «Magritte» réunissant les principaux dirigeants d'entreprises énergétiques européennes, mais également par sa présence directe auprès des institutions communautaires et des États, tente d'anticiper toute initiative législative susceptible d'avoir un impact et formule des propositions auprès des décideurs. Au niveau de chaque pays, il est difficile de prévoir toutes les évolutions réglementaires, mais en exerçant ses métiers dans différents pays, le Groupe limite partiellement ce risque par la diversification. Certaines évolutions de la réglementation sont d'ailleurs porteuses de nouvelles opportunités de marché pour les activités du Groupe.

Par ailleurs, d'autres risques sont évoqués au Chapitre 1, au travers de 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 Hongrie, 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, par la diversité de ses implantations, est exposé au risque pays (défaut souverain, convertibilité, expropriation...). Le Groupe est présent dans des pays comme le Brésil, le Chili, la Thaïlande, l'Indonésie, le Mexique, l'Inde et le Pérou qui peuvent connaître des développements économiques et politiques

contrastés. Une part significative des approvisionnements de gaz et des activités d'exploration-production provient de pays tels que la Russie, l'Algérie, le Yémen, la Libye et l'Égypte.

Ces pays comportent des risques politiques, économiques, réglementaires et financiers. 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 gouvernements ou d'autres entités publiques locales.

La diversité des implantations du Groupe procure une certaine mitigation des risques pays ; ainsi 85 % du chiffre d'affaires est réalisé en Europe et en Amérique du Nord, 10% en Asie, Moyen-Orient, Pacifique et 5 % en Amérique du Sud. 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, le développement humain 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 (essentiellement en termes de températures, mais aussi d'hydraulicité ⁽¹⁾ et de vent) d'une année sur l'autre peuvent provoquer des variations substantielles de l'équilibre offre-demande en électricité et en gaz. Ces facteurs, combinant des impacts prix et volumes, ont un effet direct sur les résultats du Groupe.

Au-delà de ces évolutions 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 ; si les réservations des fournisseurs sont inadaptées, cela

pourrait 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 conduit une réflexion associant développement durable et gestion de l'impact du changement climatique sur ses activités.

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'excellence opérationnelle ou la légitimité d'opérateur du Groupe.

La marque bannière «GDF SUEZ» (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 Achat-vente de gaz naturel

Le Groupe a constitué un portefeuille 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), 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.

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 Achat-vente 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 palier 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 au sein des différentes branches du Groupe.

2.3.1.4 Risques achats et chaîne 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 catégories, c'est-à-dire 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.

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.

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.

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 encore aujourd'hui dans des phases de pré-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 4 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 découlant du cadre légal et réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats mis en place et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs sont mentionnés dans les 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 28 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 28 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 ; la Direction Éthique et Compliance

promeut leur mise en œuvre au sein du Groupe en s'appuyant sur le management et sur le réseau des déontologues (voir Chapitre 3.1 « Éthique et compliance »). Les risques éthiques identifiés sont analysés et les plans d'actions mis en œuvre.

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 3.2.1 « Les politiques de développement des ressources humaines »). De plus, le Groupe mène des travaux afin de lancer un observatoire des métiers pour disposer d'une capacité renforcée d'anticipation et d'action au regard des évolutions de ses métiers.

2.3.5.2 Dialogue social

Le Groupe se doit de développer son agilité pour s'adapter à ses marchés : concurrence accrue, évolution des métiers notamment. Dans ce cadre, la concertation et la négociation jouent leur rôle de régulation des relations sociales.

GDF SUEZ est respectueux de toutes les instances de représentation. En Europe, GDF SUEZ dialogue avec les deux instances représentatives du personnel que sont le Comité d'Entreprise Européen et le Comité Groupe France pour

accompagner les transformations en cours (voir 3.2.3 « Relations sociales »). Cette dynamique permet d'impliquer le plus en amont possible les partenaires sociaux dans les orientations stratégiques et industrielles prises par GDF SUEZ.

Dans le cadre de sa stratégie de développement hors d'Europe, le Groupe organise régulièrement des échanges avec les Fédérations Syndicales Mondiales.

2.3.5.3 Qualité de vie au travail et comportements managériaux

Mettre en place les conditions d'engagement et de motivation de ses collaborateurs et prévenir les risques psycho-sociaux font partie de l'ambition du Groupe.

Le Groupe investit dans la promotion de comportements souchieux du développement des collaborateurs, en s'appuyant notamment sur le déploiement du «GDF SUEZ Management Way» (voir Section 3.2 « Informations sociales »). Une attention particulière est également portée sur la filière managériale afin de l'aider dans son rôle d'accompagnement du changement.

Des dispositifs sont déployés au niveau le plus adapté : écoute des salariés (numéros d'appel, baromètres...), programmes de qualité de vie au travail, information sur les parcours professionnels, développement des compétences et mobilité interne.

⁽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 qui en fixe les principes a fait l'objet d'accords avec les fédérations syndicales aux niveaux européen puis mondial, et un plan d'actions a été décliné pour la période 2010-2015 (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, cependant un plan spécifique pour la prévention durable des accidents mortels a été lancé en 2012. Il s'appuie en particulier sur neuf « règles qui sauvent », afin d'éviter de reproduire des accidents du travail mortels déjà survenus.

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 prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation d'informations sensibles, et de traiter les incidents et accidents constatés. Le comité transverse relatif à la sécurité de l'information (*Information Security Committee*), sous la présidence du Secrétaire Général, coordonne et pilote l'ensemble des actions du Groupe visant à la protection du patrimoine immatériel.

2.3.7 Risques liés aux systèmes d'information

L'introduction de nouvelles technologies (*Cloud Computing*, *Bring Your Own Device...*), 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 à la stratégie du Groupe ou à son image.

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. 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 annuels.

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). 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, des stations de GPL, 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 (en tant que telles, ou considérées comme telles par le Groupe).

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 II ⁽¹⁾ ». La maîtrise de ces risques industriels est assurée

par la mise en œuvre sur chaque site 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, les risques d'accidents industriels figurent 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 d'entre eux couverts par des polices d'assurances. En cas de sinistre majeur, ces assurances pourraient s'avérer insuffisantes pour couvrir l'intégralité des dommages, les pertes de chiffre d'affaires, la responsabilité civile ou l'augmentation des dépenses (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), assistée par Bel-V, sa filiale d'appui technique. Par ailleurs, les deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001, ISO 14001 et EMAS.

Suite à l'accident nucléaire à la centrale de Fukushima au Japon en mars 2011, à la demande du Conseil européen, des tests de résistance (*stress tests*) ont été effectués sur les centrales nucléaires en Europe. L'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire en Belgique (AFCN) a confirmé dans son rapport du 8 novembre 2011 que le niveau de sûreté était suffisant. Son rapport final publié fin 2011 demande de renforcer certaines mesures de sûreté pour prendre en compte des catastrophes naturelles plus sévères.

En 2012, des indications de défauts potentiels ont été détectées dans la paroi des cuves des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2. Les autres cuves, de fabrication différente, sont également inspectées, et les cuves examinées n'ont pas révélé d'indication. Après analyse des dossiers de justification, l'AFCN s'est prononcée favorablement au redémarrage des unités de Doel 3 et Tihange 2, mais a demandé un programme de tests complémentaires. Les deux unités ont été redémarrées début juin 2013. Elles ont été volontairement arrêtées fin mars 2014 suite à des résultats non conformes aux attentes. En

(1) Directive 96/82/CE dite « Seveso II » modifiée par le règlement CE n° 1882/2003 et la Directive 2003/105/CE.

novembre 2014, un conseil d'experts réuni par l'AFCN a formulé des requêtes et des recommandations additionnelles. Electrabel poursuit les études permettant de remettre un dossier de justification aux autorités de contrôle nucléaire. L'AFCN statuera alors sur l'autorisation de redémarrage. La durée d'indisponibilité a été prolongée jusqu'au 1er juillet 2015. Au-delà, tout délai dans le redémarrage aura un impact sur les objectifs 2015 du Groupe. La note 13.3.1 de la Section 6.2 « Comptes consolidés » fournit des éléments d'appréciation sur la perte de valeur des actifs nucléaires selon différents scénarios d'arrêt définitif des réacteurs.

Le Gouvernement formé en octobre 2014 a décidé d'une prolongation de la durée de fonctionnement de Doel 1 et 2 au-delà de 40 ans. Les conditions économiques et financières d'une telle prolongation sont encore en discussion. Par ailleurs, la prolongation de 10 ans au-delà de 2015 de Tihange 1 a été décidée (voir Section 1.3.1 « Branche Énergie Europe »).

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. Des études sont en cours 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'agréats.

Par ailleurs, 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 19.2 de la Section 6.2 « Comptes consolidés ».

2.4.4 Exploration-production d'hydrocarbures

L'exploration et la production d'hydrocarbures sont des activités soumises à des risques significatifs tels que les risques géologiques et les risques d'accident industriel (fuite d'hydrocarbures, incendie, explosion, perte de contrôle d'un puits).

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.

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, la perte 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 6.1.1.8 « 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 17.1.1 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 des branches et du suivi de l'exposition consolidée, (iii) le suivi d'un mandat 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 taux de change, voir la Note 17.1.3.2 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

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 capé »), la répartition pouvant évoluer autour de l'équilibre 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 17.1.4.1 et Note 17.1.4.2 de la Section 6.2 « Comptes consolidés ».

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Gérées de manière centralisée, les positions de taux sont revues périodiquement et lors de toute nouvelle levée de financement. Cette gestion fait l'objet d'un mandat de risque, toute modification substantielle de la structure de taux faisant l'objet d'une approbation préalable de la Direction Financière.

2.5.5 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque d'insuffisance de liquidités pour faire face à ses engagements contractuels. Le BFR (Besoin en Fonds de Roulement) est constitué à la fois d'éléments provenant des opérations (clients, stocks, fournisseurs) et également des appels de marge liés à certains produits dérivés.

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 16.2.1 de la Section 6.2 « Comptes consolidés » explicite la répartition des différentes formes de

financement utilisées. La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financement entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

GDF SUEZ 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 2014 un ensemble de participations non consolidées dans des sociétés cotées (voir Note 16.1.1 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.

Une variation à la baisse de 10% des cours de bourse des titres cotés, détenus par le Groupe, aurait un impact d'environ -141 millions d'euros sur le résultat global du Groupe. Pour les titres cotés, parmi les éléments pris en considération, le Groupe estime

qu'une baisse importante ou une baisse prolongée du cours en dessous du coût historique sont des indices de perte de valeur.

Le portefeuille d'actions cotées et non cotées du Groupe est encadré par une politique d'investissement spécifique et fait l'objet d'un compte rendu régulier à la Direction Générale.

Par ailleurs, le Groupe détient des participations consolidées par mise en équivalence dans des sociétés cotées, dont SUEZ Environnement (voir Note 4 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 ou de la jurisprudence en matière

d'application des règles fiscales peut avoir un impact sur les résultats du Groupe (voir Note 28.1 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 20 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, GDF SUEZ 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.

INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES

	PAGE		PAGE
3.1 ÉTHIQUE ET COMPLIANCE	68	3.4 INFORMATIONS SOCIÉTALES	92
3.1.1 Politique éthique	68	3.4.1 Développement socio-économique dans les territoires	92
3.1.2 Organisation et structures	68	3.4.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats	92
3.1.3 Conformité éthique	68	3.4.3 Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité	93
3.2 INFORMATIONS SOCIALES	69	3.4.4 Achats, sous-traitance et fournisseurs	93
3.2.1 Les politiques de développement des ressources humaines	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
3.2.2 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	70		
3.2.3 Relations sociales	72	3.6 RAPPORT D'ASSURANCE RAISONNABLE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR UNE SÉLECTION D'INFORMATIONS SOCIALES ET ENVIRONNEMENTALES	97
3.2.4 Épargne salariale	73		
3.2.5 Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié	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

3.1.1 Politique éthique

La politique éthique de GDF SUEZ 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 4 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 ;
- le référentiel intégrité qui décrit l'organisation du Groupe pour faire face au risque de manquement à l'intégrité et établit le programme des actions de lutte contre la fraude et la corruption : mise en œuvre de la politique consultants commerciaux ; de principes de la relation commerciale, notamment en matière de cadeaux et invitations, déclinés au niveau des branches ;
- le référentiel management de la conformité éthique qui précise l'organisation et les processus déployés pour atteindre l'efficacité des dispositifs éthiques ;
- un référentiel droits humains⁽¹⁾ qui explicite les engagements du Groupe en matière de droits humains et fournit les instruments d'analyse de risque au niveau projet et activité.

3.1.2 Organisation et structures

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

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 concernant les sujets relatifs à la gouvernance, à l'éthique et à la *compliance*.

Le Comité Directeur des Déontologues (CDD) et le Comité de la *Compliance* (CC), tous deux présidés par le Déontologue du Groupe, initient et mettent en œuvre les plans d'actions éthiques et

les procédures de conformité dans les branches et prennent les mesures de suivi nécessaires.

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Éthique et *Compliance* (DEC) prépare les plans d'actions éthiques et les procédures de conformité et veille à la réalisation des objectifs. Elle appuie le CDD et le CC dans leurs missions. Elle élabore les politiques et référentiels éthiques et promeut leur mise en œuvre dans le Groupe. La DEC anime un réseau de plus de 150 déontologues répartis au sein des filiales, BU, branches et directions fonctionnelles 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.

3.1.3 Conformité éthique

Le management de la conformité éthique repose sur :

- la définition des responsabilités à tous les échelons de la ligne managériale ;
- le suivi de la mise en œuvre de la politique éthique du Groupe basé sur une procédure de conformité annuelle et un tableau de bord comportant 15 indicateurs (notamment : diffusion de la documentation éthique, formation, mise en place des politiques éthiques). Le rapport annuel qui en résulte est présenté au Comité de Direction Générale et au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration ;
- l'accompagnement et la sensibilisation des collaborateurs par des formations : *e-learning* (concurrence, corruption, relations commerciales...), éthique des affaires, droits humains ;
- la formation au risque de fraude et corruption, obligatoire pour les cadres dirigeants ;
- la formation et l'information spécifique des déontologues lors d'une convention annuelle et de webconférences ;
- l'intégration de l'éthique dans le processus d'appréciation annuel des dirigeants ;
- le *reporting* des dysfonctionnements à travers un *e-mail* d'alerte et un outil INFORM'ethics déployé dans les branches et BU qui permet la déclaration 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 dispositifs sont déclarés à la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés ;
- le traitement des incidents éthiques par les entités ;
- la prise en compte de critères extra-financiers, dont la prévention de la corruption et le respect des droits humains, dans l'évaluation des grands projets ;
- la publication sur l'Intranet Groupe des documents «éthique et *compliance*» ainsi que la diffusion de la charte et du guide, traduits en 20 langues, à l'ensemble des collaborateurs ;
- l'analyse annuelle des risques éthiques dans le cadre de la revue des risques du Groupe ;
- l'intégration du respect des principes éthiques, notamment la prévention du risque de fraude, dans le programme de contrôle interne INCOME ;
- la réalisation d'audits internes et externes visant à évaluer la mise en œuvre des politiques et définir le cas échéant des actions d'amélioration.

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

3.2 INFORMATIONS SOCIALES

Le groupe GDF SUEZ 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 fortement 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 comportement d'une empreinte sociale.

Fin 2013, une enquête d'engagement menée auprès de 33 000 managers du Groupe a permis d'identifier des forces majeures : une culture managériale homogène, une grande fierté d'appartenance, un engagement fort et des qualités de leadership. Pour autant, elle fait ressortir des axes de progrès sur le

développement des compétences managériales, la reconnaissance de la performance et le développement de parcours de carrière attractifs et transverses. En 2014, un plan d'action structuré de dix initiatives pour accompagner les managers dans la transformation du Groupe a été lancé. Il se traduit déjà par de premiers résultats : Adaptation du GDF SUEZ *Management Way* au contexte actuel, support au déploiement avec un guide « Incarnier le *Management Way* au quotidien » et un outil d'autodiagnostic ; focus sur le volet « *People Leadership* » du *Management Way*, avec un module dédié d'*e-learning* sur le développement des collaborateurs destiné aux managers ; lancement d'une opération de *mentoring* d'envergure (960 binômes en 2014) pour aider les managers à mieux incarner le *Management Way* ; *guidelines* du Groupe sur les leviers de la reconnaissance financière et non-financière.

3.2.1 Les politiques de développement des ressources humaines

Elles ont pour ambition d'attirer, de fidéliser et de développer tous les salariés du Groupe, atout stratégique majeur. Elles se retrouvent sous le chapeau générique de : « *People for Development, Development for People* » : une politique de développement pour tous.

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 « *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 « *Recruiting for Development* »

Le recrutement est un enjeu majeur du développement et de la transformation du Groupe.

Fer de lance de la stratégie de recrutement à l'externe (qui vise à faire de GDF SUEZ un employeur de référence), la Marque Employeur incarne tout à la fois les valeurs du Groupe et l'ensemble des politiques d'intégration et de diversité RH.

En 2014, le Groupe a choisi de faire de l'innovation responsable un levier puissant d'attraction des talents dont il a besoin pour accompagner son développement, notamment vis-à-vis de cibles prioritaires comme les ingénieurs, les techniciens jeunes et expérimentés, les femmes et les candidats aux profils internationaux.

De nombreuses actions sont ainsi déployées, en France, en Belgique et dans le monde entier pour rendre la promesse employeur tangible. Par exemple :

- le Challenge « studyka » : 500 étudiants de 50 nationalités ont eu 3 mois pour présenter un projet innovant au service de la responsabilité sociétale du Groupe ; des étudiants indiens ont remporté le premier prix ;

- le déploiement d'un écosystème digital complet, jouant sur des canaux complémentaires, pour optimiser la relation candidat et favoriser l'interactivité : web, facebook, twitter, youtube, instagram, pinterest, LinkedIn, Viadeo et une application *careers* ;
- une cinquantaine de forums, tous ciblés selon les besoins de recrutement des BU et des filiales.

3.2.1.2 « *Mobility for Development* »

Avec près de 5 500 mobilités réalisées en 2014, la politique de mobilité de GDF SUEZ vise à concilier les enjeux business et salariés en permettant de :

- favoriser l'attraction, l'implication et la fidélisation des salariés ;
- optimiser l'adéquation entre les compétences internes et les besoins des métiers ;
- renforcer l'intégration culturelle, la coopération et la promotion de la diversité ;
- contribuer au développement de l'employabilité ;
- encourager le partage des savoir-faire et le développement de l'innovation.

Afin de développer la mobilité, fonctionnelle et géographique, cinq principes ont été arrêtés en 2014 :

- fluidité du marché de l'emploi interne ;
- éviter les comportements de rétention des talents grâce à la transparence et aux règles RH de bonne conduite ;
- priorité aux salariés du Groupe ;
- droit à la confidentialité ;
- information et sécurisation du transfert intersociétés.

Des outils favorisant la mobilité ont été élaborés. Les collaborateurs peuvent depuis avril 2014 consulter les offres d'emploi internes et se porter candidats depuis un site internet accessible à tous, y compris ceux qui ne disposent pas d'un accès à l'intranet sur leur lieu de travail. Une « console mobilité » a également été développée pour favoriser les échanges entre RH.

3.2.1.3 «Learning for Development»

En 2014, le Groupe a réaffirmé l'importance accordée à la formation et à l'employabilité des collaborateurs dans une politique «learning». Le Groupe met en œuvre plusieurs canaux de formation à l'attention de l'ensemble de ses collaborateurs :

- l'offre de *GDF SUEZ University* est destinée aux 30 000 dirigeants, cadres à potentiel et managers : en 2014, *GDF SUEZ University* a accompagné l'expansion géographique du Groupe en accueillant près de 6 800 participants de 42 pays lors de 160 sessions ;
- en France, un organisme interne, SynerFORM, facilite l'accès au meilleur coût à des programmes de formations externes dans différents domaines (compétences générales, bureautique/IT, santé-sécurité et langues). 7 800 participants dans le cadre de 992 sessions ont ainsi été accueillis en 2014 (soit deux fois plus de collaborateurs qu'en 2013) ;
- une offre *e-learning* accessible en ligne via la plateforme «e-campus» est à disposition de tous les collaborateurs du Groupe ;
- l'animation régulière de la filière Learning du Groupe permet d'échanger les meilleures pratiques et de développer de nouveaux modes d'apprentissage dans le Groupe.

3.2.1.4 Des politiques de développement ciblées

«Senior Executives»/«Experts»/«Coaching et Mentoring»/«Development Centers»

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

- le *coaching* et le *mentoring*, en croissance permanente ;
- un accompagnement de carrière personnalisé pour les Cadres Dirigeants ;
- le développement des experts, visant leur valorisation et l'amélioration de leur développement récompensé par un trophée du Capital Humain ;
- le développement de la filière *Project Management* ;
- le déploiement des «*Development Centers*», outils de développement et de connaissance personnels.

A noter qu'à fin septembre 2014, le Groupe compte 616 cadres dirigeants, dont 16,9 % de femmes (pour 13,2 % fin 2012). 33 % 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 que la réalisation d'une cartographie des rôles repères, ou l'organisation de revues de cadres-clés.

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

«Leaders for Tomorrow» («LFT»)

Le programme LFT a pour ambition d'anticiper les besoins du Groupe en attirant, fidélisant et formant les collaborateurs ayant un potentiel de futur dirigeant.

Sur 33 000 managers (dont 600 cadres dirigeants) 2 400 LFT peuvent être considérés potentiellement comme futurs dirigeants, dont 27,6 % de femmes. Ce vivier produit en moyenne 80 % des nouveaux dirigeants.

Innovateurs RH et communautés transverses

La DRH a par ailleurs encouragé la participation de projets RH aux Trophées de l'Innovation Groupe. Ces projets ont contribué au *Yearbook* des innovations RH 2014 de l'année avec une quarantaine d'initiatives illustrant l'ambition RH.

Enfin, 13 réseaux RH dont 7 en France, associant plus de 200 responsables RH, continuent de fluidifier les échanges sur les bassins d'emplois, de coordonner la bonne déclinaison des politiques RH du Groupe, du *GDF SUEZ Management Way*, du projet social fondateur, et de relayer efficacement les problématiques d'emplois et de mobilité, notamment via les Comités Gestion Prévisionnelle Emplois et Compétences, en application de l'accord européen de 2010.

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

Le Groupe mène une politique globale volontariste et ambitieuse en matière de Responsabilité Sociale des Entreprises (RSE) depuis de nombreuses années pour lutter contre les discriminations et promouvoir l'égalité des chances.

Dans le prolongement de l'accord mondial sur les droits fondamentaux, le dialogue social et le développement durable signé le 16 novembre 2010 avec plusieurs organisations syndicales mondiales, un projet social fondateur a été défini autour de quatre engagements pour le Groupe : être une entreprise citoyenne, solidaire, formatrice et ancrée dans ses territoires.

Ces engagements se traduisent dans les politiques et actions dans le domaine de la responsabilité sociale d'entreprise de GDF SUEZ.

Label Diversité

Audité en janvier 2014 pour la seconde fois depuis 2012 par l'Association française de normalisation (Afnor), GDF SUEZ obtenait en mai 2014 la confirmation du Label Diversité reconnaissant et valorisant ses actions engagées et réalisées en matière de prévention des discriminations, d'égalité des chances et de promotion de la diversité. Ce label couvre désormais l'ensemble des activités de production et de services du Groupe en France.

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

En 2012 GDF SUEZ SA et la branche Énergie Services avaient déjà obtenu ce même label.

GDF SUEZ poursuit par ailleurs ses actions de sensibilisation à la diversité auprès des managers, de la filière RH et des salariés. Une campagne d'information a été lancée à l'occasion de l'obtention du label diversité sur l'ensemble des activités de production et de services du Groupe en France.

Depuis 2009, GDF SUEZ est partenaire de la chaire Management et Diversité de Paris-Dauphine. Les activités de la chaire s'articulent autour de trois objectifs principaux : «développer la recherche», «enseigner, former et sensibiliser sur les thématiques de la diversité» et «diffuser et divulguer les connaissances afférentes».

Égalité professionnelle et mixité

Le Groupe a signé une Convention Cadre le 9 avril 2013 avec la ministre du Droit des femmes pour accompagner les PME en région à développer l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes. En 2014, des contacts ont été établis avec des PME du sud-ouest. Des problématiques de même nature ont été identifiées, féminisation des métiers dits masculins et masculinisation des métiers dits féminins. Un guide à destination des PME a été réalisé et transmis au délégué général de la CGPME de Toulouse. Un nouveau partenariat est prévu début 2015 avec un cabinet d'architectes toulousain.

Pour mémoire l'accord européen sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, signé en juin 2012 (voir Section 3.2.3), est de promouvoir dans la pratique l'égalité des chances et de traitement dans l'ensemble des entités du Groupe, afin de faire évoluer la culture managériale, la culture des organisations syndicales et développer la diversité. Cet accord prend en compte les objectifs que GDF SUEZ s'est fixés à l'horizon 2015, à savoir :

- un cadre dirigeant nouvellement nommé sur trois sera une femme ;
- 35 % de femmes parmi les hauts potentiels («LFT») ;
- 25 % de femmes cadres ;
- 30 % de femmes dans les recrutements.

Le réseau WIN (*Women In Networking*) rassemble plus de 1 200 collaboratrices et propose des échanges réguliers et des réflexions collectives sur les défis professionnels et la stratégie du Groupe ; le réseau s'étend actuellement dans 5 pays.

Afin de mieux promouvoir l'accessibilité des femmes aux métiers techniques et de l'ingénierie, le Groupe est devenu partenaire de l'association «Elles bougent» en janvier 2014 ; et un réseau de marraines du Groupe œuvrent pour l'égalité professionnelle des femmes et des hommes.

Le Groupe a également défini une politique de parentalité permettant de concilier vie professionnelle et vie familiale. Depuis 2011 et l'ouverture de la crèche T Babies au siège de GDF SUEZ, le Groupe a déployé au sein de ses différentes branches et BU des places en réseau. À fin 2014, ce sont plus de 200 places en crèche, réparties en Île-de-France et en régions, qui sont réservées pour les enfants des «salariés-parents» de GDF SUEZ.

Jeunes, Seniors et Intergénérationnel

GDF SUEZ et deux organisations syndicales représentatives ont signé, en septembre 2013, un accord de contrat de génération. Par cet accord, le Groupe s'engage à recruter 8 000 jeunes de moins de 35 ans en CDI en France d'ici 2015, dont 3 000 de moins de

25 ans. Le Groupe se fixe aussi comme objectifs d'atteindre le taux de 5 % d'alternants dans ses effectifs, et d'embaucher 50 % d'entre eux. Le Groupe affiche son objectif de maintenir dans l'emploi les salariés seniors avec un objectif de 13 % de salariés de plus de 55 ans dans les effectifs totaux à fin 2015. Une attention toute particulière a été également portée à la progression du taux de formation des salariés de 50 ans et plus, afin de favoriser la transmission des savoirs et des compétences par l'aménagement des périodes de fin de carrière et l'incitation à la formation des plus jeunes. L'accord crée un nouveau dispositif pour les plus de 55 ans en fin de carrière qui vont former les plus jeunes.

GDF SUEZ accompagne depuis 2006 des élèves talentueux issus de milieux défavorisés à travers le parrainage et l'octroi de bourses. Plus de 50 collaborateurs volontaires du Groupe se sont engagés dans la démarche et plus de 100 jeunes ont été accompagnés à ce jour (post-bac ou infra-bac). Le parrainage renforce les liens entre le monde éducatif et le monde professionnel et contribue à la politique d'égalité des chances du Groupe.

Handicap

En France, chaque Branche, filiale et entité de GDF SUEZ décline la politique handicap du Groupe en tenant compte de ses spécificités opérationnelles et locales. Actuellement, 11 accords collectifs agréés par les Direccte (Direction Régionale des Entreprises, de la Concurrence, de la Consommation, du Travail et de l'Emploi) couvrent près de 95 % des effectifs France du Groupe. Les Branches et filiales mènent des actions en faveur du recrutement de personnes handicapées, de leur professionnalisation, de la formation et de la sensibilisation autour du handicap. Depuis 2009, le Groupe a mis en place un réseau Handicap Groupe en France, favorisant le partage de bonnes expériences, la montée en compétences des missions handicap des filiales, les synergies entre entités et la mise en place d'actions communes. En 2012, le Groupe a mis en place un reporting permettant la consolidation de l'ensemble des DOETH (Déclaration Obligatoire d'Emploi de Travailleurs Handicapés) et à fin 2013, le Groupe France affiche un taux d'emploi de 4,04 % ce qui le positionne au-delà de la moyenne du secteur privé qui se situe aux alentours de 3 %.

Deux actions phares ont été initiées en 2013 et poursuivies en 2014. L'une d'entre elles concerne le recrutement direct de candidats en situation de handicap sur des offres d'emplois du Groupe : les «Handi Recrut'Heures GDF SUEZ». Après une première journée de rencontre entre candidats handicapés présélectionnés et recruteurs de GDF SUEZ organisée en 2013, trois autres ont été réalisées entre avril et mai 2014, deux sur Paris et une à Lyon. Sur chaque demi-journée, 17 emplois proposés en CDI ou en contrat d'alternance et un taux de recrutement supérieur à 50 %. À fin 2013, le Groupe déclarait au périmètre France 2 381 ETP handicapés (Équivalent Temps Plein) au sein des effectifs de ses entités.

L'autre action phare initiée par le réseau handicap Groupe France concerne le développement des achats aux secteurs protégé et adapté. Dès 2011, cette action a été identifiée comme incontournable afin de développer le taux d'emploi du Groupe et viser à fin 2015 les 6 % d'obligation d'emploi. Fin 2012, un plan d'action triennal baptisé «Handy-Achat» a été mis en œuvre ayant pour objectif d'essayer le plus largement possible la politique d'achats responsables du Groupe et de sensibiliser chaque prescripteur interne. Début 2013, la DRH Groupe et la Direction des Achats ont développé un site extranet dédié aux achats aux secteurs protégé et adapté et chaque entité du Groupe a décliné

sur le terrain une campagne de promotion interne de cet outil et plus largement la sensibilisation auprès des acteurs internes. Cette action a déjà porté ses fruits puisqu'entre 2012 et 2013, le volume des achats auprès des ESAT (Établissement de Services et d'aide par le travail) et Entreprises Adaptées a progressé de plus de 23 % pour atteindre 10 millions d'euros. Ceci correspond à l'emploi indirect de 369 ETP de personnes handicapées.

GDF SUEZ a renouvelé en mars 2013 et pour une durée de 3 ans son partenariat avec le *Belgian Paralympic Committee*. Ce partenariat est destiné à promouvoir l'employabilité et la mise à l'emploi de jeunes sportifs avec un handicap physique au sein des filiales belges du groupe GDF SUEZ en leur permettant de travailler suivant des horaires et de conditions adaptés, tout en poursuivant leur carrière sportive de haut niveau (Jeux Paralympiques, Championnats Mondiaux...). Ce partenariat a été cosigné par les ministres des Sports, le Secrétaire d'État à la Personne Handicapée, les Ligues sportives et le Groupe GDF SUEZ.

En juin 2014 un partenariat a été signé en Belgique avec la ligue Handisport Francophone pour une meilleure insertion professionnelle des jeunes pratiquant le 5-a-side (anciennement cécifoot).

Insertion et accompagnement vers l'emploi

Le Groupe a signé avec le ministère de la Ville en France la charte «entreprises et quartiers» pour l'employabilité des jeunes, au niveau national et régional. Le Président du Groupe a aussi remis au Président de la République 150 propositions pour développer l'emploi des jeunes et l'esprit d'entreprendre.

De même, le Groupe participe activement à plusieurs projets innovants autour du sport comme levier et vecteur d'insertion sociale et professionnelle. Environ 100 jeunes de quartiers difficiles ont ainsi été accompagnés vers l'emploi ou la formation à l'issue du programme 2013-2014.

Depuis 2013, la **FAPE GDF SUEZ** (Fondation Agir Pour l'Emploi du Groupe GDF SUEZ), sous l'égide de la Fondation de France, a permis au Groupe de renforcer son engagement en faveur de l'insertion sociale et professionnelle des personnes en grandes difficultés ou en situation d'exclusion. Les ressources de la Fondation proviennent des dons des salariés et retraités du Groupe abondés à 100 % par leurs entreprises. Grâce à la solidarité des donateurs, 400 000 € ont été attribués depuis 2013 en faveur de 28 projets présentés par des structures d'insertion.

3.2.3 Relations sociales

3.2.3.1 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)

Le CEE de GDF SUEZ a été institué par l'accord du 6 mai 2009, signé par tous les partenaires sociaux européens et amendé le 23 juillet 2013 pour tenir compte de la déconsolidation de SUEZ Environnement.

Composé de 40 membres représentant les 125 899 salariés répartis en Europe, il a pour objectifs de développer et renforcer le dialogue social européen, garantir une représentation équilibrée entre les pays et les grands métiers du Groupe et développer un dialogue social au niveau de ces grands métiers. Un secrétariat de treize membres représentant huit pays se réunit une fois tous les deux mois.

En 2014, cinq réunions plénières du CEE se sont tenues, ainsi que six réunions du secrétariat du CEE et dix réunions de groupes de travail métiers ou thématiques.

Le Comité de Groupe France

Un accord signé le 2 juin 2009 a donné naissance au Comité de Groupe France. Cette instance représente plus de 74 000 salariés en France. En 2014, deux réunions se sont tenues.

3.2.3.2 Accords collectifs Groupe

Au niveau mondial, le 13 mai 2014, un accord sur la santé/sécurité est venu réaffirmer l'ambition du Groupe par rapport à l'accord européen conclu en 2010.

Au plan européen, une négociation sur la qualité de vie au travail a abouti à un accord le 27 novembre 2014 sur l'amélioration de la qualité de vie au travail, proposant une méthode d'analyse et d'élaboration de plans de progrès en fonction des besoins et du contexte de chaque société.

En France, un accord sur le contrat de génération a été conclu en 2013 et porte effet en 2013, 2014 et 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 juin 2014, l'accord contrat de génération a, d'ores et déjà, permis le recrutement de près de 3 900 jeunes en CDI en France, l'accueil et la formation d'alternants dans le Groupe à hauteur d'environ 4,4 % des effectifs, le recrutement de collaborateurs de plus de 50 ans en CDI, à hauteur de 6,7 % des recrutements CDI France et le maintien de salariés de plus de 55 ans dans l'emploi, avec une présence à hauteur de 12,9 % dans les effectifs France.

En 2014, comme auparavant, l'application des différents accords a été suivie par des comités en charge de valoriser les bonnes pratiques associées.

3.2.3.3 Implication dans l'Observatoire Social International

GDF SUEZ soutient l'Observatoire Social International («OSI») et ses travaux sur le bien-être au travail, la valorisation des politiques de capital humain et les managers. En 2014, l'OSI a organisé une dizaine de réunions publiques sur différents thèmes (développement et capital

humain, management et coopération, RSE et contrat social, transformation de la vie au travail...) et un symposium au Chili sur l'accessibilité sociale des grands projets. Il a aussi installé une délégation en Chine.

3.2.4 Épargne salariale

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 GDF SUEZ SA.

Plans Épargne

En France : depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe GDF SUEZ en France ⁽¹⁾ peuvent accéder à un dispositif de Plan d'Épargne Groupe (PEG) regroupant les fonds d'actionnariat salarié ainsi qu'une large gamme de supports dédiés d'épargne diversifiée.

Hors de France : des dispositions sont également en place dans certains pays pour permettre aux salariés de constituer une épargne dans des conditions adaptées à leur législation locale.

Plans Épargne Retraite

En France : depuis 2010, chaque salarié du Groupe peut se constituer, à son rythme, une épargne en vue de la retraite en effectuant des versements sur le Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO) groupe GDF SUEZ.

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) Solidaire GDF SUEZ 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.

GDF SUEZ SA et l'ensemble des organisations syndicales représentatives ont signé le 24 juin 2014 un nouvel accord d'intéressement pour la période 2014-2016. Le montant versé en 2014 au titre de l'intéressement 2013 est de 21,2 millions d'euros. L'accord mettant en place un régime de participation des salariés aux résultats de GDF SUEZ SA a été signé le 26 juin 2009. L'application de la formule légale de calcul de la participation au titre de l'exercice 2013 conduit à l'absence de versement en 2014.

3.2.5 Participation des salariés dans le capital - actionnariat salarié

GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ. En 2014, elle s'est traduite par une augmentation de capital réservée aux salariés en France et à l'international ⁽²⁾, en application des quinzième et seizième résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 28 avril 2014. Les salariés ont pu souscrire à l'augmentation de capital qui leur était réservée au sein du Plan d'Épargne Groupe (PEG) ou du Plan d'Épargne Groupe International (PEGI) de GDF SUEZ au travers du plan d'actionnariat salarié «Link 2014». Comme en 2010, deux formules de souscription ont été proposées : l'une «classique» est exposée aux variations de l'action GDF SUEZ, l'autre à effet de levier garantit le capital et un rendement minimum. Les salariés ont bénéficié d'une décote de 20 % sur le prix de l'action. Dans la formule classique, ils ont également bénéficié d'un abondement sous la forme d'une attribution gratuite d'actions, dont la règle a été la suivante : pour les 10 premières actions souscrites, 1 action offerte par action souscrite et, pour les 40 actions souscrites suivantes, 1 action offerte pour 4 actions souscrites, soit un abondement maximum de 20 actions gratuites pour 50 actions souscrites. Pour des raisons juridiques et fiscales, l'attribution gratuite d'actions supplémentaires a été réalisée selon des modalités différentes en France et hors de France :

- en France, conformément aux dispositions de l'article L. 3332-21 du Code du travail et à l'autorisation donnée par l'Assemblée Générale Mixte du 28 avril 2014 dans sa quinzième résolution, des actions ont été attribuées gratuitement par GDF SUEZ en substitution à l'abondement de l'employeur, conformément aux modalités mentionnées dans le PEG tel que modifié le 24 juin 2014 ;
- hors France, les salariés ont reçu des droits à l'attribution gratuite d'actions dont le nombre a été déterminé en fonction du nombre d'actions souscrites dans le cadre de la formule classique selon les mêmes modalités qu'en France. Ces droits à l'attribution gratuite d'actions ont été attribués conformément aux dispositions des articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce et à l'autorisation donnée par l'Assemblée Générale Mixte du 28 avril 2014 dans sa vingtième résolution. Le Conseil d'Administration a décidé des conditions d'attribution et a adopté le règlement du plan d'attribution gratuite d'actions en date du 30 juillet 2014.

L'offre réservée aux salariés a conduit à une augmentation de capital de 329,7 millions d'euros en date du 11 décembre 2014 (22,46 millions de titres nouveaux souscrits par plus de 32 000 salariés dans 32 pays). À fin 2014, les salariés auront bénéficié d'attributions gratuites d'actions pour un total d'environ 21 millions d'actions depuis le premier plan en 2007. Sur ce total, 7,4 millions d'actions sont dans la période d'acquisition des plans respectifs, soit 0,30 % du capital de GDF SUEZ.

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

(2) L'offre a été proposée aux salariés de GDF SUEZ SA, ainsi qu'aux salariés des filiales (hors GRTgaz) dans 32 pays incluses dans le périmètre de consolidation par intégration globale du groupe GDF SUEZ ou dont la majorité du capital social est détenue directement ou indirectement par GDF SUEZ SA.

Fin 2014, les salariés détenaient 3,18 % du capital, dont 2,62 % 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.

ORS 2015

La cession de 75 000 000 actions GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ 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, toutes deux exposées aux variations de l'action GDF SUEZ :

- une formule dans le cadre du PEG (PEGI pour l'international) : cette formule est assortie d'un abondement en actions gratuites doublé par rapport à celui offert dans la formule Classique de Link 2014 : pour les 20 premières actions souscrites, 1 action offerte par action souscrite et, pour les 80 actions souscrites suivantes, 1 action offerte pour 4 actions souscrites, soit un abondement maximum de 40 actions gratuites pour 100 actions souscrites (blocage des actions pendant une durée de 5 ans). Pour des raisons juridiques et fiscales, l'attribution gratuite d'actions supplémentaires est réalisée selon des modalités différentes en France et hors de France. Hors de France, les actions sont attribuées par GDF SUEZ dans le cadre d'un plan d'attribution gratuite d'actions approuvé par le Conseil d'Administration du 10 décembre 2014 conformément à l'autorisation donnée par l'Assemblée Générale Mixte du 28 avril 2014 dans sa vingt-et-unième résolution ;
- une formule hors plan d'épargne, les actions GDF SUEZ proposées étant détenues directement sur un compte nominatif (incessibilité des actions pendant une durée de 2 ans). Cette formule ne permet pas de bénéficier d'un abondement.

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 GDF SUEZ a été offert dans le cadre de cette offre, et 1 360 000 actions ont été acquises par plus de 22 000 souscripteurs (à noter que GDF SUEZ 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).

3.2.6 Politique de santé et sécurité

3.2.6.1 Résultats

Après plusieurs années d'amélioration continue, les résultats en matière d'accidents des salariés du Groupe ont poursuivi leur progression en 2014 :

- au niveau des accidents de travail avec :
 - un taux de fréquence de 4,1, en dessous de l'objectif fixé (TF < 4,4 fin 2014) et en diminution de 49 % par rapport à 2008 (de 8 à 4,1) et de 7 % par rapport à 2013,
 - un taux de mortalité de 0,9 (par rapport à 2 en 2008 et 0 en 2013),
 - un taux de gravité de 0,20 en diminution de 39 % par rapport à 2008 (de 0,33 à 0,20) et de 9 % par rapport à 2013 ;
- au niveau des accidents de trajet avec un indice de fréquence de 3,1 en 2014 (en diminution par rapport à 5 en 2010 et 4 en 2013).

En santé au travail, la durée du nombre d'heures d'absentéisme pour raison médicale par salarié par an est stable à 63 et le nombre

de nouveaux cas de maladies professionnelles passe de 133 en 2013 à 150 en 2014.

Les résultats d'accidentologie du travail des prestataires extérieurs et intérimaires sont en voie d'amélioration ; 5 décès par accidents de travail ont été comptabilisés en 2014 contre 11 en 2013.

3.2.6.2 Objectifs fixés et actions de progrès engagées

Les objectifs quantitatifs de progrès pour la période 2010-2015 ont été fixés. Ils 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 2014.

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 Exécutif 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 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 et des syndicats mondiaux: Accord européen santé sécurité au travail signé à Paris le 23 février 2010 et Accord mondial sur la santé et la sécurité au travail signé le 13 mai 2014 à Santiago du Chili.

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 2014, un guide a été mis à disposition des managers. Il revisite les principaux leviers managériaux, abordés sous l'angle d'actions concrètes pour faire évoluer les pratiques managériales (réunions d'équipe, engagement, visites terrain, reconnaissance...) essentielles pour faire respecter «nos règles qui sauvent» et ainsi contribuer à transformer dans son ensemble la culture santé-sécurité du Groupe.

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 *INCOME* 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. Une trentaine de contrôles ont été réalisés en 2014 avec un focus particulier sur la sous-traitance, la qualité des visites managériales de sécurité et l'application des «Règles qui Sauvent». Il est apparu suite à ces contrôles que la démarche des Visites Managériales de Sécurité se généralise et constitue un levier de progrès important dans la réduction des accidents.

En complément à ces dispositions, le Groupe donne une place importante aux leviers d'amélioration que représentent le *benchmark* et le retour d'expérience.

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 planifier des mesures pour atteindre ces objectifs.

Enfin, à 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.

Formation

Les efforts conséquents en matière de formation se sont poursuivis en 2014. 28,5 % du nombre total des heures de formation ont été consacrées à la Qualité, à la Sécurité et à l'Environnement («QSE») et près de 1 100 managers ont bénéficié de la formation Groupe en matière de leadership en santé-sécurité mise en œuvre par GDF SUEZ University.

Sensibilisation et partage de pratiques

Différents dispositifs sont utilisés pour renforcer la culture santé-sécurité de chaque collaborateur du Groupe dont *Reflex*, le magazine interne santé-sécurité (édité à 168 000 exemplaires en huit langues), qui relaye les bons gestes et comportements à adopter au quotidien.

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

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

Le Groupe favorise le travail d'experts en réseau pour l'échange de solutions concrètes, au travers de l'intranet, de clubs d'expertise ou de communautés de pratiques, de la newsletter trimestrielle *Prévention News*, ou du *marketplace* lors de la convention annuelle de la filière santé-sécurité.

Lancée en avril lors de la journée mondiale santé-sécurité au travail et relayée à l'occasion de la semaine européenne de la santé-sécurité, la campagne de sensibilisation annuelle du Groupe en matière de santé-sécurité 2014 a porté sur la prévention des Troubles Musculo-Squelettiques («TMS»). Expositions, conférences et ateliers se sont succédé pour permettre aux collaborateurs de mieux s'approprier l'espace de travail, d'apprendre les bons gestes de manutention et de mettre en œuvre des conseils et exercices d'étirements.

3.2.6.3 Dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés et les organisations syndicales, encadré par un accord collectif Groupe sur les principes fondamentaux de santé-sécurité s'est poursuivi en 2014 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, en France, se sont à nouveau réunis en 2014 pour suivre la mise en place des engagements.

Deux nouveaux accords collectifs Groupe ont été signés en 2014. Ils traduisent la volonté de poursuivre une démarche de progrès et de renforcer les engagements santé-sécurité pris depuis plusieurs années au niveau européen :

- l'accord mondial santé-sécurité signé en mai 2014 par le Président-Directeur Général et des Fédérations Syndicales Mondiales ;
- l'accord européen d'amélioration de la qualité de vie au travail signé en novembre 2014 par le Président-Directeur Général et les Fédérations Syndicales Européennes des salariés (voir 3.2.3.2).

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

3.2.7 Données sociales

	Loi Grenelle 2	GRI	Branche Énergie Europe			Branche Énergie International		
			2014	2013	2012	2014	2013	2012
Emploi								
EFFECTIF TOTAL ■■	1.A	LA1	24 811	26 015	27 194	10 416	10 756	10 806
Répartition par zone géographique ■■	1.A	LA1						
France	1.A	LA1	11 179	11 521	12 038			
Belgique	1.A	LA1	5 884	6 416	6 797	65	59	
Autre Union européenne	1.A	LA1	7 748	8 078	8 359	961	1 020	1 117
Autres pays d'Europe	1.A	LA1						
Total Europe	1.A	LA1	24 811	26 015	27 194	1 026	1 079	1 117
Amérique du Nord	1.A	LA1				2 110	2 122	2 239
Amérique du Sud	1.A	LA1				3 048	3 321	3 327
Asie - Moyen Orient - Océanie	1.A	LA1				4 232	4 234	4 123
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	6 306	6 580	6 803	2 880	2 689	2 097
Non-cadres ■■	1.A	LA1	18 505	19 435	20 391	7 536	8 067	8 709
% Cadres	1.A		25,4 %	25,3 %	25,0 %	27,6 %	25,0 %	19,4 %
% Non-cadres	1.A		74,6 %	74,7 %	75,0 %	72,4 %	75,0 %	80,6 %
% 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	94,2 %	94,1 %	94,1 %	97,8 %	97,9 %	97,3 %
Autres ■■	1.A	LA1	5,8 %	5,9 %	5,9 %	2,2 %	2,1 %	2,7 %
% 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	1,6 %	2,1 %	2,7 %	2,8 %	3,2 %	3,8 %
25-29 ans	1.A	LA1	8,8 %	10,4 %	12,1 %	11,8 %	11,6 %	11,5 %
30-34 ans	1.A	LA1	16,3 %	16,6 %	16,4 %	15,1 %	15,2 %	15,9 %
35-39 ans	1.A	LA1	16,3 %	15,8 %	15,5 %	15,9 %	15,8 %	16,0 %
40-44 ans	1.A	LA1	15,7 %	16,0 %	16,0 %	15,1 %	15,2 %	15,2 %
45-49 ans	1.A	LA1	15,3 %	14,4 %	13,4 %	13,9 %	13,6 %	13,6 %
50-54 ans	1.A	LA1	12,9 %	12,8 %	12,9 %	11,5 %	11,3 %	10,9 %
55-59 ans	1.A	LA1	10,1 %	9,8 %	9,3 %	8,6 %	8,6 %	8,2 %
60-64 ans	1.A	LA1	2,9 %	2,1 %	1,8 %	4,1 %	4,4 %	4,2 %
65 ans et +	1.A	LA1	0,1 %	0,1 %	0,1 %	1,1 %	1,1 %	0,9 %
% de restitution			100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Effectif féminin ■■	1.F	LA13	7 797	8 189	8 489	1 786	1 799	1 857
% de restitution			100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Diversité et égalité des chances								
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	1.F	LA13	31,4 %	31,5 %	31,2 %	17,1 %	16,7 %	17,2 %
% de restitution			100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	1.F	LA13	28,6 %	28,7 %	27,9 %	20,4 %	18,5 %	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	2,0 %	1,8 %	1,8 %	0,4 %	0,3 %	0,4 %

■■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2014.

(1) Groupe GDF SUEZ reprend les 6 branches d'activité et le Corporate.

(2) Périmètre : voir 3.2.7.2. Note méthodologique.

Branche Global Gaz et GNL			Branche Infrastructure			Branche Énergie Services			Branche Environnement	Groupe GDF SUEZ ⁽¹⁾			
2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2012	2014	2013	2012 recalculé sans BE	2012
2 458	1 993	1 828	17 187	17 660	18 132	94 671	87 528	78 394	79 549	152 882	147 199	139 781	219 330
917	512	478	16 968	17 439	17 912	42 550	42 251	41 900	34 067	74 156	74 214	74 955	109 022
						10 482	10 577	10 664	2 093	17 193	17 798	18 250	20 343
1 229	1 175	1 132	219	221	220	32 091	27 799	18 829	27 794	42 259	38 303	29 668	57 462
273	256	200				2 758	2 845	2 756	87	3 031	3 101	2 956	3 043
2 419	1 943	1 810	17 187	17 660	18 132	87 881	83 472	74 149	64 041	136 639	133 416	125 829	189 870
						1 963	493	548	3 367	4 073	2 615	2 787	6 154
						2 383	1 265	1 329	268	5 431	4 586	4 656	4 924
9	26	18				2 365	2 222	2 293	5 612	6 630	6 482	6 434	12 046
30	24					79	76	75	6 261	109	100	75	6 336
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
1 108	808	746	3 894	3 875	3 885	17 585	16 624	14 940	11 261	34 274	32 970	30 978	42 239
1 350	1 185	1 082	13 293	13 785	14 247	77 086	70 904	63 454	68 288	118 608	114 229	108 803	177 091
45,1 %	40,5 %	40,8 %	22,7 %	21,9 %	21,4 %	18,6 %	19,0 %	19,1 %	14,2 %	22,4 %	22,4 %	22,2 %	19,3 %
54,9 %	59,5 %	59,2 %	77,3 %	78,1 %	78,6 %	81,4 %	81,0 %	80,9 %	85,8 %	77,6 %	77,6 %	77,8 %	80,7 %
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
94,1 %	95,3 %	95,3 %	94,9 %	94,8 %	94,2 %	92,9 %	92,9 %	92,8 %	92,9 %	93,7 %	93,9 %	93,7 %	93,4 %
5,9 %	4,7 %	4,7 %	5,1 %	5,2 %	5,9 %	7,1 %	7,1 %	7,2 %	7,1 %	6,3 %	6,1 %	6,3 %	6,6 %
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	89,20 %	100,00 %	100,00 %	93,60 %	93,60 %	100,00 %	100,00 %
1,0 %	0,6 %	0,5 %	4,7 %	5,1 %	5,4 %	4,3 %	4,2 %	4,5 %	2,8 %	3,6 %	3,7 %	4,0 %	3,6 %
8,0 %	6,1 %	6,7 %	11,8 %	11,6 %	11,2 %	10,7 %	11,0 %	11,3 %	8,8 %	10,4 %	10,8 %	11,3 %	10,4 %
15,7 %	13,6 %	13,9 %	12,9 %	12,7 %	12,0 %	13,2 %	13,7 %	13,8 %	12,7 %	13,9 %	14,3 %	14,2 %	13,7 %
15,8 %	15,4 %	14,4 %	12,9 %	12,2 %	12,5 %	12,5 %	12,6 %	12,5 %	14,2 %	13,5 %	13,5 %	13,4 %	13,7 %
14,5 %	14,6 %	14,8 %	13,7 %	13,3 %	12,8 %	13,2 %	14,1 %	14,6 %	16,4 %	13,9 %	14,5 %	14,7 %	15,3 %
12,4 %	13,4 %	13,8 %	12,9 %	12,9 %	13,5 %	15,0 %	15,4 %	15,4 %	16,7 %	14,7 %	14,6 %	14,6 %	15,3 %
11,8 %	13,5 %	14,4 %	18,6 %	20,6 %	22,1 %	13,9 %	13,6 %	13,3 %	14,3 %	14,1 %	14,3 %	14,3 %	14,3 %
13,5 %	15,7 %	16,1 %	11,2 %	10,4 %	9,6 %	11,4 %	11,1 %	10,9 %	10,1 %	11,1 %	10,7 %	10,3 %	10,3 %
7,0 %	7,0 %	5,4 %	1,4 %	1,2 %	0,9 %	4,8 %	3,9 %	3,5 %	3,4 %	4,1 %	3,3 %	2,9 %	3,1 %
0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	1,0 %	0,4 %	0,3 %	0,6 %	0,7 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	89,20 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	93,60 %	100,00 %	100,00 %
633	527	484	4 079	4 099	4 200	17 268	13 796	9 793	15 691	33 044	29 826	26 306	41 997
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
25,8 %	26,4 %	26,5 %	23,7 %	23,2 %	23,2 %	18,2 %	15,8 %	12,5 %	19,7 %	21,6 %	20,3 %	18,8 %	19,2 %
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
24,3 %	25,5 %	26,1 %	29,6 %	28,4 %	28,3 %	15,8 %	16,3 %	14,9 %	27,1 %	21,9 %	21,9 %	21,5 %	23,0 %
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
1,8 %	1,8 %	1,9 %	5,0 %	5,1 %	5,6 %	2,6 %	3,1 %	3,0 %	1,6 %	2,6 %	2,9 %	2,9 %	2,5 %

	Branche Énergie Europe					Branche Énergie International		
	Loi Grenelle	GRI	2014	2013	2012	2014	2013	2012
% de restitution			100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Proportion de salariés handicapés	1.F		1,5 %	1,4 %	1,2 %	0,5 %	0,5 %	0,4 %
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	1.F		14,0 %	18,6 %	20,0 %	15,2 %	19,5 %	17,3 %
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	1.F		6,5 %	7,0 %	5,1 %	8,4 %	6,8 %	8,1 %
Mouvements de personnel et emploi								
Nombre d'embauches en CDI (à périmètre constant)	1.A	LA2	788	741	1 269	729	899	1 167
Nombre d'embauches en CDD (à périmètre constant)	1.A	LA2	1 924	1 738	1 081	197	250	261
Taux d'embauche (à périmètre constant)	1.A	LA2	10,8 %	9,5 %	8,9 %	9,0 %	10,6 %	13,4 %
% de restitution			100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Taux d'embauche CDI (à périmètre constant)	1.A	LA2	29,1 %	29,9 %	54,0 %	78,7 %	78,2 %	81,7 %
% de restitution			100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Nombre de licenciements (à périmètre constant)	1.A		419	340	nd	94	199	nd
% de restitution			100,00 %	1		100,00 %	1	
Turnover (à périmètre constant)	1.A	LA2	4,9 %	4,3 %	5,6 %	6,1 %	6,7 %	8,7 %
% de restitution			100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Turnover volontaire (à périmètre constant)	1.A	LA2	2,2 %	2,1 %	2,5 %	4,9 %	4,8 %	6,1 %
% de restitution			100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Développement professionnel								
Pourcentage d'effectif formé ■■	1.E	LA10	73,8 %	79,5 %	84,5 %	79,5 %	75,7 %	80,4 %
% de restitution			99,46 %	100,00 %	100,00 %	91,87 %	98,82 %	100,00 %
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	1.E	LA10	30,8 %	31,0 %	31,2 %	15,6 %	14,9 %	16,7 %
% de restitution			99,46 %	100,00 %	100,00 %	91,87 %	98,82 %	100,00 %
Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé :	1.E	LA10						
Cadres	1.E	LA10	26,4 %	25,5 %	25,8 %	22,9 %	16,3 %	17,2 %
Non-cadres	1.E	LA10	73,6 %	74,6 %	74,2 %	77,1 %	83,7 %	82,8 %
% de restitution			99,46 %	100,00 %	100,00 %	91,87 %	98,82 %	100,00 %
Nombre total d'heures de formation	1.E	LA10	649 530	818 958	911 598	321 486	342 711	401 376
% de restitution			99,46 %	100,00 %	100,00 %	90,60 %	98,82 %	100,00 %
Répartition des heures de formation par thème	1.E	LA10						
Technique des métiers			46,3 %	56,4 %	48,0 %	48,0 %	43,7 %	46,4 %
Qualité, environnement, sécurité			21,7 %	17,7 %	12,8 %	30,4 %	24,0 %	28,4 %
Langues			6,9 %	6,9 %	7,9 %	7,1 %	15,8 %	9,0 %
Management et développement personnel			13,4 %	nd	nd	8,6 %	nd	nd
Autres			11,7 %	19,0 %	31,3 %	5,9 %	16,5 %	16,2 %
% de restitution			99,46 %	100,00 %	100,00 %	90,60 %	98,82 %	100,00 %
Nombre d'heures de formation par personne formée	1.E	LA10	35	39	40	42	42	46
% de restitution			99,46 %	100,00 %	100,00 %	90,60 %	98,82 %	100,00 %
Nombre d'heures de formation par femme formée	1.F	LA10	28	36	32	30	37	31
% de restitution			99,46 %	100,00 %	100,00 %	90,60 %	98,82 %	100,00 %
Dépenses de formation par heure de formation (euros)	1.E	LA10	22	27	29	38	23	21

■■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2014.

(1) Groupe GDF SUEZ reprend les 6 branches d'activité et le Corporate.

(2) Périmètre : voir 3.2.7.2. Note méthodologique.

Branche Global Gaz et GNL			Branche Infrastructure			Branche Énergie Services Environnement				Groupe GDF SUEZ ⁽¹⁾			
2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2012	2014	2013	2012 recalculé sans BE	2012
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	89,22 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	93,60 %	100,00 %	100,00 %
1,4 %	1,8 %	1,6 %	3,3 %	3,0 %	3,0 %	2,1 %	2,4 %	2,3 %	1,8 %	2,0 %	2,1 %	2,0 %	1,9 %
5,9 %	3,7 %	7,0 %	29,8 %	35,4 %	32,8 %	19,6 %	22,7 %	21,9 %	14,6 %	19,1 %	22,4 %	22,0 %	19,2 %
11,1 %	15,2 %	11,7 %	4,6 %	3,1 %	3,2 %	11,6 %	8,6 %	9,8 %	11,5 %	10,3 %	7,9 %	8,3 %	9,5 %
153	217	171	718	710	1 221	6 828	5 796	7 154	6 698	9 347	8 423	11 096	17 794
54	44	49	584	484	728	5 201	4 791	4 988	8 081	8 090	7 365	7 232	15 313
10,1 %	13,4 %	12,1 %	7,5 %	6,7 %	10,9 %	13,7 %	13,6 %	15,7 %	18,7 %	11,9 %	11,4 %	13,3 %	15,3 %
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
73,9 %	83,1 %	77,7 %	55,1 %	59,5 %	62,7 %	56,8 %	54,7 %	58,9 %	45,3 %	53,6 %	53,4 %	60,5 %	53,7 %
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
11	8	nd	4	21	nd	2 235	1 978	nd	nd	2 770	2550	nd	nd
100,00 %	1		100,00 %	1		100,00 %	100,00 %			100,00 %	1		
2,9 %	4,0 %	3,2 %	1,9 %	1,5 %	1,7 %	7,3 %	6,7 %	7,0 %	6,5 %	6,0 %	5,5 %	6,0 %	6,2 %
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
2,3 %	3,4 %	3,0 %	1,8 %	1,3 %	1,5 %	3,8 %	3,5 %	3,8 %	3,4 %	3,3 %	3,0 %	3,4 %	3,4 %
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
71,6 %	76,0 %	75,3 %	70,1 %	70,9 %	73,7 %	64,8 %	63,7 %	61,5 %	68,4 %	68,1 %	68,5 %	69,1 %	68,8 %
84,47 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	85,33 %	99,28 %	99,14 %	100,00 %	90,07 %	99,50 %	99,52 %	99,69 %
26,7 %	24,4 %	26,8 %	20,3 %	19,7 %	18,9 %	10,0 %	9,5 %	9,5 %	20,4 %	17,0 %	17,0 %	17,6 %	18,6 %
84,47 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	85,33 %	99,28 %	99,14 %	100,00 %	90,07 %	99,50 %	99,52 %	99,69 %
42,8 %	40,0 %	42,7 %	20,8 %	20,4 %	19,1 %	19,2 %	18,8 %	19,0 %	15,1 %	22,7 %	21,6 %	21,9 %	19,4 %
57,2 %	60,0 %	57,3 %	79,2 %	79,6 %	80,9 %	80,8 %	81,2 %	81,1 %	84,9 %	77,3 %	78,4 %	78,1 %	80,6 %
84,47 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	85,33 %	99,28 %	99,14 %	100,00 %	90,07 %	99,50 %	99,52 %	99,69 %
67 155	66 468	64 848	465 768	471 333	514 439	1 445 310	1 317 964	1 344 538	1 329 305	2 997 908	3 071 401	3 285 594	4 614 899
84,47 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	85,33 %	99,28 %	98,31 %	100,00 %	89,98 %	99,50 %	99,05 %	99,40 %
36,1 %	48,5 %	45,3 %	46,3 %	53,1 %	49,9 %	46,0 %	48,9 %	49,5 %	27,2 %	45,8 %	50,5 %	49,1 %	42,8 %
31,8 %	28,0 %	31,4 %	19,9 %	23,7 %	24,2 %	34,6 %	34,6 %	33,1 %	36,8 %	28,5 %	26,6 %	25,0 %	28,4 %
10,3 %	8,9 %	11,8 %	3,0 %	2,8 %	2,7 %	3,8 %	3,1 %	3,8 %	7,8 %	5,1 %	5,9 %	5,6 %	6,2 %
13,5 %	nd	nd	20,9 %			7,5 %	nd	nd	nd	11,3 %	nd	nd	nd
8,4 %	14,6 %	11,6 %	9,9 %	20,4 %	23,2 %	8,0 %	13,4 %	13,6 %	28,3 %	9,3 %	17,0 %	20,3 %	22,6 %
84,47 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	85,33 %	99,28 %	98,31 %	100,00 %	89,98 %	99,50 %	99,05 %	99,40 %
46	45	48	38	37	39	28	26	28	24	32	32	34	31
84,47 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	85,33 %	99,28 %	98,31 %	100,00 %	89,98 %	99,50 %	99,05 %	99,40 %
39	46	43	38	30	33	24	22	25	24	29	31	30	28
84,47 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	85,33 %	99,28 %	98,31 %	100,00 %	89,98 %	99,50 %	99,05 %	99,40 %
58	67	66	60	65	61	30	26	28	22	NS	NS		NS

			Branche Énergie Europe			Branche Énergie International		
			2014	2013	2012	2014	2013	2012
Loi Grenelle 2	GRI							
% de restitution			99,46 %	100,00 %	100,00 %	89,79 %	97,82 %	100,00 %
Dépenses de formation par personne formée (euros)	1.E	LA10	779	1 076	1 134	1 622	976	959
% de restitution			99,46 %	100,00 %	100,00 %	89,79 %	97,82 %	100,00 %
Conditions de travail								
Jours d'absence par personne	1.B	LA7	15	15	15	6	6	6
% de restitution			99,62 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Heures supplémentaires	1.B	LA7	1,2 %	1,5 %	1,6 %	7,2 %	7,0 %	7,4 %
% de restitution			99,62 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %
Sécurité au travail ⁽²⁾								
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)			1	0	0	0	0	0
	1.A	LA1						
Taux de fréquence			2,5	3,9	4,8	0,7	0,8	0,8
Taux de gravité (selon référentiel français)			0,11	0,18	0,24	0,03	0,02	0,03
Taux de gravité (selon référentiel OIT)			0,06	0,11	0,13	0,03	0,02	0,02
% de restitution			100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle			11	17		0	6	
Rémunérations								
	1.A							
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays		Salaire minimum légal annuel 2014 en €	2014	2013	2012	2014	2013	2012
France	17 345		1,51	1,49	1,52			
Belgique	18 022							
Espagne	9 034		4,41	4,36	4,63		4,09	4,13
Pays-Bas	17 827		2,62	2,82	2,64			
Royaume Uni	15 013					2,06	2,18	2,30
Luxembourg	23 052							
Roumanie	2 281		4,26	5,15	4,76			
Pologne	4 853		3,53	3,53	4,01			
République tchèque	3 719							
Hongrie	4 100		2,57	3,04	3,46			
Slovaquie	4 224							
Portugal	6 790						5,81	5,56
Grèce	8 205							
Slovénie	9 470							
Turquie	4 341					4,83	4,73	5,32
États-Unis	10 935					7,62	6,78	6,79
% de restitution			98,52 %	98,49 %	98,53 %	21,72 %	21,76 %	22,93 %

■ ■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2014.

(1) Groupe GDF SUEZ reprend les 6 branches d'activité et le Corporate.

(2) Périmètre : voir 3.2.7.2. Note méthodologique.

Branche Global Gaz et GNL			Branche Infrastructure			Branche Énergie Services Environnement				Groupe GDF SUEZ ⁽¹⁾			
2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2012	2014	2013	2012 recalculé sans BE	2012
84,47 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	78,69 %	98,61 %	99,14 %	100,00 %				
2 686	3 013	3 143	2 292	2 427	2 370	842	701	788	537	NS	NS		NS
84,47 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	78,69 %	98,61 %	99,14 %	100,00 %				
11	10	11	17	15	14	11	11	11	12	NS	NS		NS
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	99,37 %	99,60 %	100,00 %				
1,5 %	1,7 %	1,6 %	2,4 %	2,3 %	2,5 %	2,7 %	2,5 %	2,8 %	4,3 %	NS	NS		NS
100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %	99,37 %	99,60 %	100,00 %				
0	0	0	0	0	0	1	0	0	5	2	0	0	5
1,5	0,6	0,7	3,0	3,3	3,0	5,2	5,5	5,7	13,3	4,1	4,4	4,6	7,6
0,03	0,01	0,01	0,11	0,11	0,09	0,27	0,27	0,34	0,60	0,20	0,21	0,25	0,37
0,02	0,01	0,01	0,07	0,08	0,08	0,18	0,17	0,16	0,39	0,13	0,13	0,13	0,22
100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
0	0	0	1	1	5	138	109	59	42	150	133	64	106
2014	2013	2012	2014	2013	2012	2014	2013	2012	2012	2014	2013		2012
			1,62	1,65	1,70	1,47	1,45	1,47	1,60	NS	NS		NS
						2,05	1,95	2,00	1,51				
						2,99	3,03	3,06	2,87				
4,61	3,84	3,71				1,82	1,90	1,88	2,09				
			2,36	2,19	2,01	1,18	2,53	2,73	2,07				
						1,72	1,72	1,79	1,48				
						3,56	4,19	3,52	4,61				
						2,35	3,54	3,76	2,18				
						3,51	3,80	3,80	2,21				
						3,07	2,73	3,13					
						2,28	2,31	2,30	2,16				
						2,89	2,66	2,63	1,94				
						1,98	2,23	2,12					
									3,28				
									2,52				
						2,49			4,31				
45,52 %	45,71 %	49,52 %	100,00 %	100,00 %	98,80 %	80,49 %	82,07 %	81,74 %	77,30 %				

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 GDF SUEZ, 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 GDF SUEZ, 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.

Deux 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* de GDF SUEZ.

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 6 branches d'activité et le Corporate (comprenant respectivement 3 339, 3 247 et 3 427 salariés en 2014, 2013 et 2012).

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 données 2012 ont été recalculées sans la branche Environnement à des fins de comparaison.

- 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 2013 sont issues d'Eurostat.

En complément, l'évolution des charges de personnel est dans le chapitre 6.2 Note 7.2.

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 de distribution GrDF qui travaille en service commun avec ERDF ne prend en compte que la part «gaz» des heures travaillées.

Les pratiques des autorités et les réglementations quant à la communication du nombre de maladies professionnelles aux entreprises diffèrent selon les pays (par exemple, la Belgique où l'information n'est que partiellement disponible). Cela entraîne des divergences dans le mode de calcul de ces informations par les filiales du Groupe. Un effort de sensibilisation auprès des entités du Groupe est porté depuis 2013 pour harmoniser la donnée publiée.

3.3 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

GDF SUEZ est confronté aux principaux enjeux environnementaux : le changement climatique, la qualité et la disponibilité des ressources naturelles – air, eau, sols et ressources énergétiques, la protection de la biodiversité et des écosystèmes. Si les métiers du Groupe peuvent générer des améliorations de la qualité de l'environnement, ils ont parfois un impact sur les milieux et les ressources naturelles que le Groupe s'attache à mesurer et à réduire dans un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions de GDF SUEZ dans ce domaine sont repris dans la politique environnementale du Groupe (page 16 <http://www.gdfsuez.com/analystes-rse/politique>) et se retrouvent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. Une équipe du siège, en charge de l'expertise et de la coordination, est spécifiquement affectée à la responsabilité environnementale sous l'autorité du Directeur Environnement. Elle peut s'appuyer 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.

En outre, 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.

Ce cadre permet de porter une appréciation pertinente sur la performance environnementale du Groupe et d'identifier les points d'amélioration pour la proposition de plans d'action si nécessaire.

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.

3.3.2 Le management environnemental ⁽¹⁾

À la clôture de l'exercice 2014, les entités ayant publié une politique ou une déclaration d'engagement environnemental représentaient 98,04 % 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. Ces SME peuvent ensuite, lorsque cela se justifie, faire l'objet d'une certification externe. Au 31 décembre 2014, 71,1 % du CA pertinent étaient couverts par des SME certifiés (certifications ISO 14001, enregistrements EMAS, certifications ISO 9001 version 2000 avec volet environnement et certifications locales).

POURCENTAGE DU CHIFFRE D'AFFAIRES PERTINENT COUVERT

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2014		GDF SUEZ 2014	GDF SUEZ 2013
	(% CA pertinent)			
Par une certification EMAS ■■	99,74 %		11,8 %	14,6 %
Par une certification ISO 14001 (non EMAS) ■■	98,71 %		55,1 %	52,7 %
Par d'autres certifications SME externes	99,69 %		4,2 %	2,9 %
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES			71,1 %	70,2 %
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	99,68 %		12,9 %	14,1 %
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES			84,2 %	84,3 %

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2014.

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 jugé plus opportun de définir leur propre standard de système de management pour l'adapter à leurs activités et le reconnaître en interne. En complément de ces Systèmes de Management Environnementaux (SME), GDF SUEZ applique un système d'autoévaluation dynamique de la maturité des processus de prise en compte de l'environnement permettant aux sites opérationnels

d'identifier aisément les axes d'amélioration, d'évaluer l'adéquation de leur système de gestion environnementale aux circonstances locales et d'évaluer leur progrès relatif. Ce système leur permet également un suivi des progrès réalisés ainsi qu'une analyse comparative avec d'autres sites du Groupe du même domaine d'activité ou non.

Il faut noter que la mise en place de SME internes et externes s'accompagne de sessions de sensibilisation et de formation en lien avec les problématiques environnementales rencontrées dans les activités des personnels ciblés.

(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, GDF SUEZ 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 du Centre, réalisent des audits environnementaux pour vérifier que la réglementation environnementale est respectée sur le terrain et évaluer les risques environnementaux majeurs.

Un système de lettres de conformité environnementale garantit l'implication du management opérationnel : il s'engage à fournir une information de qualité, conforme au référentiel, contrôlée, vérifiée et validée.

Éléments méthodologiques sur le *reporting* environnemental 2014

Le *reporting* environnemental de GDF SUEZ 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 GDF SUEZ.

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 à 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 de GDF SUEZ 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 2014, afin d'assurer la livraison de l'ensemble des données attendues dans les délais impartis, des méthodes d'estimation ont été définies pour les données qui n'auraient pas été disponibles sur les 12 mois de l'année calendaire ;
3. GDF SUEZ 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. GDF SUEZ 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 nouveaux indicateurs se répartissent en quatre catégories : Prélèvement, Rejet, Consommation, Réutilisation/Recyclage. En 2014, des clarifications ont encore été apportées pour améliorer la compréhension de ces indicateurs ;

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 (4th Assessment Report - 2007). 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. §3.3.4.8) sont basés sur la notion de site prioritaire. 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.

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 méthaniers, y compris les impacts et les consommations, ont été assimilées à celles d'un site en exploitation et sont donc rapportées comme telles. Les navires pris en compte sont ceux pour lesquels le groupe GDF SUEZ détient une part majoritaire ou ceux exploités par une filiale détenue majoritairement par GDF SUEZ 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, GDF SUEZ Neptune (SRV), GDF SUEZ Point Fortin, Grace Acacia, Grace Barleria, BW GDF SUEZ Brussels. 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 (GWhth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe et à 0,25 pour les incinérateurs ;

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. GDF SUEZ participe activement aux travaux de la société civile sur ce sujet, apportant son expérience opérationnelle dans les négociations à tous les niveaux. Cette expérience est aussi mise à disposition 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 2014, les émissions de gaz à effet de serre dits «GES» (Scope 1 hors émissions tertiaires) s'élèvent pour le Groupe à 131 millions de tonnes eq. CO₂ ⁽¹⁾.

GDF SUEZ s'est fixé un objectif de réduction du taux d'émissions spécifiques de CO₂eq de 10 % entre 2012 et 2020. Par rapport aux 443,1 g CO₂eq/kWh en 2012, le taux d'émission à fin 2014 est de 434.2 g CO₂eq/kWh.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2014 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2014	GDF SUEZ 2013
Émissions totales directes de GES – Scope 1 ■■	96,89 %	131 154 736 t CO ₂ eq.	141 984 778 t CO ₂ eq.
Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie		434.2kg CO ₂ eq./MWheq	425,1 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – exploration, production de gaz		5,7 kg CO ₂ eq./MWheq	4,9 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz		1,3 kg CO ₂ eq./MWheq	1,0 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)		0,9 kg CO ₂ eq./MWheq	0,8 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers		3,2 kg CO ₂ eq./MWheq	1,9 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz		2,45 kg CO ₂ eq./MWheq	3,8 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz par bateau		10,8 kg CO ₂ eq./MWheq	9,4 kg CO ₂ eq./MWheq

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2014.

GDF SUEZ a mis en place un groupe de travail pour mieux évaluer les principaux risques liés au changement climatique (augmentation des événements extrêmes, disponibilité de la ressource en eau...) et diffuse une *newsletter* interne sur l'adaptation au changement climatique afin d'informer et de partager les bonnes pratiques. Le Groupe mène une réflexion sur la manière dont il peut s'appuyer sur les dernières avancées scientifiques, à l'image du projet européen «*Extreme Events for Energy Providers*».

Le Groupe a réalisé en 2014 une première évaluation d'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).

(1) A noter que le périmètre retenu pour le reporting environnemental est spécifique (il porte sur les installations dont GDF SUEZ 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 2014 près de 15,9 GW équivalents électriques installés, soit 19,3 % du total des capacités installées du Groupe.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2014 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2014	GDF SUEZ 2013
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ■■	98,99 %	15875 MWeq	15 818 MWeq
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	98,99 %	19,7 %	18,3 %
Renouvelable – Électricité et chaleur produites ■■	98,96 %	72 036 GWheq	71 394 GWheq
Énergie produite – part du grand hydraulique		81,7 %	82,2 %
Énergie produite – part du petit hydraulique		2,0 %	2,4 %
Énergie produite – part de l'éolien		6,5 %	6,4 %
Énergie produite – part du géothermique		0,073 %	0,077 %
Énergie produite – part du solaire		0,173 %	0,079 %
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz		9,5 %	8,7 %

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2014.
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

GDF SUEZ décline une politique très complète d'offres de services énergétiques au sein de trois branches du Groupe : la branche Énergie Services, la branche Énergie Europe et la branche Energy International. En particulier la branche Énergie Services conçoit et met en œuvre des solutions d'efficacité énergétique et environnementale au travers de prestations multi-techniques, que ce soit dans le domaine de l'ingénierie, de l'installation ou des services à l'énergie. Les autres branches mènent également des actions d'économies d'énergie chez leurs clients (comme par exemple en France avec le dispositif réglementaire des Certificats d'Économie d'Énergie).

Pour les installations de production d'électricité, la performance énergétique est directement liée au rendement de l'installation qui influe sur sa rentabilité. C'est donc un axe majeur d'actions pour chaque responsable de centrale. Ainsi les améliorations apportées au parc de production permettent d'optimiser son efficacité énergétique, et ainsi la consommation de matières premières.

Enfin, en signant en 2013 la charte pour l'efficacité énergétique des bâtiments tertiaires, GDF SUEZ confirme son engagement constant dans la maîtrise des consommations d'énergie des bâtiments. Le Groupe s'est en effet doté d'une politique immobilière verte pour améliorer la performance environnementale de son parc tertiaire, politique qui se déploie dans une première phase sur la France et la Belgique et dont l'un des objectifs est la réduction de ses consommations d'énergie de 40 % à l'horizon 2020.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2014 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2014	GDF SUEZ 2013
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ■■	97,37 %	468 866,8 GWh	509 353 GWh
Part du charbon/lignite		42,1 %	39,7 %
Part du gaz naturel		49,4 %	53,1 %
Part du fioul (lourd et léger)		1,3 %	1,6 %
Part de la biomasse et du biogaz		4,3 %	3,6 %
Part des autres combustibles		2,3 %	2,0 %
Part des combustibles pour le transport		0,4 %	NA
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ■■	99,53	12 105 GWheq	12 761 GWheq
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse) ■■	98,78	41,4 %	42,36 %

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2014.

3.3.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des sept réacteurs nucléaires exploités par GDF SUEZ est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, GDF SUEZ 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 4,496 milliards d'euros à la fin 2014. 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 2014 s'élèvent à 2,681 milliards d'euros.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2014 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2014	GDF SUEZ 2013
Émissions gazeuses radioactives			
Gaz rares	100 %	37,79 TBq	34,61 TBq
Iodes	100 %	0,05 GBq	0,03 GBq
Aérosols	100 %	0,34 GBq	0,30 GBq
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	100 %	161,4 m ³	218,7 m ³
Rejets liquides radioactifs			
Émetteurs Bêta et Gamma	100 %	8,65 GBq	13,66 GBq
Tritium	100 %	76,67 TBq	80,42 TBq

3.3.5 L'eau

Acteur engagé dans la gestion de l'eau, GDF SUEZ 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. En 2014, le Groupe a poursuivi l'évaluation du stress hydrique pour les installations des activités «énergie» en complétant les résultats obtenus en 2013 par les résultats issus de l'outil *Aqueduct* développé par le World Resources Institute. Les indicateurs reportés concernent les prélèvements et les consommations d'eau liés aux processus industriels.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2014 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2014	GDF SUEZ 2013
Eau industrielle			
Prélèvement total – Eau douce	99,81 %	88,2 Mm ³	114,7 Mm ³
Prélèvement total – Eau non douce	99,77 %	19,1 Mm ³	36,9 Mm ³
Consommation totale ⁽¹⁾	99,58 %	13,8 Mm ³	23,5 Mm ³
Eau de refroidissement et de réchauffement			
Prélèvement total – Eau douce	99,96 %	5 684,1 Mm ³	6 435,6 Mm ³
Prélèvement total – Eau non douce	100 %	8 462,1 Mm ³	9 085,8 Mm ³
Consommation totale	99,9 %	121,7 Mm ³	132,6 Mm ³

(1) Baisse principalement due à des changements méthodologiques dans 3 entités.

3.3.4.6 Les déchets

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2014 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2014	GDF SUEZ 2013
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	99,69%	5 453 201 t	5 369 769 t
Cendres volantes, refiorms	100%	3 244 699 t	3 249 849 t
Cendres cendrées, mâchefers	100%	1 488 415 t	1 218 882 t
Sous-produits de désulfuration	100%	386 226 t	369 227 t
Boues	99,85%	48 522 t	24 562 t
Déchets de forage	100%	20 977 t	NA
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	99,49%	4 870 484 t	4 625 118 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	99,09%	441 925 t	410 766 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	99,12%	57 695 t	26 490 t

■■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2014

Intégrant ainsi les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, GDF SUEZ 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 une hausse des taux de valorisation des déchets non dangereux (86,1% en 2013 contre 89,2% en 2014) et des déchets dangereux (6,4% en 2013 contre 13,6% en 2014). Les sites industriels du Groupe, en France comme à l'international, 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

GDF SUEZ 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 2014 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2014	GDF SUEZ 2013
Émissions de NOx	100 %	149 401 t	155 354 t
Émissions de SO ₂	99,57	246 448 t	278 601 t
Émissions de poussières	97,28 %	14 672 t	12 947 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 triptyque «Éviter, réduire et compenser» et de continuer à bénéficier des services écosystémiques, le Groupe s'est engagé dès 2010 à intégrer la biodiversité dans sa stratégie Groupe ainsi que dans ses différents métiers. Cet engagement s'est notamment traduit par :

- la fixation d'un objectif à l'horizon 2015 pour doter d'un plan d'action ciblé chaque site prioritaire au regard de la biodiversité, situé en Europe. Les plans d'action dits «ciblés» pris en compte dans cet objectif sont ceux dont il est démontré qu'ils sont favorables à des espèces/habitats protégés ou impactés par nos activités. La priorité des sites est évaluée en fonction de la nature des activités et de la distance à des zones naturelles protégées ;
- un projet volontaire officiellement reconnu fin 2012 par le ministère français en charge de l'environnement au titre de la Stratégie Nationale pour la Biodiversité.

Dans sa démarche biodiversité, le Groupe s'appuie sur ses partenariats : le Comité Français de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN France) et France Nature Environnement (FNE). En 2014, le Groupe a fait un point d'étape sur son objectif à horizon avec le soutien de l'UICN pour mettre en perspective sa contribution à la SNB. Entre 2013 et 2014, la part de sites jugés prioritaires et disposant d'un plan d'action ciblée est ainsi passée de 35,6 % à 72,4 % à l'échelle européenne. En outre, le Groupe a mis en place un réseau interne d'échanges sur la biodiversité et développe des outils pour faciliter l'appropriation de la thématique et de l'objectif par le plus grand nombre. La gestion différenciée des espaces verts, l'introduction de plantes indigènes, les aménagements pour le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons migrateurs, la réduction des impacts des éoliennes sur l'avifaune et les chiroptères sont des exemples de mesures prises pour la protection de la biodiversité.

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 2014	Données 2013
Analyses environnementales	83,1 % CA pertinent	83,01 % CA pertinent
Plan de prévention des risques environnementaux	85,1 % CA pertinent	86,45 % CA pertinent
Plan de gestion des crises environnementales	86,3 % CA pertinent	86,40 % CA pertinent

Les plaintes et condamnations liées à un dommage environnemental ou sanitaire se sont respectivement élevées à 478 et 1, pour un montant total d'indemnisations s'élevant à 27 900 euros. Même si cela peut paraître minime au regard de la taille du Groupe et du caractère industriel de ses activités, le Groupe suit activement ces données et met en œuvre des actions pour les réduire encore. De plus, GDF SUEZ a provisionné 43 millions d'euros pour les risques afférents aux litiges liés à l'environnement. En 2014, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à 1 008 millions d'euros.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2014 (% CA pertinent)	Données 2014	Données 2013
Plaintes liées à l'environnement	99,72 %	478	66
Condamnations liées à l'environnement	99,68 %	1	8
Montant des indemnisations (en milliers d'euros)	99,72 %	27,9	127
Dépenses environnementales (en milliers d'euros)	96,64 %	1 008 105	1 153 062

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 dans la conception.

La plupart des activités du Groupe ne génèrent pas de nuisances olfactives. Toutefois le gaz naturel étant odorisé à des fins de sécurité, certaines personnes pourraient occasionnellement se sentir incommodés par cette odeur.

Pour ses projets EnR, en particulier dans éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, GDF SUEZ 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. A titre d'illustration, GDF SUEZ s'est associé, en France, au projet « Respect » lancé dans le cadre des projet éoliens en mer du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier. Ce projet, en partenariat avec Quiet Oceans, l'Université du Havre, l'Institut Langevin et l'observatoire Pelagis, vise à améliorer la connaissance des impacts biologiques liés aux empreintes sonores des projets et à réduire celles-ci 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'élèvent à 2,150 milliards d'euros en 2014 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 du sol a été réalisée sur plusieurs sites de centrales électriques et la pollution du sol a été répertoriée. Les risques ont été évalués en collaboration avec les administrations environnementales compétentes et un projet d'assainissement est mis en place partout où cela s'avère nécessaire.

GDF SUEZ 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. À compter de 2007, l'ensemble des sites est compatible d'un point de vue sanitaire avec leur usage. Aujourd'hui, lors de la cession de ces anciens sites, GDF SUEZ 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, corollaire de 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 de GDF SUEZ. 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ, 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 de GDF SUEZ, 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.

GDF SUEZ soutient les petites et moyennes entreprises et des *start-up* au travers de différents programmes mis en place sur les territoires. Le Groupe soutient également l'entreprenariat social via l'initiative GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies. Cette initiative innovante a été lancée en 2011 pour 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 GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies repose sur trois leviers d'intervention : le don, l'assistance technique et l'investissement.

Depuis sa création, le fonds d'investissement solidaire GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies a réalisé dix investissements, en France et à l'étranger pour un montant de 4,1 millions d'euros. Sur la seule année 2014, la Société a investi 3,0 millions d'euros et ce, en France (Les Toits de l'Espoir), en Belgique (LivingStones), en Italie (SO LO Energia), en Inde (Green Village Ventures, Simpa Networks) et en Ouganda (Fenix).

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.

3.4.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats

GDF SUEZ maintient un dialogue continu et proactif avec toutes ses 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 en outre par des partenariats durables sur des problématiques sociales et environnementales.

Dès 2015, ce dispositif sera renforcé par un mécanisme dédié de consultation et de concertation avec un groupe de parties prenantes représentatifs des préoccupations de la Société dans ses différentes composantes. Il sera animé par une institution indépendante spécialisée dans la relation entreprise – parties prenantes.

Au niveau international, GDF SUEZ est membre depuis 2001 du Pacte Mondial des Nations Unies. Gérard Mestrallet a présidé le réseau français du Pacte Mondial durant trois ans (2010-2013).

Pour échanger sur les bonnes pratiques de développement durable, GDF SUEZ est membre de plusieurs réseaux et associations dont le Conseil Mondial des Entreprises pour le Développement Durable et préside, aux côtés de ABB, Eskom et Schneider Electric le groupe de travail sur «l'électrification bas carbone dans les zones isolées».

En France, GDF SUEZ 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 appuie le Groupe depuis 2010 dans sa démarche de protection de la biodiversité.

Pour lutter contre la précarité énergétique GDF SUEZ est partenaire de Emmaüs France. Un troisième accord-cadre vient d'être signé pour la période 2013-2015 pour soutenir Emmaüs dans ses actions de lutte contre la précarité énergétique.

3.4.3 Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité

Dans toutes les zones géographiques dans lesquelles GDF SUEZ est présent, des actions de mécénat sociétal, de solidarité et de lutte contre la précarité sont mises en place par la Fondation d'entreprise GDF SUEZ 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 GDF SUEZ a financé 32 projets dans son programme «Énergies Solidaires» pour environ 114 000 bénéficiaires à terme. GDF SUEZ a lancé de nombreuses initiatives de solidarité et de lutte contre la précarité.

En 2014, GDF SUEZ a permis à plus de 824 000 clients de bénéficier du Tarif Spécial de Solidarité (TSS) soit une progression de près de 50 % en volume par rapport à 2013. En complément et conformément au décret du 15 novembre 2013, les clients de GDF SUEZ peuvent également bénéficier du Tarif de Première Nécessité (TPN) pour l'électricité sans changer de fournisseur. Le même décret prévoit également l'extension du nombre de bénéficiaires aux tarifs sociaux, avec la prise en compte du Revenu Fiscal de Référence comme seuil d'accessibilité. GDF SUEZ a, de fait, accompagné les pouvoirs publics pour que, à fin 2014, plus de 981 000 clients (824 000 TSS et 157 000 TPN) puissent bénéficier des TSS et TPN, pour une contribution globale annuelle de plus 57 millions d'euros.

Le Groupe participe au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) à hauteur de 6 millions d'euros par an, conformément au Contrat de service public. En 2014, environ 93 500 clients du Groupe ont bénéficié de ces aides accordées par les Conseils Généraux en 2014.

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, GDF SUEZ 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.

GDF SUEZ a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 360 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2014. Les médiateurs de ces associations, formés par GDF SUEZ, accueillent les clients en difficulté, les aident à comprendre leur facture, les conseillent sur la maîtrise de leurs dépenses d'énergie et peuvent les accompagner pour la mise en place de plans d'apurement ou les orienter vers les services sociaux pour l'instruction d'une demande d'aide. En 2014, ces partenaires ont apporté leur soutien à plus de 66 000 demandes de clients GDF SUEZ.

GDF SUEZ a mis en place une organisation dédiée pour ses clients fragiles ou en difficulté de paiement. 35 correspondants solidarité-énergie GDF SUEZ animent les relations avec les communes, départements et associations et 170 conseillers solidarité GDF SUEZ sont également dédiés au traitement des demandes des travailleurs sociaux.

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 2014, 24 000 foyers dans une vingtaine de villes françaises. Depuis le lancement d'ISIGAZ en 2006, 260 000 familles d'une centaine de villes ont ainsi été informées.

En 2009, GDF SUEZ a mis en place un Observatoire international des précarités énergétique et hydrique pour permettre l'échange de bonnes pratiques entre ses filiales. Le prochain Colloque de l'Observatoire aura lieu en 2015.

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 2014, l'implémentation de PYRAMID, la solution Achats du Groupe, s'est poursuivie ;

- professionnaliser et développer les compétences des collaborateurs de la filière Achats collaborateurs. Le dispositif de formation de la filière, appelé «Passeport Achats» a démarré en janvier 2014, et 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 ePasseport» via la plateforme de formation en ligne du Groupe ;
- mettre en œuvre une gestion du portefeuille achats par catégorie afin de développer la transversalité des stratégies au sein du Groupe ; 34 *Category Managers* ont été nommés en 2014 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 (comprenant impérativement la clause éthique, responsabilité environnementale et sociétale) préalablement négocié et signé entre les parties par l'acheteur habilité, selon les pouvoirs en vigueur.

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 de Commissaire aux comptes de la société GDF SUEZ désigné organisme tiers indépendant, accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1048 ⁽¹⁾, nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées présentées dans le rapport de gestion inclus dans le document de référence au chapitre 3 « Informations sociales, environnementales et sociétales » (ci-après les « Informations RSE »), établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 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 rapport de gestion dans les parties « Eléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2014 », « 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 d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité du commissaire aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- d'attester que les Informations RSE requises sont présentes dans le rapport de gestion ou font l'objet, en cas d'omission, d'une explication en application du troisième alinéa de l'article R.225-105 du Code de commerce (Attestation de présence des Informations RSE) ;
- d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément aux Référentiels (Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE).

Nos travaux ont été effectués par une équipe de douze personnes entre octobre 2014 et février 2015 pour une durée d'environ vingt semaines.

Nous avons conduit les travaux décrits ci-après conformément aux normes d'exercice professionnel 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 de sincérité, à la norme internationale ISAE 3000 ⁽²⁾.

Attestation de présence des Informations RSE

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 et les sociétés qu'elle contrôle au sens de l'article L.233-3 du Code de commerce avec les limites précisées dans la note méthodologique présentée aux paragraphes 3.2 et 3.3 du rapport de gestion.

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) dont la portée est disponible sur le site www.cofrac.fr

(2) ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information

Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons mené les entretiens que nous avons estimés nécessaires avec une cinquantaine de 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, 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 ⁽¹⁾ :

- au niveau de l'entité consolidante, nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les informations qualitatives (organisation, politiques, actions), nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les

informations quantitatives et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des données et nous avons vérifié leur cohérence et leur concordance avec les autres informations figurant dans le rapport de gestion ;

- au niveau d'un échantillon représentatif d'entités et des directions que nous avons sélectionnées ⁽²⁾ 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 16 % des effectifs et entre 22 % et 79 % 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.

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.

(1) *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, Proportion d'alternants dans l'effectif, Répartition par type de contrat – CDI, Répartition par type de contrat – Autres, nombre d'embauches en CDI (périmètre constant), nombre d'embauches CDD (périmètre constant), taux d'embauches, taux d'embauches CDI, nombre de licenciements, turn-over, turn-over volontaire, % des salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI, % des salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI, Salaire brut OET par rapport au minimum légal du pays (par pays), Jours d'absence par personne, Nombre total d'heures de formation, Pourcentage d'effectif formé, Nombre d'heures de formation par personne formée, Nombre de travailleurs handicapés déclarés recrutés au cours de l'année, Taux de fréquence des accidents, Taux de gravité (selon le référentiel français), Taux de gravité (selon le référentiel OIT), Nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles, Nombre d'accidents mortels (collaborateurs), Taux de fréquence annuel des accidents de travail pour les personnel intérimaire, Taux de fréquence annuel des accidents de travail pour les personnel des sous-traitants.

Informations sociétales : Achats, sous-traitance et fournisseurs

Informations environnementales : Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS, Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001, Emissions de NOx, Emissions de SO2, Emissions de poussières, Eau de refroidissement et de réchauffement - Consommation totale, Eau industrielle - Consommation totale, 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 non dangereux évacués (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Part de sites jugés prioritaires et disposant d'un plan d'action ciblée, Emissions totales directes de GES scope 1.

(2) *Informations sociales et santé sécurité* : BEI : Suez Energy North America ; BES : Axima Concept, INEO SA, Cofely Services S.A (Belgique).

Informations environnementales : BEI : Estreito, ITASA, Machadinho, Salto Osório, Salto Santiago, Jorge Lacerda, ANP Coletto Creek, Wise County Power Company, Rugeley Power Station (B Site), Saltend Cogeneration Company Limited, FHH (Guernsey) Ltd, GHECO1 (USD), Glow ENERGY Phase 1&2, Glow ENERGY Phase 5, Glow SPP 2+3 CHP, Hazelwood Power Partnership, Pelican Point Power Limited, Loy Yang B consolidated ; BEE : Electrabel, Tihange, Saint-Ghislain, GDF SUEZ Kraftwerk Farge GmbH, KW Zolling Conventional, Biomasseheizkraftwerk Zolling GmbH, GDF Suez Energia Nederland N.V. (Electrabel Nederland), Rotterdam, GDF Suez Energia Polska SA. BEE : Electrabel SA (BU, site Tihange et site Saint-Ghislain) ; Electrabel Nederland (BU et site Rotterdam) ; GDF SUEZ Kraftwerk Farge GmbH ; KW Zolling Conventional ; Biomasseheizkraftwerk Zolling GmbH ; ROSIGNANO ENERGIA SPA (ROSEN) ; ROSELECTRA ; GDF SUEZ ENERGIA POLSKA SA. BEI : Hazelwood Power Partnership ; Pelican Point Power Limited ; Loy Yang B consolidated ; Destilaria Andrade ; Estreito ; ITASA ; Machadinho ; Salto Osório ; Salto Santiago ; Jorge Lacerda ; Chilca ; ILO 1 ; ILO 2 ; GHECO1 (USD) ; Glow Energy CFB3 ; Glow ENERGY Phase 1&2 ; Glow ENERGY Phase 5 ; Glow SPP 2+3 CHP ; GLOW IPP COMPANY LTD (USD) ; Deeside Power Limited ; Rugeley Power Station (B Site) ; Saltend Cogeneration Company Limited ; Dinorwig ; Festiniog ; ANP Bellingham ; ANP Coletto Creek ; Wise County Power Company .

Réserve exprimée

Dans certaines entités visitées, l'indicateur « consommation totale d'eau industrielle » comporte une part d'erreur en raison d'une mauvaise application de la définition.

Conclusion

Sur la base de nos travaux et sous cette réserve, 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.

Neuilly-sur-Seine, le 3 mars 2015
L'un des Commissaires aux comptes,

Véronique Laurent
Associée

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 de GDF SUEZ, nous avons effectué un examen visant à nous permettre d'exprimer une assurance raisonnable sur les indicateurs environnementaux et sociaux sélectionnés par GDF SUEZ 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 2014.

Responsabilité de la société

Ces Données ont été préparées sous la responsabilité de la Direction générale de GDF SUEZ, 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 2014 » 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 ;
- 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.
- 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 ⁽²⁾ 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 53 % des effectifs et entre 36 % et 79 % des informations environnementales.

(1) ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information.

(2) Informations sociales et santé sécurité : BEE : Savelys SAS Hodling, GDF SUEZ Energy Romania ; CNR ; PPE (BtotB) ; GDF SUEZ Energie Nederland N.V. ; GDF SUEZ Energia Polska SA ; BEI : Suez Energy North America ; Tractabel Energia Consolidated ; Enersur ; BES : INEO SA ; Cofely Workplace Limited ; Axima Concept ; Cofely Fabricom SA ; Cofely Services SA ; Cofely Limited ; Cofely Italia SpA ; Cofely Centre Ouest ; Cofely Deutschland GmbH ; Cofely Sud-Ouest ; Leme Engenharia (BR) ; Fabricom AS ; B3G : GDF SUEZ E&P international – GNL statut – Siège B3G statut ; GDF Production Nederland BV ; GDF SUEZ E&P Norge AS ; BI : GrDF ; GRTGAZ ; Storengy.
Informations environnementales : BEI : Destilaria Andrade ; Chilca ; ILO 1 ; ILO 2 ; Glow Energy CFB3 ; Glow IPP Comany LTF (USD) ; Deeside Power Limited ; ANP Bellingham ; BEE : Rosignano Energia SpA (Rosen) ; Roselectra ; Dunkerque DK6 ; SHEM ; CPCU ; Cofely Services Nord-Est ; Cofely Deutschland ; SMA ; SMEG ; Terminal Fos Tonkin ; GDF SUEZ E&P Norge AS.

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.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 3 mars 2015
Les Commissaires aux comptes,

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce
Charles-Emmanuel Chosson

GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

	PAGE		PAGE
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 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	132
4.1.1 Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance	100	4.5.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	132
4.1.2 Censeur	112	4.5.2 Rémunération des dirigeants non mandataires sociaux (membres du Comité de Direction Générale et autres membres du Comité Exécutif)	142
4.1.3 Commissaire du gouvernement	113	4.5.3 Provision de retraite	143
4.1.4 Conseil d'Administration : attributions – fonctionnement – activités	113	4.5.4 Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs	143
4.1.5 Les Comités permanents du Conseil	114	4.5.5 Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	145
4.1.6 Principes et règles de détermination des rémunérations et avantages des mandataires sociaux	117	4.5.6 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties à, et levées par, chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur	148
4.1.7 Code de gouvernement d'entreprise	117	4.5.7 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur	151
4.1.8 Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société	118	4.5.8 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	155
4.1.9 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	122	4.5.9 Actions gratuites et Actions de Performance consenties aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés	156
4.2 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 GDF SUEZ	124	4.5.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2014	156
4.3 DIRECTION GÉNÉRALE	125		
4.3.1 Le Comité de Direction Générale	125		
4.3.2 Le Comité Exécutif	126		
4.4 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS, TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES, CONTRATS DE SERVICE	127		
4.4.1 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	127		
4.4.2 Transactions entre parties liées	132		
4.4.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	132		

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 pour l'année 2014 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 pour information. Il a ensuite été approuvé par le Conseil d'Administration, dans sa séance du 25 février 2015⁽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 de GDF SUEZ 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 décrite en Section 7.1.2 «Organes d'administration et de direction».

Au cours de l'exercice 2014, les mandats de Anne-Marie Mourer, Alain Beullier et Patrick Petitjean, Administrateurs représentant les salariés, sont arrivés à échéance à l'Assemblée Générale du 28 avril 2014. Anne-Marie Mourer et Alain Beullier ont été réélus à cette fonction, tandis que Patrick Petitjean a été remplacé dans ses fonctions par Philippe Lepage.

Le Conseil a pris acte de la nomination de Bruno Bézard en tant qu'Administrateur représentant de l'État, en date du 28 juillet 2014, en remplacement de Ramon Fernandez.

Le Conseil d'Administration en date du 21 octobre 2014 a décidé d'interrompre de manière anticipée le mandat de Directeur Général Délégué et les fonctions de Vice-Président de Jean-François Cirelli avec effet au 11 novembre 2014. Il a également décidé de nommer Isabelle Kocher Directeur Général Délégué, en remplacement de Jean-François Cirelli, avec effet au 12 novembre 2014.

Ce même Conseil a coopté Isabelle Kocher Administrateur, avec effet au 12 novembre 2014, en remplacement de Paul Desmarais et ce pour la durée du mandat restant à courir, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale ayant à statuer sur les comptes de l'exercice 2015.

Enfin, le Conseil d'Administration en date du 12 novembre 2014 a pris acte de la démission de Jean-François Cirelli de son mandat d'Administrateur, avec effet au 11 novembre 2014.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 17 membres, dont :

- 9 Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes ;
- 4 Administrateurs représentants de l'État français en vertu de l'article 2 du décret-loi du 30 octobre 1935 compte tenu de la participation de l'État français au capital social ; 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 7 femmes Administrateurs sur 17. 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 de GDF SUEZ comprenant 3 Administrateurs représentant les salariés, l'appréciation est faite sur une base de 14 Administrateurs dont 6 sont des femmes, soit 42,86%.

GDF SUEZ veille également à renforcer la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 17 Administrateurs, 3 ne sont pas français, soit 17,65%.

⁽¹⁾ Les évolutions de la composition du Conseil d'Administration postérieures au 25 février 2015 et proposées à l'Assemblée Générale du 28 avril 2015 sont présentées en page 123.

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 (65 ans) Président-Directeur Général	Français	16/07/2008	23/04/2012	2016	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Isabelle Kocher (48 ans) Directeur Général Délégué	Française	12/11/2014 ⁽²⁾	-	2016	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
M. Albert Frère ⁽¹⁾ (88 ans) Vice-Président	Belge	16/07/2008	02/05/2011	2015	Groupe Bruxelles Lambert 24, avenue Marnix 1000 Bruxelles (Belgique)
Mme Ann-Kristin Achleitner ⁽¹⁾ (48 ans)	Allemande	19/09/2012	-	2015	Residenzstrasse 27 80333 Munich (Allemagne)
M. Edmond Alphandéry ⁽¹⁾ (71 ans)	Français	16/07/2008	02/05/2011	2015	Compagnie Financière du Lion 73, boulevard Haussmann 75008 Paris
M. Jean-Louis Beffa ⁽¹⁾ (73 ans)	Français	20/11/2004	23/04/2012	2016	Saint-Gobain Les Miroirs 18, avenue d'Alsace 92096 La Défense Cedex
M. Aldo Cardoso ⁽¹⁾ (58 ans)	Français	20/11/2004	02/05/2011	2015	GDF SUEZ 1, place Samulel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Françoise Malrieu ⁽¹⁾ (68 ans)	Française	02/05/2011	-	2015	19, avenue Léopold II 75016 Paris
Lord Simon of Highbury ⁽¹⁾ (75 ans)	Britannique	16/07/2008	23/04/2012	2016	1, St James's Square London SW1Y 4PD (Royaume-Uni)

⁽¹⁾ Administrateur indépendant (voir Section 4.1.1.5 «Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts»)

⁽²⁾ Cooptée par le Conseil d'Administration du 21 octobre 2014 avec effet au 12 novembre 2014, en remplacement de M. Paul Desmarais.

ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANTS DE L'ÉTAT

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
M. Bruno Bézard (51 ans)	Français	28/07/2014		2016	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 Astrid Milsan (43 ans)	Française	30/07/2013	-	2016	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
M. Pierre Mongin (60 ans)	Français	09/11/2009	19/04/2012 ⁽¹⁾	2016	RATP 54, quai de la Râpée 75599 Paris Cedex 12
Mme Stéphane Pallez (55 ans)	Française	19/04/2012 ⁽¹⁾	-	2016	La Française des Jeux 126, rue Gallieni 92643 Boulogne-Billancourt Cedex

(1) Avec effet à l'issue de l'Assemblée Générale du 23 avril 2012.

ADMINISTRATEURS ÉLUS REPRÉSENTANT LES SALARIÉS

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
M. Alain Beullier (50 ans)	Français	21/01/2009	2014	2018	Elengy Terminal Méthanier BP 35 44550 Montoir-de-Bretagne
M. Philippe Lepage (50 ans)	Français	28/04/2014	-	2018	Elengy Zone Portuaire – BP 35 44550 Montoir-de-Bretagne
Mme Anne-Marie Mourer (55 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 (46 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 au 31 décembre 2014

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires

Gérard Mestrallet, né le 1er avril 1949

Gérard Mestrallet est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École Nationale d'Administration. 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, puis, en 1997, Président du directoire de SUEZ Lyonnaise des Eaux et le 4 mai 2001, Président-Directeur Général de SUEZ. Gérard Mestrallet est nommé Président-Directeur

Général de GDF SUEZ lors de la fusion de SUEZ avec Gaz de France le 22 juillet 2008. Il a été renouvelé dans ses fonctions le 23 avril 2012. 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 Chongqing, membre du Conseil international du Maire de Shanghai et de JP Morgan Chase, administrateur de l'Université Tongji (Shanghai) et Docteur Honoris Causa de l'Université de Cranfield (Royaume-Uni).

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2014	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Président-Directeur Général	Président du Conseil d'Administration de GDF SUEZ Énergie Services ⁽²⁾ , SUEZ Environnement Company ⁽¹⁾ (France), d'Electrabel ⁽²⁾ et de GDF SUEZ Energy Management Trading ⁽²⁾ (Belgique) Vice-Président du Conseil d'Administration d'Aguas de Barcelona (Espagne) Administrateur de Saint-Gobain ⁽¹⁾ (France), International Power ⁽²⁾ (Royaume-Uni) Membre du Conseil de Surveillance de Siemens AG ⁽¹⁾ (Allemagne)	Président du Conseil d'Administration de International Power ⁽²⁾ (Royaume-Uni) et de Hisusa (Espagne) Vice-Président du Conseil d'Administration d'Electrabel ⁽²⁾ (Belgique) Membre du Conseil de Surveillance d'Axa ⁽¹⁾ Administrateur de Pargesa Holding ⁽¹⁾ (Suisse) Président de la SAS GDF SUEZ Rassembleurs d'Energies ⁽²⁾

(1) Société cotée.

(2) Groupe GDF SUEZ.

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 GDF SUEZ, 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 GDF SUEZ. Le 12 novembre 2014, elle devient Administrateur, Directeur Général Délégué en charge des Opérations de GDF SUEZ.

Isabelle Kocher a été cooptée par le Conseil d'Administration du 21 octobre 2014 avec effet au 12 novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2014	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Directeur Général Délégué	Vice-Présidente d'Electrabel ⁽²⁾ (Belgique) Administrateur d'Axa ⁽¹⁾ , de GDF SUEZ Énergie Services ⁽²⁾ et de SUEZ Environnement Company ⁽¹⁾ (France), d'International Power (Royaume-Uni) ⁽²⁾	Président-Directeur Général de Eau et Force et de la Société de Distributions d'Eau Intercommunales – SDEI (France) Directeur Général de Lyonnaise des Eaux (France) Administrateur de Arkema France ⁽¹⁾ , Degremont, R+i Alliance, Safège, Sita France, Société des Eaux de Marseille (France)

(1) Société cotée.

(2) Groupe GDF SUEZ.

Albert Frère, né le 4 février 1926

Très jeune, Albert Frère s'intéresse au commerce de sa famille avant de se lancer résolument dans l'aventure industrielle. Avec ses associés, il acquiert la maîtrise de l'ensemble des entreprises sidérurgiques du bassin de Charleroi et en diversifie la production tout en modernisant leurs installations. En 1981, en association avec d'autres hommes d'affaires, il fonde Pargesa Holding, à

Genève. L'année suivante, cette société entre dans le capital de Groupe Bruxelles Lambert SA, à Bruxelles. La mise en place du bloc Pargesa-GBL s'accompagne d'une internationalisation de ses activités et d'une diversification dans trois secteurs-clés : finance, énergie/services et communication (audiovisuel).

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2014	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Vice-Président du Conseil d'Administration	Régent honoraire de la Banque Nationale de Belgique ⁽¹⁾ CEO et Administrateur Délégué de Groupe Bruxelles Lambert ⁽¹⁾ (Belgique) Président du Conseil d'Administration d'ERBE, Frère-Bourgeois, Financière de la Sambre (Belgique), Stichting Administratiekantoor Frère-Bourgeois (Pays-Bas) et de la société civile du Château Cheval Blanc (France) Vice-Président Administrateur Délégué et membre du Comité de Direction de Pargesa Holding SA ⁽¹⁾ (Suisse) Président du Conseil de Surveillance de Métropole Télévision M6 ⁽¹⁾ (France) Président honoraire de la Chambre de Commerce et d'Industrie de Charleroi (Belgique) Administrateur de LVMH ⁽¹⁾ (France), Les amis des aveugles de Ghlin (Belgique) Représentant permanent de Frère-Bourgeois, Administrateur de GBL Verwaltung SARL et de GBL Energy (Luxembourg) Représentant permanent de Beholding Belgium SA au Conseil d'Administration de groupe Arnault Membre du Conseil Stratégique de l'Université Libre de Bruxelles (Belgique) Conseiller Honoraire du Commerce Extérieur (Belgique)	Président du Conseil d'Administration de Groupe Bruxelles Lambert ⁽¹⁾ Président du Conseil d'Administration de FINGEN SA (Belgique) Administrateur de Gruppo Banca Leonardo (Italie), Raspail Investissements (France) Représentant permanent de Frère-Bourgeois, Administrateur de GBL Finance (Luxembourg) Membre du Comité International de Assicurazioni Generali SpA ⁽¹⁾ (Italie)

(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 consultant 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 2014	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité d'Audit 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 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) 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 de la Commission d'experts FLÜGGE, Ministère d'État bavarois des Sciences, de la Recherche et des Arts Membre du Groupe de Conseil Technique (TAG) du Forum Économique Mondial (WEF) Global Education Initiative – Entrepreneurship Education Présidente du Conseil Consultatif, Ashoka (Allemagne) Présidente du Board of Trustees de Berufundfamilie GmbH Présidente (2007-2009) de Förderkreis Gründungs-Forschung e.V. (FGF) Membre de la Commission d'experts «Finance» du Conseil Consultatif sur les Petites et Moyennes Entreprises du Ministère Fédéral de l'Économie et de la Technologie, Berlin

(1) Société cotée

Edmond Alphandéry, né le 2 septembre 1943

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et Agrégé de sciences économiques, Edmond Alphandéry est Professeur Émérite à l'Université de Paris II. Maire de Longué-Jumelles et Conseiller général du Maine-et-Loire jusqu'en 2008, il a été ministre de l'Économie de mars 1993 à mai 1995. Il a présidé le Conseil de

Surveillance de la CNP de 1988 à 1993 et fut Président d'Électricité de France de 1995 à 1998. De juillet 1998 à juillet 2012, il a assumé à nouveau la Présidence de CNP Assurances. 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 2014	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) Administrateur de Neovacs (France) Censeur de Crédit Agricole CIB (France) 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) Membre de l'«Advisory Committee» d'Omnès Capital (France) Membre du Conseil consultatif de Quadriple (France)	Président du Centre des Professions Financières Président du Conseil d'Administration de CNP Assurances ⁽¹⁾ Président de CNP International Administrateur de Caixa Seguros (Brésil) et de CNP Vita (Italie)

(1) Société cotée.

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 2014	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité des Nominations et des Rémunérations	Président de Claude Bernard Participations SAS et de JL2B Conseil Coprésident du Centre Cournot pour la recherche en économie 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 Senior Advisor de Lazard Frères Membre de la Commission de Surveillance de la Caisse des Dépôts	Président-Directeur Général de Saint-Gobain ⁽¹⁾ Président du Conseil de Surveillance de l'Agence de l'Innovation Industrielle Vice-Président du Conseil d'Administration de BNP Paribas ⁽¹⁾ Administrateur de Gaz de France ⁽¹⁾ , Saint-Gobain ⁽¹⁾ et de Saint-Gobain Cristalleria (Espagne) 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) Chairman de Asia Investment Banking de Lazard

(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 2014	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.

Françoise Malrieu, née le 7 février 1946

Diplômée des Hautes Etudes 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 à présent 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 2014	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 Administrateur de La Poste Administrateur d'Aéroports de Paris ⁽¹⁾ (jusqu'au 14 juillet 2014) Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA	Contrôleur Délégué à la Mission de Contrôle des Rémunérations des Professionnels de Marché Administrateur d'Aéroports de Paris ⁽¹⁾ (jusqu'au 14 juillet 2014)

(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 2014	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)	Deputy Chairman d'Unilever plc ⁽¹⁾ , Cambridge University Council (Royaume-Uni) Senior Advisor de Morgan Stanley International (Europe)

(1) Société cotée.

Administrateurs représentants de l'État

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.

Bruno Bézard a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 28 juillet 2014, en remplacement de Ramon Fernandez.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2014Membre du Conseil de Surveillance de PSA ⁽¹⁾**Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années**Administrateur de Air France KLM ⁽¹⁾, Areva ⁽¹⁾, FSI, EDF ⁽¹⁾, France Télécom ⁽¹⁾, La Poste et SNCF

(1) Société cotée.

Astrid Milsan, née le 21 novembre 1971

Diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris, titulaire d'une Maîtrise en droit de l'Université de Droit de Paris II – Assas et ancienne élève de l'École Nationale d'Administration, Astrid Milsan débute en 1996 sa carrière comme conseiller rapporteur au Tribunal Administratif de Versailles. De 1998 à 2001, elle est chargée du financement de projets et privatisations à la Bankgesellschaft Berlin, à Londres et Berlin. En 2001, elle intègre les activités de Corporate finance, fusions-acquisitions en Europe et en Asie, dans l'équipe transports et logistique, chez HSBC à Londres. Elle rejoint en 2003, le pôle finance (ingénierie juridique et financière des opérations de marché de l'État) de l'Agence des Participations de l'État (APE). En 2006, elle est nommée chef du bureau Financement et

Développement des Entreprises et Secrétaire Générale du Comité interministériel de Restructuration Industrielle (CIRI) au Trésor, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Emploi. Elle devient, en 2007, sous-directrice Financement et Compétitivité des entreprises (réglementation des marchés financiers, Commissaire du gouvernement suppléante au collège de l'Autorité des marchés financiers) du Trésor. En 2009, elle est nommée sous-directrice Énergie et autres participations de l'APE. Puis, elle devient sous-directrice en charge de la sous-direction des services, de l'aéronautique et de la défense, au sein de l'APE, en 2011. En 2013 elle est nommée directrice générale adjointe de l'APE.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Membre du Comité d'Audit
Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
Membre du Comité des Nominations et des Rémunérations

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2014

Administrateur, en qualité de représentant de l'État, de Safran ⁽¹⁾, DCNS, Établissement Public de Financement et de Restructuration (EPFR), Société de gestion de Participations Aéronautiques (SOGÉPA)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Administrateur, en qualité de représentant de l'État, de Areva NC, la Française des Jeux, Eramet, le Laboratoire français de fractionnement et de biotechnologies, OSEO, OSEO garantie, Oseo Innovation, IDES, Imprimerie Nationale, SNPE, SOGEADE et SOGEADE Gérance
Membre du Conseil de surveillance, en qualité de représentant de l'État, de RTE, et OSEO Financement

(1) Société cotée.

Pierre Mongin, né le 9 août 1954

Président-Directeur Général de la RATP depuis le 12 juillet 2006, Pierre Mongin a fait l'essentiel de sa carrière dans l'Administration préfectorale et les cabinets ministériels.

À l'issue d'études d'économie à Paris I (Maîtrise de sciences économiques) et diplômé de Sciences Po Paris, il est diplômé de l'ENA dans la promotion Voltaire. Il a exercé trois postes de Sous-Préfet de 1980 à 1984 dans les départements de l'Ain, de l'Ariège et des Yvelines et a rejoint en 1984 le ministère de l'Intérieur comme Conseiller technique pour la Police Nationale. En 1986, il devient Conseiller du ministre de l'Intérieur pour les collectivités locales, puis Directeur de Cabinet du ministre délégué pour les Collectivités locales. Il passera ensuite cinq années à la Préfecture

de Police de Paris en charge des affaires administratives et financières et des relations avec le Conseil de Paris. Il rejoint en 1993 le Cabinet de M. Édouard Balladur comme Chef de Cabinet du Premier ministre et Conseiller pour les DOM TOM. Il est nommé Préfet en avril 1993. Il exerce ensuite dans deux départements : l'Eure-et-Loir et le Vaucluse de 1995 à 1999. Il devient Préfet de la région Auvergne et Préfet du Puy de Dôme de 2002 à 2004. Il est nommé Directeur de Cabinet du ministre de l'Intérieur en 2004, puis Directeur de Cabinet du Premier ministre Dominique de Villepin en 2005. Il quitte Matignon pour devenir Président-Directeur Général de la RATP en juillet 2006.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2014

Président-Directeur Général de la RATP
Vice-Président du Conseil d'Administration de la société internationale d'ingénierie SYSTRA
Président du Conseil de Surveillance de RATP Dev
Administrateur de CMA-CGM
Membre du Conseil d'Orientation du domaine de Chambord

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Administrateur de Transdev et Financière Transdev
Vice-Président de FACE (Fondation Agir Contre l'Exclusion)

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

Administrateur
Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2014

Présidente-Directrice Générale de la Française des Jeux (*depuis novembre 2014*)
Présidente-Directrice Générale de la Caisse Centrale de Réassurance (CCR) (jusqu'au 13 janvier 2015)
Administrateur de CNP Assurances ⁽¹⁾ et PlaNet Finance
Membre du Conseil de Surveillance et du Comité d'Audit d'Eurazeo ⁽¹⁾

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

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 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 2014	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 2014	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	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 2014	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 2014	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 de GDF SUEZ détenues par les Administrateurs en exercice au 31 décembre 2014

	Nombre d'actions	Nombre de stock-options
Gérard Mestrallet	94 842 ⁽²⁾	403 504
Isabelle Kocher	7 116 ⁽²⁾	52 236
Albert Frère	2 032	N/A
Ann-Kristin Achleitner	50	N/A
Edmond Alphandéry	2 923	N/A
Jean-Louis Beffa	4 584	N/A
Alain Beullier	51	N/A
Bruno Bézard	⁽¹⁾	N/A
Aldo Cardoso	1 000	N/A
Philippe Lepage	87	N/A
Françoise Malrieu	1 419	N/A
Astrid Milsan	⁽¹⁾	N/A
Pierre Mongin	⁽¹⁾	N/A
Anne-Marie Mourer	54	N/A
Stéphane Pallez	200 ⁽¹⁾	N/A
Caroline Simon	30 ⁽¹⁾	N/A
Lord Simon of Highbury	1 911	N/A

(1) L'obligation statutaire de détenir au moins 50 actions ne s'applique pas aux Administrateurs représentants de l'État, ni à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

(2) Inclut les Actions de Performance acquises figurant au 4.5.7.4 ci-dessous et les levées simples d'options figurant au 4.5.10 ci-dessous.

4.1.1.5 Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts

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 10 février 2015, puis par le Conseil d'Administration du 25 février 2015.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ 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 :

- Bruno Bézard, Astrid Milsan, Pierre Mongin et Stéphane Pallez, Administrateurs représentants de l'État désignés en vertu de l'article 2 du décret-loi du 30 octobre 1935 précité ;
- 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.

7 Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir Section 4.1.1.2 «Administrateurs en exercice») ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 54%, 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 de 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, en volumes d'achats et de ventes, pour créer un conflit d'intérêts susceptible d'affecter l'indépendance de Aldo Cardoso. Le Conseil a décidé, pour préserver l'objectivité de 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 de GDF SUEZ, il n'existe pas de conflits d'intérêts potentiels entre les devoirs, à l'égard de GDF SUEZ, 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 de GDF SUEZ.

À la connaissance de GDF SUEZ, aucun des Administrateurs, ni dirigeants de GDF SUEZ 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 4.1.4.2 «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 Censeur

La fonction de Censeur est décrite en Section 7.1.2 «Organes d'administration et de direction».

Cette fonction est assurée par Gérard Lamarche, nommé par l'Assemblée Générale du 23 avril 2012, pour une durée de quatre ans expirant à l'issue de l'Assemblée Générale réunie en 2016 pour statuer sur les comptes de l'exercice 2015. Il apporte notamment au Conseil son expérience d'ancien Directeur Financier du Groupe. Sa biographie et l'état de ses mandats et fonctions exercés sont rappelés ci-après.

Gérard Lamarche, né le 15 juillet 1961, de nationalité belge

Gérard Lamarche est diplômé en Sciences Économiques de l'Université de Louvain-la-Neuve et de l'Institut du Management de l'INSEAD (Advanced Management Program pour Suez Group Executives). Il a également suivi la formation du Wharton International Forum en 1998-1999 (*Global Leadership Series*). Il a

débuté sa carrière professionnelle en 1983 chez Deloitte Haskins & Sells en Belgique et devient ensuite consultant en Fusions et Acquisitions en Hollande en 1987. En 1988, Gérard Lamarche intègre la Société Générale de Belgique en qualité de gestionnaire d'investissements, contrôleur de gestion de 1989 à 1991 puis conseiller pour les opérations stratégiques de 1992 à 1995. Il entre à la Compagnie Financière de Suez en qualité de Chargé de mission auprès du Président et Secrétaire du Comité de Direction (1995-1997) avant de se voir confier le poste de Directeur délégué en charge du Plan, du Contrôle et des Comptabilités. En 2000, Gérard Lamarche poursuit son parcours par un volet industriel en rejoignant NALCO (filiale américaine du groupe Suez – leader mondial du traitement de l'eau industrielle) en qualité d'Administrateur Directeur Général. En mars 2004, il est nommé CFO du groupe Suez. En avril 2011, Gérard Lamarche est nommé Administrateur de Groupe Bruxelles Lambert (GBL). Il y occupe les fonctions d'Administrateur Délégué depuis janvier 2012.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2014	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Censeur	Administrateur Délégué de Groupe Bruxelles Lambert ⁽¹⁾ Administrateur de Legrand ⁽¹⁾ , Lafarge ⁽¹⁾ , Total ⁽¹⁾ (France) et de SGS ⁽¹⁾ (Suisse)	Président de GDF SUEZ CC, Genfina (Belgique) Administrateur de Fortis Banque, Europalia, Groupe Bruxelles Lambert ⁽¹⁾ , GDF SUEZ Belgium, Electrabel, SUEZ-TRACTEBEL (Belgique), SUEZ Environnement, SUEZ Environnement Company ⁽¹⁾ , GDF SUEZ Énergie Services (France), SUEZ Environnement North America, Leo Holding Company (États-Unis), de Aguas de Barcelona (Espagne), International Power Plc ⁽¹⁾ (Royaume-Uni)

(1) Société cotée.

4.1.3 Commissaire du gouvernement

La fonction de Commissaire du gouvernement est décrite en Section 7.1.2 «Organes d'administration et de direction».

Cette fonction a été assurée successivement par Laurent Michel, nommé par le ministre chargé de l'Énergie par arrêté en date du

18 janvier 2013, par Virginie Schwarz, nommée par arrêté du 29 septembre 2014, puis par Laurent Michel, nommé par arrêté du 13 novembre 2014. Florence Tordjman a été nommée successivement par les mêmes arrêtés en qualité de suppléante.

4.1.4 Conseil d'Administration : attributions – fonctionnement – activités

4.1.4.1 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 :

- conclusion de contrats significatifs avec l'État relatifs 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 ;
- prise ou cession de toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participation à la création de toutes sociétés, joint-ventures, groupements et organismes, souscription à toutes émissions d'actions, de parts sociales ou d'obligations, lorsque l'exposition financière de la Société ou du Groupe excède 500 millions d'euros pour l'opération considérée ;
- toutes opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 500 millions d'euros ;
- en cas de litige, tous traités et transactions, tous compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
- tous projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
 - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement,
 - pour l'électricité, 20 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
- toutes opérations significatives se situant hors de la stratégie annoncée de la Société ;
- toutes opérations d'acquisition, ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;
- toutes opérations suivantes dont le montant excède 1,5 milliard d'euros :

- consentir ou contracter tous prêts, emprunts, crédits et avances par la Société, ou autoriser à cet effet les filiales ou tout véhicule de financement du Groupe,
- acquérir ou céder, par tout mode, toutes créances.

Le Conseil autorise chaque année le Président-Directeur Général à délivrer des cautions, avals et garanties pour un montant qu'il détermine.

En outre, 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.

4.1.4.2 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 Censeur, 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 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 17 décembre 2008, a décidé, sur proposition du Président, de nommer un

Vice-Président non-exécutif dont la mission est de présider le Conseil en cas d'absence du Président. Le mandat de Vice-Président non-exécutif est actuellement assumé par Albert Frère qui a été renouvelé dans ces fonctions le 2 mai 2011.

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 représentants 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 12 novembre 2014 et le 21 janvier 2015, à l'occasion du remplacement du Vice-Président, Directeur Général Délégué par le Directeur Général Délégué et pour y faire figurer toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société, conformément aux recommandations du Code Afep-Medef. Il comprend en son annexe 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 à 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».

4.1.4.3 Activités du Conseil d'Administration

Au cours de l'exercice 2014, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, s'est réuni à douze reprises avec un taux moyen de participation de 83%.

Lors de ces réunions, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ 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 2013, les informations financières des premier et troisième trimestres 2014, l'arrêté des comptes semestriels 2014, les documents de gestion prévisionnelle, l'acompte sur le dividende 2014, l'indépendance des Administrateurs, l'évaluation du Conseil, la convocation de l'assemblée des actionnaires et des porteurs de titres participatifs, le programme de rachat de ces titres participatifs, le renouvellement des mandats des Commissaires aux comptes, le Contrat de service public et la situation tarifaire, la situation du nucléaire en Belgique, la revue et cartographie des risques du Groupe 2013-2014, le bilan santé et sécurité 2013, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale, le renégociation du Club Deal et la modification du crédit syndiqué, l'émission d'obligations et l'offre de rachat obligataire, 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, le plan d'affaires à moyen terme à horizon 2020, les budgets 2014 et 2015, le processus de succession au sein de la Direction Générale, la composition du Conseil et de ses Comités, l'évaluation et la rémunération des dirigeants mandataires sociaux, l'offre réservée aux salariés (Link 2014) et l'offre réservée aux salariés par l'État.

Un séminaire de réflexion stratégique du Conseil d'Administration a été consacré aux sujets suivants : réflexion prospective sur les partenariats au service de la réalisation des ambitions du Groupe, mise en œuvre de la stratégie du Groupe notamment dans les services énergétiques, le nucléaire et les énergies renouvelables en Europe, les nouveaux métiers et les infrastructures.

4.1.5 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), Ann-Kristin Achleitner, Edmond Alphandéry, Françoise Malrieu, Astrid Milsan 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 en exercice au 31 décembre 2014 »). 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 ;
- 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 treize reprises au cours de l'année 2014, avec un taux moyen de participation de 90%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à onze séances.

Activités

En 2014, le Comité d'Audit a notamment abordé les sujets suivants : les prévisions budgétaires 2014 et 2015, les estimations et prévisions de clôture 2014 et l'arrêté des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2013, les informations financières des 1^{er} et 3^e trimestres 2014, les options et hypothèses de clôture semestrielle et annuelle, l'arrêté des comptes semestriels consolidés et sociaux au 30 juin 2014, l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2014, les tests de valeurs sur les actifs, la démarche de performance de Perform 2015, 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 2014 et l'indépendance de l'audit interne, la revue du contrôle interne Groupe et du rapport du Président sur le contrôle interne, l'examen des résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale, le suivi des honoraires des Commissaires aux comptes en 2013 et 2014, 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 2014 des Commissaires aux comptes.

Le Comité a également abordé la revue et la cartographie des risques Groupe et la répartition du suivi des risques prioritaires en 2014, le risque lié aux achats et à la chaîne d'approvisionnement, la maîtrise des risques projets, le risque lié aux systèmes d'information, le suivi et la maîtrise des risques liés aux entreprises mises en équivalence dans le Groupe, le cadre du risque et le plan d'actions post-audit du trading et *portfolio management*, l'émission du *Green bond* et d'obligations hybrides, le remboursement des titres participatifs, ainsi que le retour sur les *roadshows* du premier semestre 2014.

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, Philippe Lepage (à compter du 10 décembre 2014), Astrid Milsan, Pierre Mongin 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 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 dix reprises au cours de l'année 2014, avec un taux moyen de participation de 85%.

Activités

En 2014, le Comité a notamment abordé les sujets suivants : la situation nucléaire du Groupe en Belgique, la place du charbon dans le mix énergétique, les nouveaux business, 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 et l'analyse de ses conclusions.

Le Comité a également étudié une série de projets d'optimisation des actifs tels que les projets d'investissements et de désinvestissements nécessitant l'accord du Conseil d'Administration.

Avant sa présentation au Conseil d'Administration, les budgets 2014 et 2015 et la trajectoire du plan d'affaires à moyen terme à horizon 2020 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, Astrid Milsan, Anne-Marie-Mourer et Lord Simon of Highbury.

Fonctionnement

L'article 3.3 du Règlement Intérieur de GDF SUEZ 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 ou de Censeur 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 Adjoints. 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 sept fois en 2014, avec un taux moyen de participation de 97%.

Activités

En 2014, le Comité des Nominations et des Rémunérations a notamment examiné l'indépendance et la qualification des Administrateurs, la composition des Comités du Conseil, les indices de réalisation des objectifs des dirigeants mandataires sociaux pour 2013 et les montants des parts variables correspondantes, la rémunération des dirigeants mandataires sociaux au titre de 2014 et de 2015 et la vérification des conditions de performance du plan d'Actions de Performance du 13 janvier 2011.

En outre, à l'approche de l'expiration du mandat de Président-Directeur Général de Gérard Mestrallet, qui vient à échéance en 2016, le Comité s'est penché sur les questions de succession à la Direction Générale. Ce processus a conduit notamment à la nomination de Isabelle Kocher comme Administrateur et Directeur Général Délégué, en charge des Opérations.

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 quatre membres : Françoise Malrieu (Président), Ann-Kristin Achleitner, Alain Beullier et Stéphane Pallez.

Fonctionnement

L'article 3.5 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 2014, avec un taux moyen de participation de 90%.

Activités

En matière d'éthique, le Comité s'est fait présenter, comme tous les ans, le bilan des incidents éthiques, le rapport du déontologue du Groupe et a constaté le respect de la procédure de conformité au terme de laquelle les responsables des branches et des directions fonctionnelles attestent que les dispositifs éthiques du Groupe ont été respectés. Il a également examiné la cartographie des risques

éthiques, la politique embargo et le référentiel Droits Humains. Il s'est fait présenter un état des lieux des formations à l'éthique et les perspectives pour 2014-2015. Il a examiné le risque pays en termes de droits humains et de corruption en lien avec le développement des activités du Groupe. Il a étudié différentes propositions d'audit externe sur les processus anti-corruption.

En matière de développement durable, le rapport annuel sur la performance environnementale du Groupe lui a été soumis. Le Comité a examiné le bilan annuel de la performance extra-financière et a adopté un nouveau tableau de pilotage en la matière. Le Comité a également examiné la responsabilité environnementale et sociétale dans les grands projets d'investissements de GDF SUEZ, le *Green Bond* et les bonnes pratiques en matière de charbon.

Il a également étudié la politique d'égalité professionnelle et salariale et plus largement de mixité mise en œuvre dans le Groupe ainsi que le bilan santé et sécurité 2013.

Enfin, le Comité a procédé à l'évaluation annuelle du Conseil d'Administration et a initié une réflexion sur son propre domaine d'activité, ses méthodes de travail et les questions qu'il souhaite traiter en priorité. Ont ainsi notamment été considérés comme sujets prioritaires : le choix des énergies et notamment la question du charbon, la présence du Groupe dans les zones sensibles en matière d'éthique et de responsabilité sociétale ou sociale et la qualité des relations avec les parties prenantes.

4.1.6 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 comparaisons 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 4.5 «Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction».

4.1.7 Code de gouvernement d'entreprise

GDF SUEZ 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 consultable sur le site <http://www.medef.fr>.

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 2016), Saint-Gobain (échéance 2015) et Siemens (échéance 2018). Même si GDF SUEZ 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 excède les 2 milliards d'euros. Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ considère que son suivi efficace relève directement de l'exercice des responsabilités du Président-Directeur Général de GDF SUEZ.
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 4.5.5.1).
Article 24.3 (Consultation des actionnaires sur la rémunération individuelle des dirigeants mandataires sociaux)	Isabelle Kocher a été nommée Directeur Général Délégué le 12 novembre 2014. Le Conseil a décidé qu'elle conserverait sur la totalité de l'année 2014 les éléments de rémunération et avantages au titre de son activité salariée de Directeur Financier. Sa rémunération n'a ainsi pas été modifiée suite à sa nomination comme Directeur Général Délégué le 12 novembre 2014 et son contrat de travail a été maintenu en vigueur jusqu'au 31 décembre 2014. En conséquence, le Conseil d'Administration a décidé que les rémunérations et avantages dont a bénéficié Isabelle Kocher en 2014, qui figurent au paragraphe 4.5.1.9 ci-dessous, ne seront pas soumis à l'avis des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 28 avril 2015. Les rémunérations et avantages d'Isabelle Kocher au titre de 2015 seront soumis à l'avis des actionnaires lors de l'Assemblée Générale appelée à statuer en 2016 sur l'exercice clos le 31 décembre 2015.

4.1.8 Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société

4.1.8.1 Organisation du contrôle interne

Objectifs du contrôle interne

Les objectifs du contrôle interne de GDF SUEZ – supporté par 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 de GDF SUEZ 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.

Référentiel de contrôle interne

GDF SUEZ a retenu une organisation et des procédures de contrôle interne fondées sur le modèle promu par le *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO). Cette organisation et ces procédures sont conformes aux principes décrits dans le cadre de référence et prennent en compte le guide d'application, documents publiés en janvier 2007 par l'AMF 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.

Orientations générales du contrôle interne

Les orientations générales de GDF SUEZ en matière de contrôle interne (programme INCOME) portent sur :

- le développement et le suivi d'un programme de pilotage efficace et rigoureux, 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.

Périmètre d'application du programme INCOME

GDF SUEZ actualise chaque année le périmètre de déploiement du programme de contrôle interne INCOME (182 entités en 2014) qui

permet aux dirigeants de superviser le niveau de contrôle interne le plus approprié au regard des risques et enjeux.

Dans le cadre du programme INCOME 2015, les règles de combinaison de critères financiers avec des critères de risques de dysfonctionnement des activités identifiés par les directions fonctionnelles et opérationnelles ont été aménagées afin de déterminer les modalités de *reporting* du contrôle interne les plus adaptées aux risques identifiés. Les référentiels de contrôle interne du programme INCOME et un questionnaire de contrôle interne spécifique portant sur des domaines sensibles comme, par exemple, la séparation des tâches et la protection des actifs sont mis à disposition des autres entités.

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 Audit et Risques

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.

En outre depuis fin 2013, la filière Système de Management a été rattachée au Service du Contrôle Interne de la Direction Audit et Risques afin d'optimiser le pilotage et la coordination des dispositifs de maîtrise des activités.

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, a été créé en 2010 l'Observatoire Managérial du Contrôle Interne. 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 une fois au cours de l'année 2014.

En outre, le Service du Contrôle Interne procède à l'amélioration continue du dispositif de contrôle interne en analysant les résultats des autoévaluations du contrôle interne et ceux des audits internes et externes, afin de déterminer les plans d'actions, coordonner leur mise en œuvre et en suivre leur bonne application.

Le Service du Contrôle Interne anime un réseau de correspondants en charge de piloter le contrôle interne en appui des responsables d'activités des branches, filiales et directions fonctionnelles 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. Les directions fonctionnelles s'appuient également sur la filière Contrôle Interne pour disposer d'informations sur la mise en œuvre des décisions édictées au niveau du Groupe.

Service d'Audit Interne

Le Service d'Audit Interne, fonction indépendante 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 branche 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 (gouvernance, fraudes et investigations, santé sécurité et gestion environnementale, systèmes d'information, *business process reviews*, finance et comptabilité, communauté de pratiques projets de construction, et *trading* et commodités).

Le Service d'Audit Interne établit son plan annuel d'audit 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, fonction indépendante du management, apporte aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une assurance complémentaire sur l'efficacité des dispositifs de contrôle interne du Groupe. Il revêt 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 et 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 mutuelles.

4.1.8.2 Dispositif du contrôle interne

Environnement de contrôle

L'environnement de contrôle des directions fonctionnelles et des branches 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 ainsi que par la possibilité récente de suivre les résultats d'une sélection de contrôles participant à la prévention et à la détection des fraudes.

Au-delà de cette démarche, des actions de fond sont entreprises conjointement avec les directions fonctionnelles et les branches pour contrôler la mise en œuvre des décisions du Groupe.

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 *supra* paragraphe «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.

Activités de contrôle

Le dispositif de contrôle interne couvre une soixantaine de processus comptables, financiers et opérationnels – dont les systèmes d'information – 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.

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. Un «*pocket guide*» portant sur dix questions clés relatives au contrôle interne a été réalisé pour faciliter l'appréhension du contrôle interne par les managers.

Pilotage du contrôle interne

Le dispositif de contrôle interne relève d'une décision du Président-Directeur Général. Son pilotage repose sur les points suivants :

- un suivi du programme de pilotage de contrôle interne ;
- un renforcement de la coordination de la filière Contrôle Interne avec les autres filières porteuses d'une démarche contribuant à l'amélioration du fonctionnement des activités ;
- une évaluation du dispositif de contrôle interne des entités permettant de fournir aux dirigeants du Groupe une information concise sur le degré de maturité du contrôle interne de leur entité ;
- une présentation aux directions des entités d'une synthèse annuelle du contrôle interne.

La filière Contrôle Interne est animée par des réunions à périodicité mensuelle (branches) et semestrielle (directions fonctionnelles). Ces réunions sont complétées, en tant que de besoin, par la création de groupes de travail et le déploiement d'actions de sensibilisation.

4.1.8.3 Mise en œuvre du contrôle interne

Conformité aux lois et règlements

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Juridique contribue à sécuriser juridiquement le fonctionnement du Groupe et les décisions de ses dirigeants. Au sein de cette Direction, des 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 effectuées 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 :

- la Direction Financière veille à la conformité de GDF SUEZ en matière comptable, financière et fiscale. Elle réalise le *reporting* financier réglementaire ;
- au sein du Secrétariat Général, la Direction Éthique et Compliance est chargée de la définition des règles d'éthique et

de conformité de GDF SUEZ, ainsi que de la vérification de leur prise en compte, dans le respect des lois et règles en vigueur ;

- 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 de GDF SUEZ en matière environnementale, évalue le niveau de maturité environnementale des différentes composantes du Groupe et réalise le *reporting* environnemental réglementaire.

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 unités opérationnelles, 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 légale 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 GDF SUEZ 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

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 «Missions et principes de fonctionnement de la Communication Financière» en vigueur 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 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 *commodities* 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.

Le Comité de branche d'automne 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.

Démarche d'amélioration continue

La mise en œuvre du contrôle interne dans le Groupe s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue reposant sur les principes suivants :

- élaboration et enrichissement des référentiels de contrôle interne, en collaboration étroite avec les directions fonctionnelles pour accompagner les politiques du Groupe ;
- écoute des différents métiers pour rationaliser et optimiser le dispositif de contrôle interne ;
- adaptation des contrôles en fonction de l'évolution des risques ;
- mise en œuvre d'une démarche d'excellence afin de constituer un ensemble cohérent de méthodes et d'outils permettant au management d'avoir une vision synthétique des constats et actions associées concernant les activités dont il a la responsabilité.

4.1.9 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.

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», 4.5 «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».

Le Conseil d'Administration a décidé de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 28 avril 2015. L'ordre du jour portera notamment sur la désignation de 11 Administrateurs et, plus précisément, sur la ratification de la cooptation d'un Administrateur, le renouvellement des mandats de 4 Administrateurs et la nomination de 6 Administrateurs.

Il sera ainsi proposé à l'Assemblée Générale de ratifier la cooptation aux fonctions d'Administrateur d'Isabelle Kocher, décidée par le Conseil d'Administration du 21 octobre 2014, avec effet au 12 novembre 2014, en remplacement de Paul Desmarais, et ce pour la durée restant à courir du mandat de son prédécesseur, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée à statuer en 2016 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Les mandats d'Administrateur d'Albert Frère, d'Ann-Kristin Achleitner, d'Edmond Alphandéry, d'Aldo Cardoso et de Françoise Malrieu arrivent à expiration à l'issue de la prochaine Assemblée Générale. Albert Frère a fait part de sa décision de ne pas solliciter le renouvellement de son mandat. Sur les recommandations du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration propose de renouveler les mandats d'Administrateurs d'Ann-Kristin Achleitner, d'Edmond Alphandéry, d'Aldo Cardoso et de Françoise Malrieu et de nommer deux Administrateurs indépendants, Barbara Kux et Marie-José Nadeau (en remplacement d'Albert Frère et de Jean-François Cirelli).

Par ailleurs, le Conseil d'Administration a décidé de mettre en œuvre le titre II de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique qui modifie les règles relatives à la représentation de l'Etat au Conseil. En conséquence, le Conseil d'Administration soumettra à l'Assemblée la désignation de quatre Administrateurs proposés par l'Etat : Bruno Bézard, Catherine Guillouard, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Stéphane Pallez (Astrid Milsan demeurant Administrateur représentant de l'Etat et Pierre Mongin ayant démissionné de son mandat d'Administrateur le 17 mars 2015).

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 2019 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

A l'issue du vote de ces résolutions, le Conseil d'Administration serait 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%.

4.2 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 GDF SUEZ

Aux Actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société GDF SUEZ 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. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

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. 225-37 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. 225-37 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. 225-37 du Code de commerce.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 3 mars 2015
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES
Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres
Pascal Macioce
Charles-Emmanuel Chosson

4.3 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 4.1.4.1 «Attributions du Conseil d'Administration»).

Le cumul des fonctions de Président-Directeur Général, complété par la présence d'un Directeur Général Délégué, permet dans un environnement en constante évolution et particulièrement concurrentiel, la plus grande cohésion entre stratégie et fonction opérationnelle et la plus grande efficacité dans les processus de décisions, tout en assurant le respect des meilleurs principes de gouvernance. L'équilibre de la gouvernance de GDF SUEZ 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 et du Comité Exécutif 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 l'égide du Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable ;
- un examen annuel de l'évaluation de la performance et de la rémunération des dirigeants mandataires sociaux en Comité des Nominations et des Rémunérations 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.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 17 décembre 2008, a décidé, sur proposition du Président, de nommer un Vice-Président non-exécutif dont la mission est de présider le Conseil en cas d'absence du Président. Le mandat de Vice-Président non-exécutif est actuellement assumé par Albert Frère qui a été renouvelé dans ces fonctions le 2 mai 2011.

4.3.1 Le Comité de Direction Générale

Le Comité de Direction Générale de GDF SUEZ, présidé par le Président-Directeur Général ou le Directeur Général Délégué, est composé à la date du présent document de 11 membres ; il est en charge du pilotage du Groupe. Il établit les décisions stratégiques

de GDF SUEZ selon les orientations définies par le Conseil d'Administration. Il se réunit en principe toutes les semaines.

Le Comité de Direction Générale est composé des membres suivants :

Gérard Mestrallet, *Président-Directeur Général*

Isabelle Kocher, *Directeur Général Délégué, en charge des Opérations* ⁽¹⁾

Dirk Beeuwsaert, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Énergie Europe* ⁽²⁾

Valérie Bernis, *Directeur Général Adjoint, en charge des Communications, Marketing et Responsabilité Environnementale et Sociétale*

Alain Chaigneau, *Directeur Général Adjoint* ⁽³⁾, *Secrétaire Général* ⁽⁴⁾

Jean-Marie Dager, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Global Gaz & GNL*

Jean-Claude Depail, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Infrastructures*

Henri Ducré, *Directeur Général Adjoint, en charge des Ressources Humaines Groupe*

Judith Hartmann, *Directeur Général Adjoint, en charge des Finances* ⁽⁵⁾

Jérôme Tolot, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Énergie Services*

Willem Van Twembeke, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Energy International*

(1) Depuis le 12 novembre 2014

(2) Depuis le 8 novembre 2014

(3) Depuis le 1^{er} janvier 2015

(4) Jusqu'au 30 juin 2015

(5) Depuis le 16 mars 2015

Pierre Mongin sera nommé Directeur Général Adjoint le 1^{er} mai 2015. Il sera nommé Secrétaire Général le 1^{er} juillet 2015.

Par ailleurs, Jean-François Cirelli a été membre du Comité de Direction Générale jusqu'au 11 novembre 2014.

4.3.2 Le Comité Exécutif

Le Comité Exécutif examine les questions et décisions relatives principalement à la stratégie, au développement, à l'organisation du Groupe et à son pilotage d'ensemble. Il est composé à la date du présent document de 21 membres, dont les membres du Comité

de Direction Générale, ainsi que les responsables de certaines directions fonctionnelles. Il se réunit en principe mensuellement.

Le Comité Exécutif est composé des membres suivants :

Gérard Mestrallet, *Président-Directeur Général*

Isabelle Kocher, *Directeur Général Délégué, en charge des Opérations* ⁽¹⁾

Dirk Beeuwsaert, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Énergie Europe* ⁽²⁾

Valérie Bernis, *Directeur Général Adjoint, en charge des Communications, Marketing et Responsabilité Environnementale et Sociétale*

Alain Chaigneau, *Directeur Général Adjoint* ⁽³⁾, *Secrétaire Général* ⁽⁴⁾

Jean-Marie Dauger, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Global Gaz & GNL*

Jean-Claude Depail, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Infrastructures*

Henri Ducré, *Directeur Général Adjoint, en charge des Ressources Humaines Groupe*

Judith Hartmann, *Directeur Général Adjoint, en charge des Finances* ⁽⁵⁾

Jérôme Tolot, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Énergie Services*

Willem Van Twembecke, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Energy International*

Jean-Louis Blanc, *membre du Comité Exécutif, Directeur Commercial, Innovation et Nouveaux Métiers Groupe* ⁽⁶⁾

Claire Brabec-Lagrange, *membre du Comité Exécutif, Directeur Achats Groupe*

Marc Florette, *membre du Comité Exécutif, Directeur Digital* ⁽⁷⁾

Philippe Jeunet, *membre du Comité Exécutif, Conseiller du Président-Directeur Général en charge de la création de la Cité de l'énergie et de l'environnement*

Yves Le Gélard, *membre du Comité Exécutif, Directeur des Systèmes d'Information* ⁽⁸⁾

Didier Retali, *membre du Comité Exécutif, Directeur de l'Audit et des Risques*

Paul Rorive, *membre du Comité Exécutif, Directeur du Développement Nucléaire*

Édouard Sauvage, *membre du Comité Exécutif, Directeur de la Stratégie*

Raphaël Schoentgen, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁷⁾, *Directeur de la Recherche et de la Technologie*

Denis Simonneau, *membre du Comité Exécutif, Directeur des Relations Européennes et Internationales*

Les secrétariats du Comité de Direction Générale et du Comité Exécutif sont assurés par le Secrétariat Général.

(1) Depuis le 12 novembre 2014

(2) Depuis le 8 novembre 2014

(3) Depuis le 1^{er} janvier 2015

(4) Jusqu'au 30 juin 2015

(5) Depuis le 16 mars 2015

(6) Depuis le 5 mai 2014

(7) Depuis le 1^{er} avril 2014

(8) Depuis le 9 mars 2015

Pierre Mongin sera nommé Directeur Général Adjoint le 1^{er} mai 2015. Il sera nommé Secrétaire Général le 1^{er} juillet 2015.

Par ailleurs, Jean-François Cirelli a été membre du Comité Exécutif jusqu'au 11 novembre 2014 et Véronique Durand-Charlot jusqu'au 8 mars 2015.

4.4 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS, TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES, CONTRATS DE SERVICE

4.4.1 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 et les modalités essentielles 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.

A. Conventions et engagements soumis à l'approbation de l'assemblée générale

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention ni d'aucun engagement autorisés au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'assemblée générale en

application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

B. Conventions et engagements déjà approuvés par l'assemblée générale

B1. Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs

B.1.1. dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

B.1.1.1. Avec l'Etat français (actionnaire à hauteur de 33,29 %)

Actionnaires et administrateurs concernés

Etat français, MM. Bezar depuis le 28 juillet 2014, Fernandez jusqu'au 28 juillet 2014 et Mongin et M^{mes} Pallez et Milsan, administrateurs représentants de l'Etat.

Nature, objet et modalités : Contrat de Service Public

GDF SUEZ a signé en décembre 2009 un contrat de service public avec l'Etat français. Ce contrat a pour objet de constituer la référence des engagements pris par GDF SUEZ, au titre des activités gérées directement ainsi que des activités relevant du

gestionnaire de réseau de distribution (GrDF), du gestionnaire du réseau de transport (GRTgaz) et des filiales « stockage » (Storengy) et « terminaux » (Elengy) en vue d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées.

Ce contrat porte sur la période 2010-2013 et peut être prorogé pour une période de six mois à défaut de la signature d'un nouveau contrat.

Ce contrat présente les engagements pris par le Groupe en matière de (i) responsabilité vis-à-vis des utilisateurs, (ii) sécurité des biens et des personnes, (iii) solidarité et prise en charge des clients les plus démunis, et (iv) de développement durable et de recherche.

Concernant les tarifs de ventes, ce contrat redéfinit le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France. En outre, un arrêté ministériel a précisé le mode d'évolution des tarifs en 2010. L'ensemble de ce dispositif précise les conditions d'évolution des tarifs réglementés et détermine les règles et les responsabilités des différents acteurs pour la période 2010-2013.

Le Gouvernement s'engageait à publier chaque année un arrêté fixant les conditions d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel pour l'année à venir. Entre deux arrêtés, GDF SUEZ pouvait saisir la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour toute

révision de tarif justifiée par l'évolution de la valeur des indices de la formule tarifaire.

Ce contrat a été prorogé de plein droit de six mois et a pris fin le 30 juin 2014.

Le conseil d'administration, dans sa séance du 9 décembre 2009, a expressément autorisé cette convention. Le conseil d'administration, dans sa séance du 22 janvier 2013, a expressément autorisé la conclusion d'un avenant au présent contrat, portant sur les mouvements tarifaires, qui sont désormais mensuels et non plus trimestriels.

B.1.1.2. Avec la société Suez Environnement Company (détenue à hauteur de 33,70 %)

Administrateurs concernés

MM. Mestrallet, président-directeur général de GDF SUEZ, et président du conseil d'administration de Suez Environnement Company, et Cirelli, vice-président, directeur général délégué de GDF SUEZ et administrateur de Suez Environnement Company jusqu'au 11 novembre 2014 et M^{me} Kocher, directeur général délégué et administrateur de Suez Environnement Company depuis le 12 novembre 2014.

Nature, objet et modalités : Lignes directrices, accord de coopération industrielle et commerciale et accord relatif à la résolution des litiges argentins

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 GDF SUEZ.

- 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 GDF SUEZ. La fin du pacte d'actionnaires, mentionnée ci-avant, 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, GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 des votants, 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 (« l'Apport-Distribution »), SUEZ et Suez Environnement Company avaient conclu un accord 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 expressément 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 0,9 million d'euros d'honoraires d'avocats et de conseils à GDF SUEZ en 2014.

B.1.2. sans exécution au cours de l'exercice écoulé

Par ailleurs, nous avons été informés de la poursuite des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, qui n'ont pas donné lieu à exécution au cours de l'exercice écoulé.

B.1.2.1. Avec la société Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (« Crédit Agricole CIB »)

Administrateurs concernés

M. Alphanéry et M^{me} Pallez, administrateurs de GDF SUEZ et de Crédit Agricole CIB.

Nature, objet et modalités : Garanties Nord Stream AG

Nord Stream AG est une société suisse dont l'objet est la construction et l'exploitation de deux pipelines de gaz naturel *offshore* 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 GDF SUEZ (« GDF SUEZ ») (9 %). Le Groupe est entré dans le capital de Nord Stream AG le 1^{er} juillet 2010 via l'acquisition par GDF Suez Holding Switzerland AG (filiale à 100 % de GDF International, qui est une filiale à 100 % de GDF SUEZ) de 4,5 % auprès d'E.ON et de 4,5 % auprès de Wintershall.

Le financement du projet s'effectue en deux phases (Phase I et Phase II), correspondant aux deux pipelines.

Le financement de projet de la Phase I a été autorisé par le conseil d'administration du 23 juin 2010. Cette autorisation du financement de 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 de GDF SUEZ au projet le 1^{er} juillet 2010 et la mise en place du financement de la Phase II. Le financement de projet pour la Phase II a également été autorisé par le conseil d'administration du 13 janvier 2011.

GDF SUEZ, agissant en tant que « Sponsor » dans le cadre du financement de projet Phase I, autorisé par le conseil d'administration du 23 juin 2010, a été amené à signer :

- un contrat d'accession au « *Subordination Deed* » (« *Accession Undertaking to the Subordination Deed* ») daté du 1^{er} juillet 2010 aux termes duquel GDF SUEZ a accédé, en tant que nouveau créancier subordonné à l'acte de subordination (« the Deed of Subordination »), dont l'objet est notamment de subordonner les créances de GDF SUEZ sur Nord Stream AG aux créances des prêteurs ;
- une garantie d'achèvement (« Phase I Completion Guarantee ») non solidaire datée du 1^{er} juillet 2010 aux termes de laquelle GDF SUEZ a garanti l'exécution par GDF Suez Holding Switzerland AG de ses obligations de garantie de Nord Stream AG quant au

remboursement de la dette senior pour la Phase I du gazoduc. L'engagement de GDF SUEZ était limité à 9 % jusqu'à la mise en service du premier gazoduc. Cette garantie a expiré le 11 octobre 2012.

Il résulte de la documentation de financement de la Phase I que, dans le prolongement de la garantie d'achèvement (« Phase I Completion Guarantee »), sous certaines conditions, il pouvait être nécessaire que GDF SUEZ en tant que « Sponsor », le cas échéant, signe les contrats suivants :

- un « *Change in Law Commitment Agreement* » - dont un projet était annexé à la documentation de financement - 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 le 14 mai 2010 (date du closing du financement de projet pour la Phase I) 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 de GDF SUEZ au titre du « Change in Law Commitment Agreement » était 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. Le projet de « Change in Law Commitment Agreement » a été amendé afin de couvrir également - en faveur des banques prêteuses du financement de projet pour la Phase II - 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 la date du closing du financement de projet pour 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 ». Aux termes de la documentation de financement, la signature de cette garantie pouvait être requise à la mise en service du premier gazoduc en faveur des banques prêteuses du financement de projet pour la Phase I et des banques prêteuses du financement de projet pour la Phase II. Cet accord qui a été signé perdure toujours.
- un « *Phase I Disputed Claim Commitment Agreement* » couvrant les éventuelles réclamations contestées par Nord Stream AG en lien avec les contrats majeurs de construction au moment de l'achèvement de la Phase I du gazoduc. L'engagement de GDF SUEZ était limité à 9 % desdites réclamations. Aux termes de la documentation de financement, la signature de cette garantie pouvait être requise à la mise en service du premier gazoduc en faveur des banques prêteuses du financement de projet pour la Phase I. Il convient de préciser que cette garantie n'a pas été signée.
- un « *Decommissioning Commitment Agreement* » couvrant, en cas d'abandon de la construction du second pipeline, les coûts de démantèlement éventuel des travaux de Phase II qui auraient été engagés avant l'achèvement du financement de la Phase I. L'engagement de GDF SUEZ était limité à 9 % desdits coûts. Aux termes de la documentation de financement, la signature de cette garantie pouvait être requise à la mise en service du premier gazoduc en faveur des banques prêteuses du financement de projet pour la Phase I. Cet accord, qui a été signé, est désormais caduc.
- un « *Shareholder Commitment Agreement* » couvrant, en cas d'abandon de la construction du second pipeline, les coûts de projet (développement, études, etc.) en lien avec la Phase II. L'engagement de GDF SUEZ était limité à 9 % desdits coûts. Aux termes de la documentation de financement, la signature de cette

garantie pouvait être requise à la mise en service du premier gazoduc en faveur des banques prêteuses du financement de projet pour la Phase I. Ce contrat qui a été signé, est caduc depuis le 24 juin 2014.

Ces garanties ont vocation à se substituer à la « Phase I Completion Guarantee » datée du 1^{er} juillet 2010.

Les garanties sont émises au profit de Nord Stream AG et de Société Générale agissant en tant que *Security Agent* pour son compte et, en qualité de trustee, pour l'ensemble des parties financières de la Phase I et, en ce qui concerne le « *Change in Law Commitment Agreement* » de la Phase II, au titre desquelles figure Crédit Agricole CIB.

Dans sa séance du 27 juin 2012, le conseil d'administration, à l'unanimité des votants, a autorisé la conclusion et l'émission des garanties susvisées, qui ont été signées le 11 octobre 2012, à l'exception de la garantie « *Phase I Disputed Claim Commitment Agreement* », qui n'a pas été requise.

Comme mentionné au paragraphe B.2.1 des « Conventions et engagements approuvés au cours de l'exercice écoulé », le conseil d'administration, dans sa séance du 22 janvier 2014, avait autorisé, à l'unanimité des votants, la conclusion de contrats apportant des modifications à certaines clauses contractuelles des garanties susvisées ; ces contrats n'ayant pas été finalement signés, ces garanties n'ont en conséquence pas été modifiées.

A ce jour, ces garanties n'ont pas produit d'effet.

B.1.2.2. Avec les sociétés CNP Assurances, CDC Infrastructure, la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), Sociétés d'Infrastructures Gazières (SIG) et GRTgaz (filiale du Groupe à 75 %)

Administrateur concerné

M. Fernandez, administrateur de GDF SUEZ, de CNP Assurances et membre de la Commission de Surveillance de la CDC.

a) Nature, objet et modalités : Opération d'investissement de la Société d'Infrastructures Gazières dans le capital social de GRTgaz

L'accord d'investissement, signé le 27 juin 2011 par CNP Assurances, CDC Infrastructure, la CDC, SIG, GRTgaz et GDF SUEZ détermine les termes et les conditions de l'investissement de SIG au capital social de GRTgaz. Cet investissement a été réalisé le 12 juillet 2011 pour partie par souscription de SIG à une augmentation du capital de GRTgaz et pour une autre partie, par l'acquisition concomitante par SIG d'actions de GRTgaz auprès de GDF SUEZ.

Le prix d'acquisition d'environ 18,2 % du capital étant fixé à 810 millions d'euros et la souscription d'actions pour environ 6,8 % du capital à 300 millions d'euros, le montant total de l'opération s'élève à 1.110 millions d'euros.

Diverses déclarations et garanties ont été données par GDF SUEZ. La durée des garanties est de dix-huit mois, à l'exception de la garantie spécifique relative à l'environnement dont la durée est de vingt ans.

Le conseil d'administration, dans sa séance du 22 juin 2011, a autorisé la conclusion de l'accord d'investissement, dont le projet lui avait été présenté.

Les conventions de garanties n'ont pas eu d'effet sur l'exercice 2014.

b) Nature, objet et modalités : Pacte d'actionnaires relatif à la société GRTgaz

Le pacte d'actionnaires conclu le 27 juin 2011 entre GDF SUEZ et SIG, et en présence de GRTgaz, CNP Assurances, CDC Infrastructure et la CDC organise les droits et obligations des actionnaires de la société GRTgaz et établit les règles de gouvernance dans le respect de la réglementation spécifique applicable à GRTgaz. Ce pacte d'actionnaires est conclu pour une durée de vingt ans (renouvelable une fois pour une période de dix ans).

Ce pacte d'actionnaires octroie à SIG les droits usuels dont bénéficie un actionnaire minoritaire.

Le conseil d'administration, dans sa séance du 22 juin 2011, a autorisé la conclusion du pacte d'actionnaires dont le projet lui avait été présenté.

Ce pacte d'actionnaires a perduré sans changement en 2014.

B.1.2.3. Avec des sociétés du groupe GDF SUEZ membres du G.I.E. GDF Suez Alliance

Administrateur concerné

M. Mestrallet, président-directeur général de GDF SUEZ et président du conseil d'administration de GDF Suez Energie Services.

Nature, objet et modalités : Adhésion au G.I.E. Suez Alliance (devenu GDF Suez 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. Suez Alliance, devenu G.I.E. GDF Suez 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, GDF SUEZ 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 2014.

B.1.2.4. Avec des sociétés du groupe GDF SUEZ non membres du G.I.E. GDF Suez Alliance

Administrateur concerné

M. Mestrallet, président-directeur général de GDF SUEZ, président du conseil d'administration d'Electrabel et vice-président du conseil d'administration d'Agua de Barcelona.

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. Suez Alliance aux filiales de SUEZ les plus significatives non membres du G.I.E. Suez Alliance, afin de faciliter leurs financements.

En sa qualité de société tête du groupe, GDF SUEZ 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 2014.

B.2. Conventions et engagements approuvés au cours de l'exercice écoulé

Nous avons par ailleurs été informés de l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements suivants, déjà

approuvés par l'assemblée générale du 28 avril 2014, sur rapport spécial des commissaires aux comptes du 7 mars 2014.

B.2.1. Avec la société Crédit Agricole CIB

Administrateur concerné

M. Alphandéry, administrateur de GDF SUEZ et de Crédit Agricole CIB.

Nature, objet et modalités : Modification des Garanties Nord Stream AG

Comme mentionné au paragraphe B.1.2.1. des « Conventions et engagements déjà approuvés par l'assemblée générale », Nord Stream AG est une société suisse dont l'objet est la construction et l'exploitation de deux pipelines de gaz naturel *offshore* traversant la mer Baltique de la Russie à l'Allemagne. Le financement du projet s'effectue en deux phases (Phase I et Phase II), correspondant aux deux pipelines.

Le financement de projet de la Phase I a été autorisé par le conseil d'administration du 23 juin 2010 ; cette autorisation du financement de projet de la Phase I a été confirmée par le conseil d'administration du 13 janvier 2011 suite à certains amendements apportés à certains documents de la transaction afin de constater l'entrée de GDF SUEZ au projet le 1^{er} juillet 2010 et la mise en place du financement de la Phase II. Le financement du projet pour la Phase II a également été autorisé par le conseil d'administration du 13 janvier 2011.

Nord Stream AG avait décidé de refinancer les prêts commerciaux de la Phase I non couverts par les agences de crédit export, pour un montant de 729 millions d'euros par l'émission d'obligations sur le projet, conformément au mécanisme de Remplacement de Dette (Remplacement Debt) défini dans la Convention sur les Termes Communs pour la Phase I (Phase I *Common Terms Agreement*) et la Convention sur les Termes Communs pour la Phase II (Phase II *Common Terms Agreement*) (« l'Emission Obligataire »). L'Emission Obligataire devait être réalisée par l'intermédiaire d'un véhicule multi-émetteur de BNP Paribas (« Aquarius »). Aquarius est un véhicule ad hoc basé en Irlande et géré par un conseil d'administration indépendant de BNP Paribas. Aquarius allait émettre des obligations à taux fixe ayant une maturité de quinze ans par le biais de son programme existant d'émission obligataire et allait mettre à la disposition de Nord Stream AG le produit de l'Emission Obligataire conformément au mécanisme de Remplacement de Dette (Remplacement Debt) visé plus haut. Nord Stream AG devait utiliser les sommes mises à sa disposition pour refinancer les prêts commerciaux de la Phase I.

A cet effet, GDF SUEZ devait signer, après l'autorisation préalable du conseil d'administration réuni le 22 janvier 2014 :

- Un contrat de modification global de documents de droit anglais (le « *English Law Global Amendment* ») qui devait amender certains documents de financement auxquels GDF SUEZ est partie ;
- Un contrat de modification de clauses de résolution de conflits de droit anglais (le « *English Law Dispute Resolution Amendment* »).

L'opération de refinancement décrite ci-dessus n'ayant pas été mise en œuvre, les contrats susmentionnés n'ont en conséquence pas été signés.

B.2.2. Avec la société Suez Environnement Company (détenue à hauteur de 33,70 %)

Administrateurs concernés

MM. Mestrallet, président-directeur général de GDF SUEZ, et président du conseil d'administration de Suez Environnement Company, Cirelli, vice-président, directeur général délégué de GDF SUEZ et administrateur de Suez Environnement Company jusqu'au 11 novembre 2014 et M^{me} Kocher, directeur général délégué et administrateur de Suez Environnement Company depuis le 12 novembre 2014.

a) Nature, objet et modalités : Partage des engagements de retraite entre GDF SUEZ et Suez Environnement Company

Dans le cadre du non-renouvellement du pacte d'actionnaires, arrivant à échéance le 22 juillet 2013, autorisé par le conseil d'administration dans sa séance du 5 décembre 2012, GDF SUEZ ne contrôle plus Suez Environnement Company et ses filiales (« Suez Environnement Company »).

Cette évolution des relations entre GDF SUEZ et Suez Environnement 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 GDF SUEZ et Suez Environnement.

Cette convention prévoit que les périodes d'activité accomplies au sein du groupe GDF SUEZ jusqu'au 22 juillet 2013 seront 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 seront prises en compte pour le calcul des droits par le groupe GDF SUEZ, 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.

Cette convention prévoit l'évaluation du passif social de chacun des deux groupes et les modalités de transfert du solde créditeur en faveur du groupe Suez Environnement d'un montant de 59.266 euros.

Dans sa séance du 26 février 2014, le conseil d'administration, à l'unanimité des votants, a autorisé la conclusion de la convention susvisée, et a donné tous pouvoirs au président-directeur général, de même qu'au vice-président, directeur général délégué, avec faculté de subdélégation, afin de le signer, signer tout autre document y afférent et, plus généralement, faire le nécessaire sur le

partage des engagements de retraite entre GDF SUEZ et Suez Environnement.

La convention a été signée le 5 mars 2014 et le transfert du solde créditeur est intervenu au cours de l'exercice 2014.

b) 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.

Comme mentionné au paragraphe B.1.1.2 des « Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs » de la partie B du présent rapport, ce pacte est devenu caduc le 22 juillet 2013, entraînant la perte du contrôle de Suez Environnement Company par GDF SUEZ. 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. Celui-ci a, en outre, 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 examiné et 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, GDF SUEZ aura le droit de résilier la licence de marque si GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ. Dans ce cas, le Groupe aurait 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 Company 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 ;
- l'accord de transition dans le domaine des achats externes, pour une durée limitée, soit jusqu'au 31 juillet 2015, qui permettra aux deux sociétés de préserver leur masse critique, génératrice de réductions importantes et de bénéficier de leviers de synergies et de volume vis-à-vis des fournisseurs externes.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 3 mars 2015
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce
Charles-Emmanuel Chosson

4.4.2 Transactions entre parties liées

Se référer à la Note 25 des Comptes Consolidés.

4.4.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction

À la connaissance de GDF SUEZ, 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.

4.5 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.

4.5.1 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 4.5.1.1) ; 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 4.5.1.2) ;
- une part incitative à long terme sous la forme d'Unités de Performance (voir 4.5.1.3), soumise à conditions de performance.

Isabelle Kocher a été nommée Directeur Général Délégué le 12 novembre 2014. Le Conseil a décidé qu'elle conserverait sur la totalité de l'année 2014 les éléments de rémunération et avantages au titre de son activité salariée de Directeur Financier. Sa rémunération n'a ainsi pas été modifiée suite à sa nomination comme Directeur Général Délégué le 12 novembre 2014 et son contrat de travail a été maintenu en vigueur jusqu'au 31 décembre 2014. Les rémunérations et avantages dont a bénéficié Isabelle Kocher en 2014, ainsi que ses éléments de rémunérations au titre de l'exercice 2015, figurent au paragraphe 4.5.1.9 ci-dessous.

4.5.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de 2014

La rémunération fixe au titre de 2014 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 GDF SUEZ de sorte que le total de la rémunération fixe effectivement versée en 2014 par GDF SUEZ 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 2014 de Jean-François Cirelli est demeurée inchangée (1 000 000 euros). Ses fonctions de Vice-Président, Directeur Général Délégué ayant pris fin le 11 novembre 2014, le total de la rémunération fixe versée en 2014 à Jean-François Cirelli, au prorata de la durée de ses fonctions de dirigeant mandataire social, s'est élevé à 866 915 euros, en ce compris l'avantage en nature (2 883 euros).

Jean-François Cirelli assure depuis le 12 novembre, via une société de consultance, une mission de conseil de trois mois dans le cadre de sa succession à la prise de direction de la branche Énergie Europe. A ce titre, il a perçu en 2014 des honoraires de consultance d'un montant de 192 000 euros HT. Par ailleurs, le Groupe a souhaité continuer à bénéficier, dans le cadre d'une collaboration à durée déterminée, de l'expertise de Jean-François Cirelli notamment sur les questions de sécurité d'approvisionnement dans le domaine du gaz.

Rémunération fixe au titre de 2015

La rémunération fixe au titre de 2015 de Gérard Mestrallet demeure inchangée (1 400 000 euros).

4.5.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2013

La structure de la rémunération variable versée en 2014 au titre de l'exercice 2013 se décompose en deux parties : une partie quantitative (70 %) et une partie qualitative (30 %).

Pour la partie quantitative, les paramètres retenus sont pour une moitié le Résultat net récurrent par action 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 2013 ont été calés sur le budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 5 décembre 2012.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus sont les suivants :

- pour Gérard Mestrallet : suivi du ROCE par branche ; mise en place d'une politique volontariste de R&D impliquant les branches ; assurer la responsabilité sociale et environnementale du Groupe ; maîtrise des Capex et des dépenses générales et administratives (G&A) ; objectifs de santé-sécurité du Groupe ;
- pour Jean-François Cirelli : redéfinition du modèle économique de la branche Énergie Europe (BEE) ; mise en place d'une politique volontariste de R&D impliquant les branches ; contribution de la BEE et de la filière Achats au plan de performance Perform 2015.

Au titre de 2013, le pourcentage de rémunération variable cible de Gérard Mestrallet est fixé à 130 % de sa rémunération fixe et plafonné à 150 % ; pour Jean-François Cirelli, le pourcentage de rémunération variable cible est égal à 100 % avec un maximum de 120 %.

Lors de sa séance du 26 février 2014, 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 2013 :

- pour Gérard Mestrallet : 1 630 174 euros ⁽¹⁾, contre 1 600 000 euros au titre de 2012 ;
- pour Jean-François Cirelli : 892 700 euros ⁽²⁾, contre 840 000 euros au titre de 2012.

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, les deux dirigeants mandataires sociaux ont renoncé à 50 % de leur rémunération variable au titre de 2013, qui s'est dès lors établie comme suit :

- pour Gérard Mestrallet : 815 000 euros ;
- pour Jean-François Cirelli : 446 000 euros.

Rémunération variable au titre de 2014

S'agissant de la part variable au titre de l'exercice 2014 qui sera versée en 2015, la structure de cette rémunération variable se décompose en deux parties : une partie quantitative (70 %) et une partie qualitative (30 %).

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 2014 ont été calés par rapport au 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 sont les suivants :

- pour Gérard Mestrallet : 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 ;
- pour Jean-François Cirelli : efficacité restructuration et réorganisation des activités de la BEE ; définition du périmètre futur de la BEE et des étapes pour y parvenir ; 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.

(1) Pour la partie quantitative (représentant 70 % de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants :

- RNRPG par action (1/2) : 92,3 % ;
- ROCE (1/6) : 90,3 % ;
- Free cash flow (1/6) : 120 % ;
- Dette nette (1/6) : 59,5 %.

Au total, la partie variable au titre des éléments quantitatifs s'établit à 91,1 % de 70 %. Pour la partie qualitative (représentant 30 % de la rémunération variable), le Conseil d'Administration a décidé que Gérard Mestrallet a atteint ses critères à hauteur de 86 %.

(2) Les critères quantitatifs et les résultats atteints sont identiques à ceux présentés en note 1 ci-dessus pour Gérard Mestrallet. Pour la partie qualitative (représentant 30 % de la rémunération variable), le Conseil d'Administration a décidé que Jean-François Cirelli a atteint ses critères à hauteur de 85 %.

Au titre de 2014, le pourcentage de rémunération variable cible de Gérard Mestrallet est fixé à 130 % de sa rémunération fixe et plafonné à 150 % ; pour Jean-François Cirelli, le pourcentage de rémunération variable cible est égal à 100 % avec un maximum de 120 %.

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 comme suit le montant des rémunérations variables au titre de 2014 :

- pour Gérard Mestrallet : 1 723 830 euros ⁽¹⁾ (contre 1 630 174 euros (815 000 euros effectivement versés après renonciation à 50 % de sa rémunération variable) au titre de 2013) ;
- pour Jean-François Cirelli : 977 160 euros ⁽²⁾ (contre 892 700 euros (446 000 euros 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, les deux dirigeants mandataires sociaux ont renoncé à 30 % de leur rémunération globale cible au titre de 2014, cette baisse s'imputant en priorité sur la part variable qui s'établit dès lors comme suit :

- pour Gérard Mestrallet : 379 830 euros, contre 815 000 euros au titre de 2013 ;
- pour Jean-François Cirelli : 125 160 euros, contre 446 000 euros au titre de 2013.

Rémunération variable au titre de 2015

Le Conseil d'Administration du 10 décembre 2014 a décidé d'établir comme suit la rémunération variable cible de Gérard Mestrallet au titre de 2015, après renonciation par Gérard Mestrallet à une partie de sa rémunération variable : 476 000 euros (après renonciation à 1 344 000 euros).

Par ailleurs, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration a décidé de porter la partie de la rémunération variable au titre de 2015 des deux dirigeants mandataires sociaux basée sur des critères qualitatifs à 40 % (contre 30 % auparavant) et de ramener ainsi la partie quantitative à 60 % (contre 70 % auparavant).

Les critères quantitatifs et les pourcentages de rémunération variable cible et maximum au titre de 2014 sont reconduits pour la rémunération variable au titre de 2015.

4.5.1.3 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 2014 sous la forme d'Unités de Performance comportant les mêmes caractéristiques que les plans au titre des exercices 2012 et 2013 (auxquels les dirigeants mandataires sociaux avaient renoncé en totalité pour 2012 et en partie pour 2013).

Unités de Performance au titre de 2014

Le Conseil d'Administration du 10 décembre 2014 a attribué 150 000 Unités de Performance (valorisation 1 672 500 euros) à Gérard Mestrallet au titre de 2014.

La valorisation des Unités de Performance est définie au 4.5.1.7, note (1), ci-dessous.

Les caractéristiques du Plan d'Unités de Performance sont les suivantes :

- les Unités de Performance sont définitivement acquises au bout de trois ans (mars 2018), le bénéficiaire ayant ensuite trois ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles ;

(1) Pour la partie quantitative (représentant 70 % de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants :

- RNRPG par action (1/2) : 107,59 % ;
- ROCE (1/6) : 64,25 % ;
- Free cash flow (1/6) : 103,65 % ;
- Dette nette (1/6) : 102,66 %.

Au total, la partie variable au titre des éléments quantitatifs s'établit à 98,88 % de 70 %. Pour la partie qualitative (représentant 30 % de la rémunération variable), le Conseil d'Administration a décidé que Gérard Mestrallet a atteint ses critères à hauteur de 85 %.

(2) Les critères quantitatifs et les résultats atteints sont identiques à ceux présentés ci-dessus pour Gérard Mestrallet. Pour la partie qualitative (représentant 30 % de la rémunération variable), compte tenu des évolutions intervenues en 2014 et en reconnaissance du rôle de Jean-François Cirelli dans la fusion de GDF SUEZ et depuis cette fusion, le Conseil d'Administration a décidé de porter le critère qualitatif à 95%.

- 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 GDF SUEZ par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur la période décembre 2017-janvier 2018 par rapport à novembre-décembre 2014,
 - RNRPG (Résultat Net Récurrent Part du Groupe) pour les exercices 2016 et 2017 par rapport au RNRPG cible fixé dans le budget de ces mêmes exercices (au pro forma),
 - ROCE 2017 par rapport au ROCE cible 2017 du plan d'affaires à moyen terme (PAMT) présenté au Conseil d'Administration le 25 février 2015.
- 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 GDF SUEZ, 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 4.5.5.1 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 2015

Au titre de 2015, le Conseil d'Administration du 10 décembre 2014 a décidé l'attribution de 150 000 Unités de Performance à Gérard Mestrallet.

4.5.1.4 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 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 mais il a renoncé, pour la durée de ses fonctions actuelles, à percevoir tous arrérages de rente résultant des régimes collectifs de retraites supplémentaires. Le montant annuel de la rente résultant des régimes collectifs de retraites supplémentaires dont bénéficiera Gérard Mestrallet (lorsqu'il n'exercera plus ses fonctions actuelles) s'élève à 831 641 euros, soit 28 % de sa rémunération de référence au titre de 2012 (année de référence pour la liquidation des droits).

Le régime de retraite dont bénéficie Jean-François Cirelli est un régime spécial, légal et obligatoire, qui est défini dans le cadre du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières (IEG), institué par la loi de nationalisation du 8 avril 1946 et le décret du 22 juin 1946. Ce régime de retraite est géré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières. Le montant de retraite perçu au titre d'une carrière dans le cadre de l'affiliation au régime spécial des IEG est proportionnel à la rémunération de fin de carrière IEG hors primes. Le coefficient de proportionnalité est égal au nombre d'années de service IEG multiplié par le rapport 75 % sur durée de services requise (actuellement 41 ans et 6 mois), soit 1,81 % par année de service aux IEG.

(1) Détail des conditions de performance :

(a) Condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre GDF SUEZ par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone)

- TSR GDF SUEZ $\leq$ 90% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities (Eurozone) : taux de réussite = 0%
- TSR GDF SUEZ = 100% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities (Eurozone) : taux de réussite = 70%
- TSR GDF SUEZ $\geq$ 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 GDF SUEZ et des sociétés faisant partie de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur une durée de deux mois, soit décembre 2017-janvier 2018 par rapport à novembre-décembre 2014.

(b) Condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2016 et 2017 par rapport au RNRPG cible de ces mêmes exercices (au pro forma) :

- RNRPG 2016+2017 < RNRPG seuil 2016+2017 (RNRPG seuil = 90% du RNRPG cible) : taux de réussite de 0%
- RNRPG 2016+2017 = RNRPG seuil 2016+2017 : taux de réussite de 33%
- RNRPG 2016+2017 $\geq$ RNRPG cible 2016+2017 : taux de réussite de 100%

(c) Condition interne liée au ROCE 2017 par rapport au ROCE cible 2017 du PAMT présenté au Conseil d'Administration le 26 février 2014 :

- ROCE 2017 < ROCE seuil 2017 (ROCE seuil = 90 % du ROCE cible) : taux de réussite = 0%
- ROCE 2017 = ROCE seuil 2017 : taux de réussite = 33%
- ROCE 2017 = ROCE cible 2017 : 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.

4.5.1.5 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	Non ⁽¹⁾	Non	Non
Jean-François Cirelli ⁽²⁾ <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	Non	Non ⁽¹⁾	Non	Non

(1) Voir 4.5.1.4.

(2) Dirigeant mandataire social jusqu'au 11 novembre 2014.

Aucun système de versement de prime d'arrivée ou de départ en faveur des dirigeants mandataires sociaux n'est en vigueur au sein de GDF SUEZ. Par ailleurs, aucune indemnité n'est due aux dirigeants mandataires sociaux au titre de clauses de non-concurrence.

4.5.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

En euros	2014		2013	
	Montants dus au titre de 2014	Montants versés en 2014	Montants dus au titre de 2013	Montants versés en 2012
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⁾	379 830	815 000	815 000	1 600 000
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	1 784 363	2 219 533	2 219 533	3 004 533
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué (jusqu'au 11 novembre 2014)</i>				
Rémunération fixe	864 032	864 032	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable ⁽²⁾	125 160	446 000	446 000	840 000
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature ⁽⁴⁾	2 883	2 883	3 836	3 836
TOTAL	992 075	1 312 915	1 449 836	1 843 836

(1) Dont CNAV, ARRCO et AGIRC.

(2) Le montant global de la rémunération variable due au titre de 2013 a été décidé le 26 février 2014 et versé en mars 2014. Le montant global de la rémunération variable au titre de 2014 a été décidé le 25 février 2015 et versé en mars 2015.

(3) Les avantages en nature comprennent : véhicule.

(4) Les avantages en nature comprennent : énergie et véhicule.

4.5.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

En euros	Exercice 2014	Exercice 2013
Gérard Mestrallet		
<i>Président-Directeur Général</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	1 784 363	2 219 533
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	1 672 500 ⁽¹⁾	630 000 ⁽²⁾
TOTAL	3 456 863	2 849 533
Jean-François Cirelli		
<i>Vice-Président, Directeur Général Délégué (jusqu'au 11 novembre 2014)</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	992 075	1 449 836
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	420 000 ^{(2) (3)}
TOTAL	992 075	1 869 836

(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. 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 2013 figurent en pages 140 et 141 du Document de Référence 2013.

(3) Il a été décidé que les droits de Jean-François Cirelli aux Unités de Performance qui lui ont été attribuées au titre de 2013 sont maintenus malgré la cessation de ses fonctions de dirigeant mandataire social.

4.5.1.8 Éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2014 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 28 avril 2015 d'émettre un avis sur les éléments suivants de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2014 à :

- Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général ;
- Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué jusqu'au 11 novembre 2014.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE L'EXERCICE 2014 À MONSIEUR GÉRARD MESTRALLET, PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	1 400 000 €	La rémunération fixe 2014 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 GDF SUEZ de sorte que le total de la rémunération fixe effectivement versée en 2014 par GDF SUEZ 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	379 830 €	La structure de la rémunération variable de Gérard Mestrallet au titre de l'exercice 2014 qui sera versée en 2015 se décompose en deux parties : une partie quantitative (70 %) et une partie qualitative (30 %). 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 2014 ont été calés par rapport au 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 sont : 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 est 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 fixé le montant de la rémunération variable de Gérard Mestrallet au titre de 2014 à 1 723 830 euros. 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, soit une renonciation à 1 344 000 euros, cette baisse s'imputant en priorité sur la part variable qui s'établit dès lors à 379 830 euros, contre 815 000 euros au titre de 2013.
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.

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Attribution de stock-options, d'actions de performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Valorisation ⁽¹⁾ : 1 672 500 €	Le Conseil d'Administration du 10 décembre 2014 a attribué 150 000 Unités de Performance (valorisation 1 672 500 euros) à Gérard Mestrallet au titre de 2014. Les Unités de Performance sont définitivement acquises au bout de 3 ans (mars 2018), 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 : • TSR (Total Shareholder Return : performance boursière, dividende réinvesti) du titre GDF SUEZ par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur la période décembre 2017-janvier 2018 par rapport à novembre-décembre 2014 ; • RNRPG pour les exercices 2016 et 2017 par rapport au RNRPG cible du budget de ces mêmes exercices (au pro forma) ; • ROCE 2017 par rapport au ROCE cible 2017 du plan d'affaires à moyen terme (PAMT) présenté au Conseil d'Administration le 25 février 2015. 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. 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.
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 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 mais il a renoncé, pour la durée de ses fonctions actuelles, à percevoir tous arrérages de rente résultant des régimes collectifs de retraites supplémentaires. Le montant annuel de la rente résultant des régimes collectifs de retraites supplémentaires dont bénéficiera Gérard Mestrallet (lorsqu'il n'exercera plus ses fonctions actuelles) s'élèvera à 831 641 euros, soit 28 % de sa rémunération de référence au titre de 2012 (année de référence pour la liquidation des droits).
Avantages de toute nature	4 533 €	Gérard Mestrallet bénéficie d'un véhicule de fonction.

(1) Cf. note sur cette valorisation théorique dans le chapitre 4.5.1.7 du Document de Référence 2014.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE L'EXERCICE 2013 À MONSIEUR JEAN-FRANÇOIS CIRELLI, VICE-PRÉSIDENT, DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ (JUSQU'AU 11 NOVEMBRE 2014)

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	866 915 €	La rémunération fixe au titre de 2014 de Jean-François Cirelli est demeurée inchangée (1 000 000 euros). Ses fonctions de Vice-Président, Directeur Général Délégué ayant pris fin le 11 novembre 2014, le total de la rémunération fixe versée en 2014 à Jean-François Cirelli, au prorata de la durée de ses fonctions de dirigeant mandataire social, s'est élevé à 866 915 euros, en ce compris l'avantage en nature (2 883 euros).
Rémunération variable	125 160 €	La structure de la rémunération variable de Jean-François Cirelli au titre de l'exercice 2014 qui sera versée en 2015 se décompose en deux parties : une partie quantitative (70 %) et une partie qualitative (30 %). 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 2014 ont été calés par rapport au 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 sont : efficacité restructuration et réorganisation des activités de la BEE ; définition du périmètre futur de la BEE et des étapes pour y parvenir (nature et géographie) ; 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. Au titre de 2014, le pourcentage de rémunération variable cible de Jean-François Cirelli est fixé à 100 % de sa rémunération fixe et plafonné à 120 %. Lors de sa séance du 25 février 2015, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a fixé le montant de la rémunération variable de Jean-François Cirelli au titre de 2014 à 977 160 euros. 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, Jean-François Cirelli a renoncé à 30 % de sa rémunération globale cible au titre de 2014, soit une renonciation à 852 000 euros, cette baisse s'imputant en priorité sur la part variable qui s'établit dès lors à 125 160 euros, contre 446 000 euros au titre de 2013.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Jean-François Cirelli ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Jetons de présence	Néant	Jean-François Cirelli ne perçoit pas de jetons de présence.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Jean-François Cirelli ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'actions de performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Néant
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Jean-François Cirelli ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonctions.
Régime de retraite supplémentaire	Aucun versement	Le régime de retraite dont bénéficie Jean-François Cirelli est un régime spécial, légal et obligatoire, qui est défini dans le cadre du statut national du personnel des IEG, institué par la loi de nationalisation du 8 avril 1946 et le décret du 22 juin 1946. Ce régime de retraite est géré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières. Le montant de retraite perçu au titre d'une carrière dans le cadre de l'affiliation au régime spécial des IEG est proportionnel à la rémunération de fin de carrière IEG hors primes. Le coefficient de proportionnalité est égal au nombre d'années de service IEG multiplié par le rapport 75 % sur durée de services requise (actuellement 41 ans et 6 mois), soit 1,81 % par année de service aux IEG.
Avantages de toute nature	2 883 €	Jean-François Cirelli bénéficiait d'un avantage énergie et véhicule.

4.5.1.9 Rémunération et avantages d'Isabelle Kocher

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.

Au titre de 2014, les rémunérations et avantages dont a bénéficié Isabelle Kocher sur la totalité de l'année sont les suivants :

- Une rémunération fixe de 601 708 euros, en ce compris l'avantage en nature (véhicule) de 1 708 euros.
- Une rémunération variable de 690 000 euros.
- Une attribution de 35 000 Actions de Performance (valorisation 414 400 euros). Ces Actions de Performance ont été attribuées dans le cadre du plan d'attribution au titre de 2014 dont les principales caractéristiques sont décrites au 4.5.5.3 ci-dessous.
- En complément des régimes de droit commun (CNAMTS, CNAV, ARRCO et AGIRC), le bénéfice des régimes collectifs de retraite supplémentaire (identiques à ceux de l'ex-Groupe SUEZ), de prévoyance et frais de santé, dont bénéficie l'ensemble des salariés de GDF SUEZ Management Company ⁽¹⁾.

Le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu à compter du 1er janvier 2015. Comme indiqué dans le rapport d'activité du Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise (octobre 2014), 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 de GDF SUEZ Management Company bénéficie d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales de GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ et qu'aucune indemnité n'est due au titre de clauses de non-concurrence.

Le Conseil d'Administration a approuvé le maintien, au bénéfice d'Isabelle Kocher, des régimes collectifs de retraite supplémentaire, de prévoyance et de frais de santé dont elle bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu.

Les droits d'Isabelle Kocher seront conformes au projet de loi pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques (projet de loi Macron). En particulier, et dans l'attente de l'adoption définitive et de la promulgation de ce projet de loi, il est d'ores et déjà précisé que l'accroissement annuel des droits conditionnels à rente de retraite supplémentaire à prestations définies dont bénéficiera Isabelle Kocher sera, dès le 1er janvier 2015, plafonné à 3 % de la rémunération annuelle servant de référence au calcul de la rente. Par ailleurs, le bénéfice de l'accroissement au titre de 2015 du régime de retraite à prestations définies d'Isabelle Kocher est soumis à des conditions de performance définies et appréciées par le Conseil sur une base annuelle. Ainsi l'accroissement au titre de 2015 est soumis à la moyenne arithmétique obtenue après application des 4 critères suivants qui recevraient chacun une pondération identique : RNRPG par action, ROCE, FCF après charges d'intérêts et Dette Nette ⁽²⁾.

Au titre de 2015, le Conseil d'administration a décidé d'établir la rémunération d'Isabelle Kocher comme suit, après renonciation par Isabelle Kocher à une partie de sa rémunération variable :

- Une rémunération fixe de 900.000 euros
- Une rémunération variable cible de 681.500 euros (après renonciation à 418.500 euros)
- Une attribution de 61.121 Unités de Performance (après renonciation à 38.879 Unités de Performance).

Le Conseil a décidé de porter la partie de la rémunération variable au titre de 2015 des dirigeants mandataires sociaux basée sur des critères qualitatifs à 40% (contre 30% auparavant) et de ramener ainsi la partie quantitative à 60% (contre 70% auparavant). Les critères quantitatifs applicables aux dirigeants mandataires sociaux au titre de 2014 sont reconduits pour la rémunération variable au titre de 2015.

Les rémunérations et avantages d'Isabelle Kocher au titre de 2015 seront soumis à l'avis des actionnaires lors de l'Assemblée Générale appelée à statuer sur l'exercice clos le 31 décembre 2015.

(1) Ces régimes se décomposent comme suit :

- un régime à cotisations définies dont 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), 5% Tranche C (quatre fois le plafond de la Sécurité sociale) jusqu'au 30 juin 2014 et 8% à compter du 1^{er} juillet 2014 (uniformisation des taux en application du Décret n° 2012-25 du 9 janvier 2012 et de la Circulaire N°DSS/SD5B/2013/344 du 25 septembre 2013) ; et

- un régime à prestations définies qui prévoit le versement d'une rente égale à la somme des éléments annuels de rente calculés sur 2 % de la partie (désignée Tranche C) de la rémunération brute annuelle comprise entre quatre et huit fois le plafond de la Sécurité sociale et de 4% de la partie (désignée Tranche D) de la rémunération brute annuelle comprise entre huit et 50 fois le plafond de la Sécurité sociale, diminuée des rentes acquises au titre d'autres régimes de retraite supplémentaire calculés sur la Tranche C de la rémunération.

La rente issue du régime ne peut être inférieure à un minimum égal à 20% de la Tranche C et 30% de la Tranche D de la moyenne des 5 dernières rémunérations annuelles brutes perçues par le bénéficiaire ni supérieure à un maximal égal à 30% de la Tranche C et 40% de la Tranche D de la moyenne de ces mêmes dernières rémunérations.

L'application sans abattement des minima et maxima est subordonnée à l'existence d'au moins 10 éléments de rente annuels tels que définis ci-dessus. Dans le cas contraire, les minima et maxima sont réduits au prorata par rapport à 10.

Les droits sont « aléatoires » car ils sont subordonnés à la présence du salarié au sein du Groupe au moment de la liquidation de sa retraite au titre d'un régime légalement obligatoire d'assurance vieillesse. Ce régime est conforme aux recommandations du Code Afep-Medef.

(2) Lorsque cette moyenne est (i) supérieure à 100 %, l'accroissement annuel serait plafonné à 3 %, (ii) égale ou inférieure à 40 %, l'accroissement annuel serait plafonné à 1 % et (iii) supérieure à 40 % sans dépasser 100 %, le pourcentage de plafonnement serait calculé de manière linéaire entre 1 et 3 %.

4.5.2 Rémunération des dirigeants non mandataires sociaux (membres du Comité de Direction Générale et autres membres du Comité Exécutif)

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 2014 au titre de l'exercice 2013 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) ⁽¹⁾

	2014	2013
Fixe (en euros)	7 007 822	8 542 432
Variable (en euros)	7 121 667	7 785 250
TOTAL (EN EUROS)	14 129 489	16 327 682
Nombre de membres	19	27

(1) Les rémunérations des membres du Comité Exécutif sont calculées hors indemnités de départ versées et en tenant compte de leur période de présence dans le Comité au cours de l'exercice (en 2013, un membre pour un mois, six membres pour deux mois, un membre pour trois mois, un membre pour sept mois, un membre pour huit mois, un membre pour neuf mois, un membre pour dix mois ; en 2014 un membre pour deux mois, un membre pour neuf mois, un membre pour dix mois). Les effectifs du Comité Exécutif correspondent, en équivalents temps plein, à 21,17 en 2013 et 19,77 en 2014.

4.5.3 Provision de retraite

Le montant global des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 114,2 millions d'euros au 31 décembre 2014, 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.

4.5.4 Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs

4.5.4.1 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 de GDF SUEZ, 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 de GDF SUEZ. Les règles de répartition relatives aux exercices 2013 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 2014, aux mandataires sociaux non dirigeants et aux censeurs 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 2014 ⁽¹⁾	Exercice 2013 ⁽¹⁾
Albert Frère	27 500 ⁽²⁾⁽⁵⁾	45 284 ⁽²⁾⁽⁵⁾
Ann-Kristin Achleitner	96 900 ⁽²⁾	84 997 ⁽²⁾
Edmond Alphandéry	116 500 ⁽³⁾	95 997 ⁽³⁾
Jean-Louis Beffa	81 500 ⁽³⁾	60 284 ⁽³⁾
Aldo Cardoso	136 700 ⁽²⁾	110 997 ⁽³⁾
Paul Desmarais Jr	10 500 ⁽²⁾⁽⁴⁾	46 796 ⁽²⁾
Françoise Malrieu	135 000 ⁽³⁾	97 997 ⁽³⁾
Lord Simon of Highbury	93 050 ⁽²⁾	75 997 ⁽²⁾
Gérard Lamarche (censeur)	37 997 ⁽⁶⁾	35 426 ⁽²⁾⁽⁶⁾
TOTAL	735 647	653 775

(1) Les jetons de présence dus au titre d'un exercice sont versés au cours de l'exercice concerné.

(2) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe les jetons de présence versés aux Administrateurs résidant hors de France.

(3) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux.

(4) Administrateur jusqu'au 28 avril 2014.

(5) Ces jetons de présence sont versés à Groupe Bruxelles Lambert.

(6) Cette rémunération est versée à Groupe Bruxelles Lambert.

4.5.4.2 Les Administrateurs représentants de l'État

Les Administrateurs représentants de l'État 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, étant précisé que le montant des jetons de présence correspondant à leurs mandats (282 175 euros) est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

Il s'agit de : Bruno Bézard (depuis le 28 juillet 2014), Ramon Fernandez (jusqu'au 28 juillet 2014), Astrid Milsan, Pierre Mongin et Stéphane Pallez.

4.5.4.3 Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires au sein du Conseil d'Administration de GDF SUEZ 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 (depuis le 28 avril 2014), Anne-Marie Mourer, Patrick Petitjean (jusqu'au 28 avril 2014) et Caroline Simon.

4.5.5 Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance**4.5.5.1 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'actionariat salarié et portant diverses dispositions d'ordre économique et social (dite «loi Balladur») 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 GDF SUEZ 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. 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 ⁽¹⁾.

Le Conseil d'Administration du 26 février 2014 a décidé d'adapter ce dispositif aux Unités de Performance dont bénéficient les

(1) Compte tenu de cette obligation contraignante, l'acquisition d'actions supplémentaires lors de la disponibilité des Actions de Performance attribuées (Code Afep-Medef article 23.2.4) n'a pas été imposée.

dirigeants mandataires sociaux (voir 4.5.1.3 ci-dessus) en imposant à ces derniers l'obligation de réinvestir, en actions GDF SUEZ, 2/3 du montant net versé, jusqu'à obtention de l'objectif de détention (2 années de rémunération fixe) visé ci-dessus.

4.5.5.2 Dispositif de gestion programmée des stock-options

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ a, par ailleurs, décidé que ce système est obligatoire pour les dirigeants mandataires sociaux et pour les autres membres du Comité de Direction Générale et facultatif pour les autres membres du Comité Exécutif.

4.5.5.3 Plans d'options d'achat d'actions et d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2014

Autorisation de l'Assemblée Générale du 23 avril 2013

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de GDF SUEZ du 23 avril 2013 a décidé, dans sa douzième 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 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 2013 (Conseil du 26 février 2014)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 26 février 2014, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 23 avril 2013, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs de GDF SUEZ Trading, filiale du Groupe GDF SUEZ, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRD3 et CRD4, 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 2013, figurent en pages 150 et suivantes du Document de Référence 2013 déposé auprès de l'AMF le 20 mars 2014.

Autorisation de l'Assemblée Générale du 28 avril 2014

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de GDF SUEZ 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 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 ⁽¹⁾. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale une autorisation de consentir des stock-options.

(1) Plafond de 0,5% commun avec celui de vingtième 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 2014 (Conseils du 10 décembre 2014 et du 25 février 2015)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 10 décembre 2014, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 28 avril 2014, de mettre en œuvre des plans

d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance, en faveur de certains membres du personnel de GDF SUEZ et de ses filiales (hors dirigeants mandataires sociaux de GDF SUEZ). Les principales caractéristiques de ce plan, portant sur 3 388 540 titres en faveur de 6 960 personnes, sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 10 décembre 2014 au 14 mars 2018 (2019 pour certains pays)
Condition de présence ⁽¹⁾	Au 14 mars 2018 (2019 pour certains pays)
Date d'acquisition définitive	15 mars 2018 (2019 pour certains pays)
Période de conservation ⁽²⁾	Du 15 mars 2018 au 14 mars 2020 (pas de conservation si acquisition en 2019)
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2020 (du 15 mars 2019, si acquisition en 2019)
Conditions de performance ⁽³⁾ :	• Pour moitié sur le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) pour les exercices 2016 et 2017 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 GDF SUEZ par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur la période décembre 2017-janvier 2018 par rapport à novembre-décembre 2014

(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 2016 et 2017 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma) :

- RNRPG 2016+2017 < 90% budget de RNRPG 2016+2017 : taux de réussite de 0%,
- RNRPG 2016+2017 = 90% budget de RNRPG 2016+2017 : taux de réussite de 33%,
- RNRPG 2016+2017 > 90% budget de RNRPG 2016+2017 et < budget de RNRPG 2016+2017 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%,
- RNRPG 2016+2017 ≥ budget de RNRPG 2016+2017 : taux de réussite de 100% ;

(b) condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre GDF SUEZ par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone) :

- TSR GDF SUEZ ≤ 90% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities (Eurozone) : taux de réussite = 0%,
- TSR GDF SUEZ = 100% TSR des sociétés Eurostoxx Utilities (Eurozone) : taux de réussite = 70%,
- TSR GDF SUEZ ≥ 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 GDF SUEZ et des sociétés faisant partie de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur une durée de deux mois, soit décembre 2017-janvier 2018 par rapport à novembre-décembre 2014.

La somme des taux de réussite en (a) et en (b) est divisée par deux pour établir un taux global de réussite.

Par ailleurs, 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 de GDF SUEZ Trading, filiale du Groupe GDF SUEZ, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRD3 et CRD4, relatif à la rémunération des

professionnels des marchés financiers, et avec l'arrêté du 13 décembre 2010.

L'attribution a concerné 66 personnes au sein de GDF SUEZ Trading, pour un nombre total de 141 929 Actions de Performance GDF SUEZ ; ses caractéristiques sont semblables à celles du plan du 26 février 2014 (conditions de présence et de performance). Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 25/02/2015 au 14/03/2017 pour environ la moitié des titres Du 25/02/2015 au 14/03/2018 pour les titres restants
Condition de présence ⁽¹⁾	Au 14/03/2017 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2018 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2017 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2018 pour les titres restants
Période de conservation ⁽²⁾	Du 15/03/2017 au 14/03/2019 pour environ la moitié des titres Du 15/03/2018 au 14/03/2020 pour les titres restants
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2019 pour environ la moitié des titres À partir du 15/03/2020 pour les titres restants
Conditions de performance	• Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de GDF SUEZ Trading pour l'exercice 2016 pour environ la moitié des titres • Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de GDF SUEZ Trading pour l'exercice 2017 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.

4.5.6 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties à, et levées par, chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

4.5.6.1 Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ consenties par la Société GDF SUEZ et par toutes les sociétés du groupe GDF SUEZ durant l'exercice 2014 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

4.5.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ levées durant l'exercice 2014 par les dirigeants mandataires sociaux de GDF SUEZ

Néant, y compris les options de souscription ou d'achat d'actions Suez Environnement détenues par Isabelle Kocher (voir 4.5.6.7)

4.5.6.3 Historique des plans d'options d'achat d'actions GDF SUEZ 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 31/12/2013 d'actions pouvant être achetées	6 075 314	4 960 665
Nombre total d'actions pouvant être achetées par les dirigeants mandataires sociaux :		
• Gérard Mestrallet	0 ⁽²⁾	0 ⁽²⁾
• Jean-François Cirelli	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⁾	76 250	101 940
Solde au 31/12/2014	5 999 064	4 858 725

(1) Les options peuvent également être exercées d'une manière anticipée en cas de départ à la retraite ou de décès.

(2) Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli ont renoncé à leurs 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 2014.

(5) Annulées du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014.

(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.

4.5.6.4 Historique des plans d'options de souscription d'actions GDF SUEZ en vigueur

Il est précisé que les plans d'options de souscription d'actions consentis antérieurement par l'ex-SUEZ SA et en cours de validité, ont été repris par GDF SUEZ, conformément aux engagements pris par l'Assemblée Générale des actionnaires de Gaz de France ayant approuvé le 16 juillet 2008 la fusion par absorption de SUEZ, dans sa quatrième résolution.

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 31/12/2013 d'actions pouvant être souscrites	5 672 033	4 411 672
Dont : nombre total au 31/12/2013 d'actions pouvant être souscrites par les dirigeants mandataires sociaux		
• Gérard Mestrallet	403 504	0
• Jean-François Cirelli	0	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 01/01/2014 au 31/12/2014	0	0
Annulées du 01/01/2014 au 31/12/2014	64 174	54 097
Solde au 31/12/2014	5 607 859	4 357 575

(1) Les options peuvent 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.

4.5.6.5 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2014

Plan	17/01/2007
Point de départ d'exercice	17/01/2011
Date d'expiration	16/01/2015
Prix de levée ou d'achat en euros	36,62
Solde d'options au 31/12/2014 :	
• Condition de présence uniquement	180 515
• Condition de performance	185 824 ⁽¹⁾
• Condition de performance majorée	37 165 ⁽²⁾

(1) Les options étaient sous une condition de performance ; cette condition était remplie en janvier 2011.

(2) Les options étaient sous une condition de performance majorée ; cette condition était remplie en janvier 2011.

4.5.6.6 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Jean-François Cirelli au 31 décembre 2014

Néant.

4.5.6.7 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Isabelle Kocher au 31 décembre 2014

Plan	17/01/2007	14/11/2007	12/11/2008	10/11/2009	17/12/2009 ⁽⁵⁾
Point de départ d'exercice	17/01/2011	14/11/2011	12/11/2012	10/11/2013	17/12/2013
Date d'expiration	16/01/2015	13/11/2015	11/11/2016	09/11/2017	16/12/2017
Prix de levée ou d'achat en euros	36,62	41,78	32,74	29,44	15,49
Solde d'options au 31/12/2014 :					
• Condition de présence uniquement	7 964	8 656	6 400	3 098	11 700
• Condition de performance	7 964 ⁽¹⁾	8 656 ⁽²⁾	6 400 ⁽³⁾	3 098 ⁽⁴⁾	0 ⁽⁶⁾

(1) Les options étaient sous une condition de performance ; cette condition était remplie en janvier 2011.

(2) Les options étaient sous une condition de performance ; cette condition était remplie en novembre 2011.

(3) Les options étaient sous une condition de performance ; cette condition était remplie en septembre 2013.

(4) Les options étaient sous une condition de performance ; cette condition était remplie en mai 2014.

(5) Plan Suez Environnement, à l'époque où Isabelle Kocher était Directeur Général de Lyonnaise des Eaux.

(6) 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.

4.5.7 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social - Historique des plans en vigueur

4.5.7.1 Actions de Performance GDF SUEZ attribuées par la Société GDF SUEZ et par toutes les sociétés du Groupe GDF SUEZ durant l'exercice 2014 à chaque dirigeant mandataire social de GDF SUEZ

	Plan	Nombre d'actions attribuées	Valorisation des actions (en euros) ⁽²⁾	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Conditions de Performance
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	Néant					
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	Néant					
Isabelle Kocher ⁽¹⁾ <i>Directeur Général Délégué, en charge des opérations</i>	10/12/2014	35 000	414 400	15/03/2018	15/03/2020	1/2 RNRPG 1/2 TSR

(1) Au titre de ses activités salariées de Directeur Général Adjoint, en charge des Finances, en 2014.

(2) Selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.5.7.2 Actions de Performance GDF SUEZ devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social de GDF SUEZ durant l'exercice 2014

	Plan	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Nombre d'actions devenues disponibles ⁽¹⁾
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	Néant			
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	Néant			
Isabelle Kocher <i>Directeur Général Délégué, en charge des Opérations</i>	10/11/2009	15/03/2012	15/03/2014	770

(1) Ces actions entrent dans le dispositif décrit au 4.5.5.1.

4.5.7.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance GDF SUEZ

Il est précisé que les plans d'attribution gratuite d'Actions de Performance consentis antérieurement par l'ex-SUEZ SA et en cours de validité, ont été repris par GDF SUEZ, conformément aux engagements pris par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de Gaz de France ayant approuvé le 16 juillet 2008 la fusion par absorption de SUEZ.

Au titre de l'année :	2009		2010		2011	
	Plan 2009	Plan Traders 03/03/2010	Plan 2010	Plan Traders 02/03/2011	Plan 2011	Plan Traders 29/02/2012
Date de l'AG d'autorisation	04/05/2009	04/05/2009	03/05/2010	03/05/2010	02/05/2011	02/05/2011
Date du CA de décision	10/11/2009	03/03/2010	13/01/2011	02/03/2011	06/12/2011	29/02/2012
Valeur de l'action en euros ⁽¹⁾	24,8	21,5	18,1	23,3	11,3	15,1
Début de la période d'acquisition ⁽²⁾	10/11/2009	03/03/2010	13/01/2011	02/03/2011	06/12/2011	29/02/2012
Fin de la période acquisition	14/03/2012 ⁽³⁾	14/03/2012 ⁽⁷⁾ 14/03/2013 ⁽⁸⁾	14/03/2014 ⁽¹⁰⁾	14/03/2013 ⁽⁷⁾ 14/03/2014 ⁽⁸⁾	14/03/2015 ⁽¹³⁾	14/03/2014 ⁽⁷⁾ 14/03/2015 ⁽⁸⁾
Début de la période de conservation	15/03/2012 ⁽⁴⁾	15/03/2012 ⁽⁷⁾ 15/03/2013 ⁽⁸⁾	15/03/2014 ⁽¹⁰⁾	15/03/2013 ⁽⁷⁾ 15/03/2014 ⁽⁸⁾	15/03/2015 ⁽¹³⁾	15/03/2014 ⁽⁷⁾ 15/03/2015 ⁽⁸⁾
Fin de la période de conservation	15/03/2014 ⁽⁵⁾	15/03/2014 ⁽⁷⁾ 15/03/2015 ⁽⁸⁾	15/03/2016 ⁽¹⁰⁾	15/03/2015 ⁽⁷⁾ 15/03/2016 ⁽⁸⁾	15/03/2017 ⁽¹³⁾	15/03/2016 ⁽⁷⁾ 15/03/2017 ⁽⁸⁾
Conditions associées	⁽⁶⁾	⁽⁹⁾	⁽¹¹⁾	⁽¹²⁾	⁽¹⁴⁾	⁽¹⁵⁾
Droits en acquisition au 31/12/2013	299 891	0	3 325 699	28 375	2 952 135	70 098
Actions acquises du 01/01/2014 au 31/12/2014	279 476	0	639 154	28 375	1 300	34 536
Actions annulées du 01/01/2014 au 31/12/2014	20 415	0	2 543 567	0	54 055	1 020
Solde des droits au 31/12/2014	0	0	142 978	0	2 896 780	34 542

(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'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2014.

(4) Pour la France et la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(5) Pour la France et la Belgique ; pour l'Italie et l'Espagne, le 14/03/2015 ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(6) Condition sur l'EBITDA 2011, remplie à 89,4%.

(7) Pour la moitié des titres (1/3 des titres dans le cadre du plan du 03/03/2010).

(8) Pour la moitié des titres (2/3 des titres dans le cadre du plan du 03/03/2010).

(9) ROE GDF SUEZ Trading 2011 pour 1/3 (condition intégralement remplie) et ROE GDF SUEZ Trading 2012 pour 2/3 (condition intégralement remplie).

(10) Pour la France, la Belgique, l'Espagne et la Roumanie, pour les autres pays, acquisition le 14/03/2015 sans période de conservation.

(11) 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%).

(12) EBITDA GDF SUEZ Trading 2012 pour 50% (condition intégralement remplie), et EBITDA GDF SUEZ Trading 2013 pour 50% (condition intégralement remplie).

(13) 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.

(14) Pour 464 bénéficiaires, double condition : 50% sur EBITDA 2014 et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) de GDF SUEZ 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) de GDF SUEZ par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone).

(15) EBITDA GDF SUEZ Trading 2013 pour 50% (condition intégralement remplie), et EBITDA GDF SUEZ Trading 2014 pour 50%.

2012			2013		2014
Plan 2012	Plan Traders 27/02/2013	Plan 2013	Plan Traders 26/02/2014	Plan 2014	Plan Traders 2014
23/04/2012	23/04/2012	23/04/2013	23/04/2013	28/04/2014	20/04/2014
05/12/2012	27/02/2013	11/12/2013	26/02/2014	10/12/2014	25/02/2015
8,1	9,2	7,6	13,3	12,1	14,7
05/12/2012	27/02/2013	11/12/2013	26/02/2014	10/12/2014	25/02/2015
14/03/2016 ⁽¹⁶⁾	14/03/2015 ⁽⁷⁾ 14/03/2016 ⁽⁸⁾	14/03/2017 ⁽¹⁹⁾	14/03/2016 ⁽⁷⁾ 14/03/2017 ⁽⁸⁾	14/03/2018 ⁽²²⁾	14/03/2017 ⁽⁷⁾ 14/03/2018 ⁽⁸⁾
15/03/2016 ⁽¹⁶⁾	15/03/2015 ⁽⁷⁾ 15/03/2016 ⁽⁸⁾	15/03/2017 ⁽¹⁹⁾	15/03/2016 ⁽⁷⁾ 15/03/2017 ⁽⁸⁾	15/03/2018 ⁽²²⁾	15/03/2019 ⁽⁷⁾ 15/03/2020 ⁽⁸⁾
15/03/2018 ⁽¹⁶⁾	15/03/2017 ⁽⁷⁾ 15/03/2018 ⁽⁸⁾	15/03/2019 ⁽¹⁹⁾	15/03/2018 ⁽⁷⁾ 15/03/2019 ⁽⁸⁾	15/03/2020 ⁽²²⁾	15/03/2019 ⁽⁷⁾ 15/03/2020 ⁽⁸⁾
⁽¹⁷⁾	⁽¹⁸⁾	⁽²⁰⁾	⁽²¹⁾	⁽²³⁾	⁽²⁴⁾
3 521 420	94 764	2 801 690	néant	néant	néant
1 250	0	0	0	0	0
51 905	0	43 980	0	0	0
3 468 265	94 764	2 757 710	89 991	3 388 540	0

(16) 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.

(17) Pour 547 bénéficiaires, double condition : 50% sur RNRPG des exercices 2014 et 2015, et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) de GDF SUEZ 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) de GDF SUEZ par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone).

(18) EBITDA GDF SUEZ Trading 2014 pour 50% et EBITDA GDF SUEZ Trading 2015 pour 50%.

(19) 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.

(20) Pour 519 bénéficiaires, double condition : 50% sur RNRPG des exercices 2015 et 2016, et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) de GDF SUEZ 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) de GDF SUEZ par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone).

(21) Bénéfice avant Impôts (BAI) GDF SUEZ Trading 2015 pour 50% et BAI GDF SUEZ Trading 2016 pour 50%

(22) 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.

(23) Pour tous les bénéficiaires, une double condition : 50% sur RNRPG des exercices 2016 et 2017, et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) de GDF SUEZ par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone).

(24) Bénéfice avant Impôts (BAI) GDF SUEZ Trading 2016 pour 50% et BAI GDF SUEZ Trading 2017 pour 50%

4.5.7.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2014

Plan	SUEZ 13/02/2006	SUEZ 12/02/2007	SUEZ 16/07/2007	SUEZ 01/06/2008	GDF SUEZ 12/11/2008	GDF SUEZ 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 GDF SUEZ ;

- 500 actions SUEZ Environnement Company ; et

- 20 actions SUEZ (« rompus ») donnant droit à des actions GDF SUEZ (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. 4.5.5.1).

(4) Condition remplie.

(5) Condition partiellement remplie.

(6) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés

4.5.7.5 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Jean-François Cirelli au 31 décembre 2014

Plan	Gaz de France 20/06/2007*	Gaz de France 28/05/2008*	GDF SUEZ 12/11/2008	GDF SUEZ 13/01/2011
Conditions	EBO 2007 et EBO 2008 ⁽¹⁾	EBO 2008 et EBO 2009 ⁽³⁾	EBITDA 2010 ⁽⁴⁾	EBITDA 2013 (1/3) TSR (performance boursière, dividende réinvesti)/Eurostoxx Utilities (Eurozone) (1/3) ROCE 2013 (1/3)
Date d'acquisition	23/06/2009	01/06/2010	15/03/2011	15/03/2014 ⁽⁶⁾
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	60 000
Actions acquises	30	15 ⁽⁵⁾	2 312 ⁽⁵⁾	8 766 ⁽⁵⁾
Date de cessibilité	01/07/2011 ⁽²⁾	01/06/2012 ⁽²⁾	15/03/2013 ⁽⁶⁾	15/03/2016

* Plans mondiaux d'attribution gratuite d'actions à l'ensemble des salariés et mandataires sociaux de Gaz de France.

(1) Conditions remplies.

(2) Ces actions ne peuvent être cédées durant l'exercice du mandat social.

(3) Condition de présence, et sur 50% des actions, une condition de performance.

(4) Double condition de performance et de présence.

(5) Condition de performance partiellement remplie.

(6) Les actions acquises entrent dans le dispositif dit « Balladur » de conservation (cf. 4.5.5.1).

4.5.7.6 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Isabelle Kocher au 31 décembre 2014

Plan	SUEZ 13/02/2006	SUEZ 12/02/2007	SUEZ 16/07/2007 ⁽¹⁾	SUEZ 14/11/2007	SUEZ 01/06/2008 ⁽¹⁾	GDF SUEZ 12/11/2008
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	ROCE 2008	EBITDA 20009	EBITDA 20009	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	GDF SUEZ 08/07/2009 ⁽¹⁾	GDF SUEZ 10/11/2009	SUEZ Environnement	GDF SUEZ 22/06/2011 ⁽¹⁾	GDF SUEZ 06/12/2011	GDF SUEZ 05/12/2012	GDF SUEZ 11/12/2013	GDF SUEZ 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 ⁽²⁾	16/12/2014 ⁽²⁾	24/06/2013	15/03/2015 ⁽²⁾	15/03/2016 ⁽²⁾	15/03/2017 ⁽²⁾	15/03/2018 ⁽²⁾
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	0	15 000	21 250	17 000	35 000 ⁽³⁾
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	15/03/2017	15/03/2018	15/03/2019	15/03/2020

(1) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés.

(2) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence.

(3) 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.

4.5.8 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

4.5.8.1 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties durant l'exercice 2014 par la Société GDF SUEZ et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des options GDF SUEZ, aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Néant.

4.5.8.2 Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ levées durant l'exercice 2014 par les dix salariés non mandataires sociaux de GDF SUEZ, dont le nombre d'options achetées ou souscrites est le plus élevé

Néant.

4.5.9 Actions gratuites et Actions de Performance consenties aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés

ACTIONS DE PERFORMANCE CONSENTIES DURANT L'EXERCICE 2014 PAR GDF SUEZ ET PAR TOUTE SOCIÉTÉ COMPRISE DANS LE PÉRIMÈTRE D'ATTRIBUTION DES ACTIONS GDF SUEZ, AUX DIX SALAIRES 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
233 000	11,84	GDF SUEZ	10/12/2014

* Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

Comprend 35 000 Actions de Performance consenties à Isabelle Kocher dans son rôle de Directeur Général Adjoint en charge des Finances en 2014

4.5.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2014

	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	06/03/2014	Vente d'options d'achat	(1)	0,2743	68 575
Personne morale liée à Albert FRÈRE	11/03/2014	Vente d'options d'achat	(1)	0,2769	69 225
Personne morale liée à Albert FRÈRE	14/03/2014	Vente d'options d'achat	(1)	2,7547	688 675
Personne morale liée à Albert FRÈRE	14/03/2014	Vente d'options d'achat	(1)	2,5575	1 278 750
Personne morale liée à Albert FRÈRE	17/03/2014	Vente d'options d'achat	(1)	2,3	427 921,9
Personne morale liée à Albert FRÈRE	17/03/2014	Vente d'options d'achat	(1)	1,6	1 200 000
Personne morale liée à Albert FRÈRE	18/03/2014	Vente d'options d'achat	(1)	2,6	1 950 000
Personne morale liée à Albert FRÈRE	19/03/2014	Vente d'options d'achat	(1)	2,0784	652 500
Personne morale liée à Albert FRÈRE	27/11/2014	Cession d'actions	(1)	19,692	4 923 000
Jean-Marie DAUGER	11/12/2014	Souscription (2)	(1)	14,68	120 000
Jean-Claude DEPAÏL	11/12/2014	Souscription (3)	(1)	14,68	15 000
Henri DUCRÉ	11/12/2014	Souscription (3)	(1)	14,68	25 400
Jérôme TOLOT	11/12/2014	Souscription (3)	(1)	14,68	60 000

(1) Non communiqué.

(2) Souscription de parts de FCPE «formule classique» dans le cadre du plan d'actionnariat salarié «Link 2014».

(3) Souscription de parts de FCPE «formule classique» et «formule multiple» dans le cadre du plan d'actionnariat salarié «Link 2014».

INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT

	PAGE		PAGE
5.1		5.2	
INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET LES TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL	158	ACTIONNARIAT	172
5.1.1	158	5.2.1	172
5.1.2	158	5.2.2	172
5.1.3	159	5.2.3	173
5.1.4	162	5.2.4	173
5.1.5	164	5.2.5	174
5.1.6	165		

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 GDF SUEZ sont cotées sur le compartiment A d'Euronext Paris et Euronext Bruxelles sous le code ISIN FR0010208488 et le code mnémonique GSZ. L'action GDF SUEZ fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par NYSE Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). GDF SUEZ est également présent dans les indices suivants :

BEL 20, Euro STOXX 50, STOXX Europe 600, MSCI Europe, EURO STOXX Utilities, STOXX Europe 600 Utilities, Euronext Vigeo World 120, Euronext Vigeo Europe 120, Euronext Vigeo Eurozone 120 et Euronext Vigeo France 20.

Au 31 décembre 2014, le capital social de GDF SUEZ s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées de 1 euro de nominal chacune.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

AUTRES NANTISSEMENTS

En millions d'euros	Valeur totale	2015	2016	2017	2018	2019	De 2020 à 2024	> 2024	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	5	1	0	0	0	-	0	4	7 569	0,1%
Immobilisations corporelles	5 068	165	70	157	67	58	1 329	3 223	64 032	7,9%
Titres de participation	3 426	86	11	177	5	6	461	2 679	9 947	34,4%
Comptes bancaires	397	8	-	103	-	-	40	246	8 546	4,6%
Autres actifs	222	17	-	115	-	-	66	24	37 055	0,6%
TOTAL	9 118	278	81	552	72	63	1 897	6 175	127 150	7,2%

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.

Au 31 décembre 2014, la Société comptait, après déduction des actions en autodétention, 2 390 455 214 actions ayant autant de droits de vote exerçables.

Le Conseil d'administration du 25 février 2015 a décidé de présenter 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. L'Etat français, premier actionnaire de GDF SUEZ, a fait part de son intention de ne pas voter en faveur de cette résolution.

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 de GDF SUEZ 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 2014, 9 965 434 options de souscription d'actions peuvent donner lieu à la création de 9 965 434 actions GDF SUEZ. À l'exception des options mentionnées ci-dessus, il n'existe, au 31 décembre 2014, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital de GDF SUEZ.

En cas d'exercice de ces options de souscription d'actions, le capital potentiel de GDF SUEZ représenterait 100,41% du capital social de GDF SUEZ au 31 décembre 2014 et le pourcentage de dilution représenterait 0,41% du capital.

Les tableaux relatifs aux différents plans d'options de souscription d'actions figurent dans la Note 24 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» ci-après.

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 23 AVRIL 2012

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
12°	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 22 juin 2014)	225 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ⁽¹⁾ représentatives de créances	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 10° résolution de l'AGM du 28 avril 2014)
13°	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 22 juin 2014)	225 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ⁽¹⁾ représentatives de créances	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 11° résolution de l'AGM du 28 avril 2014)
14°	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 22 juin 2014)	225 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ⁽¹⁾ représentatives de créances	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 12° résolution de l'AGM du 28 avril 2014)
15°	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 12°, 13° et 14° résolutions, dans la limite de 15% de l'émission initiale	26 mois (jusqu'au 22 juin 2014)	225 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ⁽¹⁾ représentatives de créances	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 13° résolution de l'AGM du 28 avril 2014)
16°	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 22 juin 2014)	225 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ⁽¹⁾ représentatives de créances	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 14° résolution de l'AGM du 28 avril 2014)
20°	Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	26 mois (jusqu'au 22 juin 2014)	Montant global des sommes pouvant être incorporées	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 18° résolution de l'AGM du 28 avril 2014)
21°	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions autodétenues	26 mois (jusqu'au 22 juin 2014)	10% du capital par période de 24 mois	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 19° résolution de l'AGM du 28 avril 2014)

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 23 avril 2012, pour les émissions décidées au titre des 12°, 13°, 14°, 15° et 16° résolutions.

(2) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 12°, 13°, 14°, 15° et 16° résolutions de l'AGM du 23 avril 2012 et des 9° et 10° résolutions de l'AGM du 23 avril 2013 est fixé à 275 millions d'euros par la 19° résolution de l'AGM du 23 avril 2012.

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 23 AVRIL 2013

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 22 octobre 2014)	Prix maximum d'achat : 40 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 9,6 milliards d'euros	GDF SUEZ détenait 2,10% de son capital au 28 avril 2014	Autorisation caduque (privée d'effet par la 5 ^e résolution de l'AGM du 28 avril 2014)
9 ^e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 22 juin 2015)	40 millions d'euros ⁽¹⁾	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 15 ^e résolution de l'AGM du 28 avril 2014)
10 ^e	Augmentation de capital réservée à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe	18 mois (jusqu'au 22 octobre 2014)	10 millions d'euros ⁽¹⁾	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 16 ^e résolution de l'AGM du 28 avril 2014)
11 ^e	Autorisation de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société)	18 mois (jusqu'au 22 octobre 2014)	Détention maximum : 0,5% du capital ⁽²⁾	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 20 ^e résolution de l'AGM du 28 avril 2014)
12 ^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 22 octobre 2014)	Détention maximum : 0,5% du capital ⁽²⁾	Attribution le 11 décembre 2013 de 2,8 millions d'Actions de Performance et le 26 février 2014 de 0,1 million d'Actions de Performance, soit 0,12% du capital au 26 février 2014	Autorisation caduque (privée d'effet par la 21 ^e résolution de l'AGM du 28 avril 2014)

(1) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 12^e, 13^e, 14^e, 15^e et 16^e résolutions de l'AGM du 23 avril 2012 et des 9^e et 10^e résolutions de l'AGM du 23 avril 2013 est fixé à 275 millions d'euros par la 19^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012.

(2) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 23 avril 2013, pour les attributions décidées au titre des 11^e et 12^e résolutions.

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	GDF SUEZ détenait 1,84% de son capital au 31 décembre 2014	8,16% du capital
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
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)	9,3 millions d'euros

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte 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, 14^e, 15^e et 16^e est fixé à 265 millions d'euros par la 17^e résolution de l'AGM 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
16 ^e	Augmentation de capital réservée à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2015)	10 millions d'euros ⁽²⁾	Augmentation de capital en date du 11 décembre 2014 (1 824 660 actions émises)	8,2 millions d'euros
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'actionnariat 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	0,35% du capital ⁽³⁾
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	0,35% du capital ⁽³⁾

(3) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 28 avril 2014, pour les attributions décidées au titre des 20^e et 21^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)
20/01/2010	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 1 348 559 options de souscription d'actions	1 348 559 ⁽¹⁾	21 122 672,59	2 260 976 267	2 260 976 267	1,00
09/08/2010	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 395 068 options de souscription d'actions	395 068	6 150 334,28	2 261 371 335	2 261 371 335	1,00
09/08/2010	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 36 898 000 actions autodétenues	36 898 000	1 377 800 021	2 224 473 335	2 224 473 335	1,00
24/08/2010	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 22 165 290 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe	22 165 290	416 264 146,20	2 246 638 625	2 246 638 625	1,00

Date	Événement	Nominal (en euros)	Prime (en euros)	Capital (en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale par action (en euros)
24/08/2010	Augmentation du capital social résultant de l'émission de 521 056 actions gratuites par prélèvement sur la prime d'émission de 416 264 146,20 euros ci-dessus visée, dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe	521 056	(521 056,00)	2 247 159 681	2 247 159 681	1,00
24/08/2010	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 2 016 272 actions suite aux augmentations de capital réservées aux entités ayant pour objet exclusif de souscrire, détenir et céder des actions GDF SUEZ dans le cadre du plan international d'actionnariat salarié du Groupe	2 016 272	37 865 588,16	2 249 175 953	2 249 175 953	1,00
13/01/2011	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 1 119 804 options de souscription d'actions	1 119 804 ⁽²⁾	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 ⁽³⁾	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 ⁽⁴⁾	69 395 152,92	2 412 824 089	2 412 824 089	1,00
11/12/2014	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 20 307 623 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe	20 307 623	277 808 282,64	2 433 131 712	2 433 131 712	1,00
11/12/2014	Augmentation du capital social résultant de l'émission de 328 639 actions gratuites par prélèvement sur la prime d'émission dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe	328 639	(328 639,00)	2 433 460 351	2 433 460 351	1,00
11/12/2014	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 824 660 actions suite aux augmentations de capital réservées à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe	1 824 660	24 961 348,80	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00

(1) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2009.

(2) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2010.

(3) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2011.

(4) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2012.

5.1.5 Rachat d'actions

5.1.5.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 28 avril 2014, 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 : 9,6 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 GDF SUEZ, 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 2014.

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2014, la Société a acquis 20 932 267 actions pour une valeur globale de 403,2 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 19,26 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, GDF SUEZ a cédé 27 657 267 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 539,0 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 19,49 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2014, GDF SUEZ 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 24 février 2015, GDF SUEZ a acquis 5 263 500 actions pour une valeur globale de 100,1 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 19,02 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, GDF SUEZ a cédé 4 763 500 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 90,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 19,07 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 24 février 2015, GDF SUEZ 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 24 février 2015, la Société détenait 1,86% de son capital, soit 45 328 710 actions, dont 950 000 actions dans le cadre du contrat de liquidité et 44 378 710 actions 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 28 avril 2015

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 GDF SUEZ de ses propres actions qui sera soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires convoquée le 28 avril 2015.

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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ

La part maximale du capital acquise par GDF SUEZ 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. GDF SUEZ se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

GDF SUEZ détenait directement au 24 février 2015 : 45 328 710 actions, soit 1,86% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 198 millions d'actions, représentant 8,14% du capital, soit un montant maximum de 7,9 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 27 octobre 2016.

5.1.6 Titres non représentatifs du capital

5.1.6.1 Titres participatifs

Gaz de France avait procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 1986 sous forme de deux tranches, A et B. Au 1^{er} janvier 2014, 194 440 titres participatifs de la tranche A demeuraient en circulation, les titres participatifs de la tranche B ayant été intégralement remboursés en 2000. Sur l'année 2014, l'intégralité des titres participatifs de la tranche A ont été rachetés.

5.1.6.2 Titres super-subordonnés

Suite à la première opération lancée en juillet 2013, GDF SUEZ a lancé en mai 2014 une seconde émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée. Le prospectus de l'opération a reçu le visa n° 14-251 de l'AMF le 28 mai 2014. Cette transaction a permis au Groupe de lever un montant de 2,0 milliards d'euros en deux tranches offrant un coupon moyen de 3,4%.

Émetteur	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement	Montant en cours (en devises) (en millions)	Place de cotation	Code ISIN
GDF SUEZ	EUR	3,875%	10/07/2013	Perpétuelle	10/07/2018	600	Paris	FR0011531714
GDF SUEZ	GBP	4,625%	10/07/2013	Perpétuelle	10/01/2019	300	Paris	FR0011531722
GDF SUEZ	EUR	4,750%	10/07/2013	Perpétuelle	10/07/2021	750	Paris	FR0011531730
GDF SUEZ	EUR	3,000%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2019	1000	Paris	FR0011942226
GDF SUEZ	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» Notes 16.3.2.2 et 18.2.1).

5.1.6.3 Programme Euro Medium Term Notes (EMTN)

GDF SUEZ dispose d'un programme d'Euro Medium Term Notes (EMTN) de 25 milliards d'euros. Ce programme a été actualisé le 2 octobre 2014 et a reçu le visa n° 14-534 de l'AMF.

5.1.6.4 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2014 émises par la Société et émises ou garanties par le GIE GDF SUEZ Alliance, dont la Société est membre, sont indiquées ci-après.

Émetteur	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours (en devises) (en millions)	Place de cotation	Code ISIN
GDF SUEZ	EUR	5,125%	19/02/2003	19/02/2018	687	Paris Luxembourg	FR0000472334
Belgelec Finance	EUR	5,125%	24/06/2003	24/06/2015	450	Luxembourg	FR0000475741
GDF SUEZ Alliance	EUR	5,750%	24/06/2003	24/06/2023	1 000	Luxembourg	FR0000475758
Electrabel	EUR	4,750%	10/04/2008	10/04/2015	454	Luxembourg	BE0934260531
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	6,875%	24/10/2008	24/01/2019	834	Luxembourg	FR0010678185
GDF SUEZ ⁽¹⁾	GBP	7,000%	30/10/2008	30/10/2028	500	Luxembourg	FR0010680041
GDF SUEZ ⁽¹⁾	JPY	3,180%	18/12/2008	18/12/2023	15 000	Aucune	FR0010697193
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	5,625%	16/01/2009	18/01/2016	1 043	Luxembourg	FR0010709279
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	6,375%	16/01/2009	18/01/2021	1 000	Luxembourg	FR0010709451
GDF SUEZ ⁽¹⁾	GBP	6,125%	11/02/2009	11/02/2021	611	Luxembourg	FR0010721704
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	5,000%	23/02/2009	23/02/2015	750	Luxembourg	FR0010718189
GDF SUEZ ⁽¹⁾	GBP	5,000%	01/10/2010	01/10/2060	1 100	Paris	FR0010946855
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	2,750%	18/10/2010	18/10/2017	564	Paris	FR0010952739
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	3,500%	18/10/2010	18/10/2022	762	Paris	FR0010952770
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	5,950%	16/03/2011	16/03/2111	300	Paris	FR0011022474
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	3,046%	17/10/2011	17/10/2018	150	Paris	FR0011131846
GDF SUEZ ⁽¹⁾	CHF	1,500%	20/10/2011	20/10/2017	300	SIX	CH013975685-9
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	3,896%	24/10/2011	24/10/2023	100	Paris	FR0011133495
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	3,125%	21/11/2011	21/01/2020	424	Paris	FR0011147305
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	1,500%	01/06/2012	01/02/2016	1 000	Paris	FR0011261890
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	2,250%	01/06/2012	01/06/2018	729	Paris	FR0011261916
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	3,000%	01/06/2012	01/02/2023	1 000	Paris	FR0011261924
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	2,500%	02/07/2012	21/01/2020	400	Aucune	FR0011278506
GDF SUEZ ⁽¹⁾	JPY	1,260%	06/07/2012	06/07/2022	10 000	Paris	FR0011283134
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	1,500%	20/07/2012	20/07/2017	750	Paris	FR0011289222
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	2,625%	20/07/2012	20/07/2022	661	Paris	FR0011289230
GDF SUEZ ⁽¹⁾	CHF	1,125%	09/10/2012	09/10/2020	275	SIX	CH0195288102
GDF SUEZ ⁽¹⁾	CHF	1,625%	09/10/2012	09/10/2024	175	SIX	CH0195288193
GDF SUEZ	USD	1,625%	10/10/2012	10/10/2017	750	Aucune	US36160BAB18
GDF SUEZ	USD	2,875%	10/10/2012	10/10/2022	750	Aucune	US36160BAA35
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	Eur3M + 58 bps	16/04/2013	16/04/2020	200	Paris	FR0011464171
GDF SUEZ ⁽¹⁾	NOK	4,02%	22/04/2013	22/04/2024	500	Paris	FR0011470822
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	3,375%	25/03/2013	25/03/2033	100	Aucune	FR0011450964
GDF SUEZ ⁽¹⁾	USD	3,75%	18/04/2013	18/04/2033	50	Paris	FR0011469006
GDF SUEZ	EUR	0,00%	02/04/2013	02/04/2038	80	Aucune	-
GDF SUEZ ^{(1) (2)}	EUR	1,375%	19/05/2014	19/05/2020	1 200	Paris	FR0011911239
GDF SUEZ ^{(1) (2)}	EUR	2,375%	19/05/2014	19/05/2026	1 300	Paris	FR0011911247

(1) Émissions réalisées dans le cadre du programme EMTN.

(2) Obligation verte (voir Section 5.1.6.5 Obligation verte).

GDF SUEZ a réalisé, le 4 mars 2015, une émission obligataire de 2,5 milliards d'euros en quatre tranches. Cette émission porte un coupon moyen de 0,75 % pour une maturité moyenne de 9,8 ans.

5.1.6.5 Obligation verte

5.1.6.5.1 Description de l'obligation

Afin de contribuer à l'objectif de réduction des gaz à effet de serre, GDF SUEZ développe un portefeuille d'installations diversifié qui inclut la production d'énergie à partir de sources renouvelables et également 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 un des leaders de la transition énergétique.

Afin de financer ces développements, GDF SUEZ 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» 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), GDF SUEZ 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*, GDF SUEZ s'est engagé à remplir les conditions suivantes :

- les projets éligibles doivent respecter les critères d'éligibilité déterminés par GDF SUEZ en collaboration avec Vigeo. Les projets éligibles comprennent les nouveaux projets répondant aux critères d'éligibilités et/ou des investissements engagés depuis le 1er 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.

5.1.6.5.2 Critères d'éligibilité

Les critères d'éligibilité sont décrits ci-après et sont également disponibles dans l'espace dédié du site internet de GDF SUEZ (<http://www.gdfsuez.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 1er janvier 2013 au 31 décembre 2014 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 reporting 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 <i>via</i> 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 <i>via</i> les critères d'investissement RSE internes du Groupe

(1) Le principe d'action ne s'applique qu'aux salariés du groupe GDF SUEZ.

Note : 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.

5.1.6.5.3 Projets éligibles

Au 31 décembre 2014, 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 :

Dénomination du projet	Région/Pays	Catégorie de projet	Indicateurs ⁽¹⁾	Année prévue de mise en service
Ecova ⁽²⁾	Amérique du Nord / Etats-Unis	Efficacité énergétique	3 % ⁽³⁾	NA
Jirau	Amérique Latine / Brésil	Hydroélectrique	3 750 MW	2013 à 2016
Laja	Amérique Latine / Chili	Hydroélectrique	34 MW	2014
Quitaracsa	Amérique Latine / Pérou	Hydroélectrique	112 MW	2015
Lochristi, Poperinge et Sint Gillis waas	Europe / Belgique	Eolien terrestre	21 MW	2013/14
Besse sur Issole	Europe / France	Solaire	14 MW	2013
Hangest	Europe / France	Eolien terrestre	21 MW	2015
SHEM	Europe / France	Hydroélectrique	10 MW	2013/14/15
Somme Soude	Europe / France	Eolien terrestre	21 MW	2014
Réseaux de chaleur avec production à partir de biomasse	Europe / France et Italie	Biomasse	12 MW + 344 MW(th)	2015/16/17
Santa Chiara	Europe / Italie	Solaire	3 MW	2014
Alizeu	Europe / Roumanie	Eolien terrestre	50 MW	2013

(1) Projets en énergies renouvelables : la capacité totale installée mentionnée est celle qui est prévue à la mise en service complète des installations.

(2) Ecoa est une société de services dont une partie des activités vise à réduire la consommation énergétique des clients.

(3) Nombre de KWh économisés en 2014 par les consommateurs finaux après intervention d'Ecova, rapporté à leur consommation annuelle totale.

Le total des fonds alloués aux projets éligibles mentionnés ci-dessus s'élève au 31 décembre 2014 à 866,7 millions d'euros. Pour rappel, ce montant inclut non seulement les investissements réalisés en 2014, mais également les investissements réalisés en 2013 au titre de ces projets.

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 de GDF SUEZ. Avec une capacité de production installée de 16 838 MW à fin 2012, GDF SUEZ est l'un des leaders dans ce secteur qui inclut l'hydroélectricité, la biomasse, le biogaz, et les énergies éolienne et solaire. 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 2014, 11 projets éligibles ont été financés dans le domaine des énergies renouvelables pour un montant total de 814,5 millions d'euros grâce aux fonds levés via le *Green Bond*. Le Groupe envisage d'investir un montant équivalent au cours des trois prochaines années.

En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à la réduction des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 6 millions de tonnes de CO₂ eq/an. Les contributions des deux projets enregistrés comme projets répondant aux critères du "Clean

Development Mechanism" sous le Protocol de Kyoto (UNFCCC) sont les suivantes :

- Jirau (hydroélectrique) : 6 180 620 tonnes de CO₂ eq/an (en phase d'exploitation complète – données disponibles sur : <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/LRQA%20Ltd1356533361.56/view>),

- Quitaracsa (hydroélectrique) : 249 463 tonnes de CO₂ eq/an (en phase d'exploitation complète – données disponibles sur : <http://cdm.unfccc.int/Projects/DB/TUEV-SUED1169475557.62/view>)

2) L'efficacité énergétique

En mai 2014, GDF SUEZ a annoncé l'acquisition d'Ecova, société spécialisée dans la mise en œuvre de solutions énergétiques durables auprès de fournisseurs d'énergie et de clients industriels et commerciaux en Amérique du Nord. Une partie des activités relève de solutions permettant aux consommateurs finaux américains de réduire leur consommation énergétique. Seule la partie du prix d'acquisition d'Ecova correspondant à cette activité a été financée au moyen du *Green Bond* (soit 52,2 millions d'euros).

En 2014, les activités éligibles menées par Ecova ont contribué à une réduction totale de 8,1 millions de tonnes d'émissions de CO₂, soit l'équivalent de 922 034 de tonnes d'émissions de CO₂ par an ⁽¹⁾. Cette réduction reflète directement la réduction de consommation énergétique évoquée ci-avant et est calculée sur base du programme développé par l'agence américaine pour la protection de l'environnement (the « Environmental Protection Agency's (EPA) Greenhouse Gas Equivalencies Calculator ») disponible à l'adresse web suivante :

<http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/refs.html>.

(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 œuvre et d'exploitation d'une unité de production, en tenant compte de la durée de vie moyenne de tous éléments constitutifs de cette unité.

Au 31 décembre 2014, 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 1 633,3 millions d'euros.

Conformément aux engagements pris, GDF SUEZ a demandé à l'un des Commissaires aux comptes de GDF SUEZ SA, Deloitte

& Associés de produire une 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*.

5.1.6.5.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes de GDF SUEZ SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2014, 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 GDF SUEZ 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 2014, 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 2014, d'un montant de 866,7 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 et 2014.

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 2014, 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 2014, 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 2014.

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 et 2014. 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 2014, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 3 mars 2015.

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 2014 est supérieur aux montants levés dans le cadre de l'Émission et restant à allouer au 31 décembre 2014.

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 2014 dans le cadre de l'Émission aux Projets Éligibles ; et
- la concordance, avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014, 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 2014.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note incluse au paragraphe « 5.1.6.5.2 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.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Neuilly-sur-Seine, le 3 mars 2015
L'un des Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent

5.1.6.6 Billets de trésorerie

La Société dispose de programmes de financement à court terme (billets de trésorerie et *US Commercial Paper*).

GDF SUEZ 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

17 juin 2014 et a reçu l'approbation de la Banque de France. Au 31 décembre 2014, l'encours s'établissait à 3 729,5 millions d'euros.

La Société a également un programme de *US Commercial Paper* de 4,5 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2014, l'encours s'établissait à 1 808,4 millions de dollars US.

5.2 ACTIONNARIAT

5.2.1 Cotation boursière

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION GDF SUEZ À PARIS

	Cours le + haut ⁽¹⁾ (en euros)	Cours le + bas ⁽¹⁾ (en euros)	Volume des transactions ⁽²⁾
2014			
Janvier	17,435	16,255	5 276 067
Février	18,615	16,330	5 847 727
Mars	19,960	18,225	6 173 326
Avril	19,995	18,175	5 732 223
Mai	20,485	18,545	5 732 998
Juin	21,090	20,105	5 195 632
Juillet	20,395	19,250	4 924 815
Août	19,060	18,445	5 133 904
Septembre	19,860	18,940	5 114 561
Octobre	19,715	16,935	7 475 191
Novembre	19,900	18,395	5 759 088
Décembre	20,520	18,275	5 693 983

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture.

(2) Moyenne journalière (source Bloomberg).

Suite au désenregistrement de GDF SUEZ auprès de la Securities & Exchange Commission intervenu le 30 octobre 2009, GDF SUEZ 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 - Évolution et profil de l'actionnariat

Au 31 décembre 2014, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 44 829 797 actions autodétenues.

Durant l'exercice 2014, le capital de la Société a augmenté de 22 460 922 actions de nominal 1 euro : création de 22 460 922 actions dans le cadre du plan d'actionnariat salarié «Link 2014».

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT DE GDF SUEZ DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	31 décembre 2014			31 décembre 2013		31 décembre 2012	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote ⁽¹⁾	% du capital	% des droits de vote	% du capital	% des droits de vote
État	810 797 264	33,29	33,92	36,71	37,53	36,71	37,58
Actionnariat salarié	77 460 675	3,18	3,24	2,35	2,40	2,26	2,31
Groupe Bruxelles Lambert (GBL)	57 701 905	2,37	2,41	2,40	2,46	5,10	5,22
Groupe CDC	45 894 091	1,88	1,92	1,90	1,94	1,90	1,95
CNP Assurances	24 670 003	1,01	1,03	1,03	1,06	1,03	1,06
Sofina	9 158 904	0,38	0,38	0,53	0,54	0,53	0,54
Autodétention	44 829 797	1,84	-	2,18	-	2,30	-
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
Public		56,05	57,10	52,90	54,07	50,17	51,34
		100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

(1) Calculé sur le nombre de droits de vote exerçables au 31 décembre 2014.

En conséquence de la cession par l'Etat de 1,36 million de titres GDF SUEZ aux salariés du Groupe conformément à la réglementation applicable, intervenue le 27 février 2015, la participation de l'Etat en capital à cette date s'établit à 33,24%.

5.2.3 Franchissement de seuils légaux

DÉCLARATION DE FRANCHISSEMENT DE SEUILS LÉGAUX REÇUE DEPUIS LE 1ER JANVIER 2014

11/12/2014	Baisse	33,29 %	État

L'État a franchi à la baisse le seuil du tiers du capital social de GDF SUEZ à l'occasion de l'augmentation de capital réservée aux salariés de GDF SUEZ intervenue le 11 décembre 2014. Cette opération a été préalablement autorisée par le décret n° 2014-1084 du 25 septembre 2014, conformément aux dispositions de l'ordonnance n°2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique.

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 de GDF SUEZ supérieure à l'un des seuils légaux.

La Société n'a pas connaissance d'autres actionnaires détenant au moins 5% du capital de GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ, aucun accord relatif à une option sur une entité membre du groupe GDF SUEZ 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

GDF SUEZ 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 6.1.1.8 «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 28 avril 2015 la distribution d'un dividende au titre de l'exercice 2014 d'un montant de 1,0 euro par action, dont 0,50 euro par action déjà versé à titre d'acompte.

Montant du dividende par action

DIVIDENDES GDF SUEZ DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice <i>(actions entièrement libérées)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
2009	1,47
2010	1,50
2011	1,50
2012	1,50
2013	1,50

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

INFORMATIONS FINANCIÈRES

			PAGE				PAGE
6.1	EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE		176	6.3	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS		327
6.1.1	Rapport d'activité		176				
6.1.2	Trésorerie et capitaux		193	6.4	COMPTES SOCIAUX		329
6.2	COMPTES CONSOLIDÉS		195	6.5	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS		376
6.2.1	États financiers consolidés		196				
6.2.2	Notes aux comptes consolidés		203				

6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

6.1.1 Rapport d'activité

Les données relatives au compte de résultat, à l'état de situation financière et aux flux de trésorerie de l'exercice clos le 31 décembre 2013 sont issues des informations financières pro forma⁽¹⁾ non auditées établies comme si la mise en équivalence de SUEZ Environnement était intervenue le 1^{er} janvier 2013. Les règles d'établissement de l'information pro forma sont présentées dans la section 6 de ce rapport d'activité. Par ailleurs, les données 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des nouvelles normes sur la consolidation et de la nouvelle définition de l'EBITDA (cf. Note 2 des états financiers consolidés).

L'année 2014 a été marquée par un climat particulièrement doux en Europe et par l'arrêt des centrales nucléaires Doel 3 et Tihange 2 depuis le 26 mars 2014, ainsi que celle de Doel 4 entre le 5 août et le 19 décembre dernier.

Le **chiffre d'affaires** de 74,7 milliards d'euros est en décroissance brute de -6,6% par rapport à 2013 et en décroissance organique de -7,2%. Ce recul s'explique notamment par l'impact du climat sur les ventes de gaz naturel en France, l'année 2014 ayant été particulièrement chaude par rapport à 2013 et par l'impact de la baisse des prix sur les marchés de l'électricité en Europe. Corrigé des impacts climatiques en France et du rattrapage tarifaire enregistré en 2013 qui pèsent pour 2,3 milliards d'euros, le recul organique est de -4,4%.

L'**EBITDA**, qui s'élève à 12,1 milliards d'euros, est en recul de -6,7% en brut et de -4,2% en organique. Corrigé du climat en France et du rattrapage tarifaire enregistré en 2013 qui pèsent d'une année à l'autre pour 815 millions d'euros, l'EBITDA est en croissance organique de +2,4%. Cet indicateur est soutenu par les effets positifs des mises en service de nouveaux actifs, de la performance opérationnelle, des efforts accomplis dans le cadre du plan Perform 2015 et de la variation positive des dotations nettes aux provisions par rapport à 2013, partiellement compensés par l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires, la baisse des prix sur les marchés de l'électricité en Europe et le contexte hydrologique défavorable en Amérique Latine.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** est en décroissance brute de -6,6% et organique de -3,4% pour atteindre 7,2 milliards

d'euros. La diminution de l'EBITDA est atténuée par de moindres dotations aux amortissements principalement en raison des pertes de valeur comptabilisées fin 2013. Corrigé des effets climat et rattrapage tarifaire en France, cet agrégat est en croissance organique de +8,2%.

Le **résultat net part du Groupe**, qui s'élève à 2,4 milliards d'euros, est en augmentation brute de 12,1 milliards d'euros par rapport à 2013. L'exercice 2013 était fortement pénalisé par des pertes de valeur dont l'impact sur le résultat net part du Groupe s'est élevé à -12,7 milliards d'euros.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 3,1 milliards d'euros, est en diminution de 0,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2013. La baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est significativement atténuée par des charges financières récurrentes moins élevées grâce à une gestion active de la dette et par une charge d'impôt récurrent moins élevée.

Le **cash flow des opérations** (*Cash Flow From Operations*) s'élève à 7,9 milliards d'euros, en baisse de 2,4 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2013. Cette baisse s'explique essentiellement par le recul de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) et par la variation de BFR, liée notamment à l'impact de l'évolution du prix des commodités (brent) sur les appels de marge, partiellement compensés par de moindres décaissements d'intérêts en lien avec la baisse du niveau moyen de la dette nette.

La **dette nette** s'établit à 27,5 milliards d'euros à fin décembre 2014 et diminue de 1,3 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2013 sous l'effet (i) de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (11,8 milliards d'euros) et de l'émission hybride réalisée début juin par GDF SUEZ SA (2,0 milliards d'euros) (ii) diminuée de la variation de BFR (1,2 milliard d'euros), des investissements nets (y compris effets de périmètre) réalisés par le Groupe (3,9 milliards d'euros) ainsi que du versement de dividendes aux actionnaires de GDF SUEZ SA (2,8 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,8 milliard d'euros).

⁽¹⁾ Les données consolidées IFRS présentées en Section II ont été arrêtées par le Conseil d'Administration du 25 février 2015 et ont fait l'objet d'un audit par les Commissaires aux comptes du Groupe.

6.1.1.1 Évolution de l'activité et du résultat des opérations

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	74 686	79 985	-6,6%	-7,2%
EBITDA	12 138	13 017	-6,7%	-4,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 977)	(5 351)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 161	7 665	-6,6%	-3,4%

Le chiffre d'affaires du Groupe GDF SUEZ au 31 décembre 2014 s'établit à 74,7 milliards d'euros, en baisse de -6,6% par rapport au 31 décembre 2013. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en décroissance organique de -7,2%. Corrigé des impacts climatiques en France et du rattrapage tarifaire enregistré en 2013 qui pèsent pour 2,3 milliards d'euros, le recul organique est de -4,4%.

Les effets de périmètre ont un impact net positif de +689 millions d'euros, provenant essentiellement des acquisitions par la branche Énergie Services de Balfour Beatty Workplace au Royaume-Uni (+847 millions d'euros) et d'Ecova aux États-Unis (+68 millions d'euros), de la consolidation en intégration globale de GTT par la branche Global Gaz & GNL (+186 millions d'euros) et de l'acquisition de Meenakshi en Inde par la branche Energy International (+83 millions d'euros). Ces impacts sont partiellement compensés par les diminutions de chiffre d'affaires liées à des cessions d'activités réalisées en Europe (-280 millions d'euros) et

aux États-Unis (-164 millions d'euros) essentiellement dans les branches Energy International et Énergie Europe.

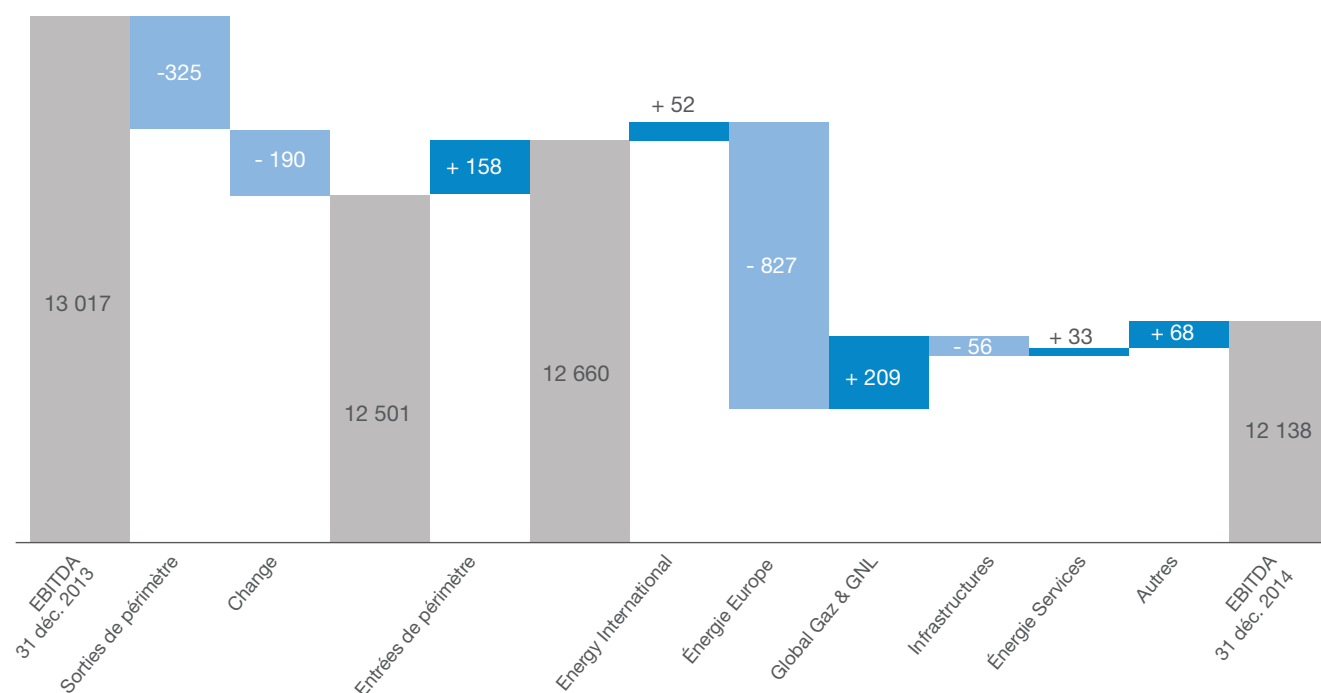
Les effets de change impactent négativement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de -302 millions d'euros et reflètent principalement l'appréciation de l'euro vis-à-vis du réal brésilien, de la couronne norvégienne, du dollar australien et du baht thaïlandais, en partie compensée par sa dépréciation vis-à-vis de la livre sterling. Le taux euro/dollar en revanche est resté très proche en moyenne sur 2014 de celui constaté sur 2013.

L'évolution organique du chiffre d'affaires contributif des branches du Groupe est contrastée : en croissance chez GDF SUEZ Global Gaz & GNL et GDF SUEZ Infrastructures, quasi stable chez GDF SUEZ Energy International et chez GDF SUEZ Énergie Services et en baisse chez GDF SUEZ Énergie Europe.

L'EBITDA diminue de -6,7% pour s'établir à 12,1 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en recul de -4,2%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les sorties de périmètre ont un impact négatif de -325 millions d'euros, et proviennent principalement des activités de production d'électricité cédées en France, en Italie, au Portugal et aux États-Unis. *A contrario*, les entrées de périmètre s'élèvent à +158 millions d'euros et proviennent essentiellement des acquisitions dans les services (notamment Balfour Beatty Workplace au Royaume-Uni et Ecova aux États-Unis) et dans la production d'électricité en Inde (Meenakshi), ainsi que de la consolidation en intégration globale de GTT depuis son introduction en bourse fin février 2014.

Les impacts de change s'élèvent à -190 millions d'euros, essentiellement du fait de l'appréciation de l'euro vis-à-vis du réal brésilien et de la couronne norvégienne.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à -521 millions d'euros (-4,2%) mais présente une croissance de +294 millions d'euros (+2,4%) une fois retraitée des effets du climat en France et du rattrapage tarifaire enregistré en 2013. Au-delà des effets positifs du plan de performance dans chacune des branches, cette évolution s'explique comme suit :

- l'EBITDA de la branche Energy International, qui s'établit à 3 716 millions d'euros, affiche une croissance organique de +1,4%. Cette évolution reflète l'amélioration des performances de la branche, notamment aux États-Unis, en Thaïlande, au Chili, au Royaume-Uni, au Pérou et au Pakistan, en dépit d'une contraction des résultats en Australie et de plus faibles résultats au Brésil en raison de conditions hydrologiques extrêmes ;
- pour la branche Énergie Europe, l'EBITDA s'établit à 2 020 millions d'euros, en décroissance organique de -29,2%, du fait des conditions climatiques défavorables, de l'indisponibilité partielle de trois unités du parc nucléaire en Belgique, de la baisse des prix de marché de l'électricité et du rattrapage tarifaire en France enregistré en 2013. Corrigée des impacts climatiques en France et du rattrapage tarifaire, cette décroissance est limitée à -11,5% en organique ;

- la branche Global Gaz & GNL atteint un EBITDA de 2 225 millions d'euros, en croissance organique de +10,9%, alliant une forte activité GNL en Europe et en Asie et une hausse de la production des activités d'exploration-production du fait des mises en service réalisées au cours de l'année ;

- l'EBITDA de la branche Infrastructures, à 3 274 millions d'euros, est en décroissance organique de -1,7% par rapport au 31 décembre 2013, en raison du climat plus doux que l'année dernière qui obère les effets positifs des hausses tarifaires et des augmentations de capacités de transport et de stockage commercialisées en Europe. Corrigée des impacts climatiques en France, la croissance est de +6,8% en organique ;

- la branche Énergie Services enregistre un EBITDA en croissance organique de +3,2% qui s'élève à 1 127 millions d'euros.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 7,2 milliards d'euros, en décroissance organique de -3,4% par rapport à l'année dernière, mais affiche une croissance organique de +8,2% en tenant compte des effets du climat et du rattrapage tarifaire en France. Cet agrégat connaît des évolutions par branche comparables à celles de l'EBITDA et est impacté positivement par la diminution des dotations aux amortissements, associée aux importantes pertes de valeur sur actifs comptabilisées fin 2013.

6.1.1.2 Évolution des activités du Groupe

6.1.1.2.1 Branche Energy International

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
Chiffre d'affaires	13 977	3 818	2 740	3 782	2 957	679
EBITDA	3 716	1 343	857	956	380	298
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

(1) La branche Energy International comprend aussi une fonction «Siège», dont les coûts ne sont pas détaillés dans le tableau ci-dessus.

31 déc. 2013								
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	14 393	3 627	2 891	3 818	3 527	531	-2,9%	+0,7%
EBITDA	4 029	1 473	928	941	488	320	-7,8%	+1,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 093)	(368)	(233)	(327)	(153)	(6)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2 937	1 105	695	615	335	314	-6,5%	+4,1%

(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 13 977 millions d'euros, en baisse brute de -2,9% (variation organique de +0,7%). Ces mouvements reflètent d'une part l'impact des effets de périmètre (-313 millions d'euros) et les fluctuations des taux de change (-195 millions d'euros, essentiellement imputables au réal brésilien, mais également au dollar australien et au baht thaïlandais, le tout partiellement compensé par l'appréciation de la livre sterling), et d'autre part une croissance organique limitée. Celle-ci résulte principalement de la hausse des prix en Amérique du Nord et en Amérique Latine, et de la mise en service de nouvelles centrales en Amérique Latine et dans la région Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique, compensées par des volumes plus faibles dans l'activité de commercialisation au Royaume-Uni.

L'EBITDA s'élève à 3 716 millions d'euros et enregistre une diminution brute de -7,8% (variation organique de +1,4%), après prise en compte de l'impact des effets de périmètre (-249 millions d'euros) et des fluctuations des taux de change (-116 millions d'euros). La variation organique reflète principalement l'amélioration de la performance en Amérique du Nord, au Royaume-Uni, au Pérou, au Chili, en Thaïlande et au Pakistan, partiellement compensée par des conditions hydrologiques exceptionnellement défavorables au Brésil.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 2 745 millions d'euros, en baisse brute de -6,5% et en croissance organique de +4,1%, reflétant l'évolution de l'EBITDA.

Amérique Latine

Le chiffre d'affaires de la région Amérique Latine est en hausse brute de +5,3% à 3 818 millions d'euros, et affiche une croissance organique de +11,1%. Au Brésil, la progression des ventes s'explique par une augmentation du prix moyen des contrats de vente bilatéraux, notamment due à l'indexation sur l'inflation, par l'augmentation des transactions sur le marché à court terme et par la mise en service progressive du complexe éolien de Trairi (115 MW). Le Pérou connaît une évolution positive grâce à la mise en service de la centrale thermique en réserve froide d'Ilo (560 MW) en juin 2013. Au Chili, l'activité enregistre une légère amélioration, principalement sous l'effet de l'augmentation des prix de l'énergie liée à l'indexation sur les prix des combustibles.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de +1,4 TWh et s'élèvent à 56,2 TWh tandis que les ventes de gaz sont en diminution de -1,8 TWh, particulièrement au Chili, et s'établissent à 9,5 TWh.

L'EBITDA atteint 1 343 millions d'euros, enregistrant une baisse organique de -4,2%. Cette évolution s'explique principalement par :

- une performance en recul au Brésil, principalement en raison de conditions hydrologiques défavorables qui ont affecté l'ensemble du système de production hydraulique (déficit) et ont entraîné une augmentation significative des prix «spot» ; ce repli a été partiellement compensé par un niveau plus élevé d'exploitation du parc de centrales thermiques, l'achèvement de la mise en service du complexe de fermes éoliennes de Trairi et par l'augmentation des prix moyens des contrats de vente bilatéraux, liée essentiellement à l'inflation ;
- une performance très positive au Chili liée à l'amélioration des marges résultant de prix de l'électricité plus élevés et à une forte performance opérationnelle d'E-CL ; et pour GNLM Mejillones, la mise en service du réservoir *onshore* de stockage de GNL en février 2014 ;
- une évolution positive au Pérou, principalement due à la mise en service de la centrale thermique en réserve froide d'Ilo et à une augmentation de la demande en énergie notamment de la part des clients régulés.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 982 millions d'euros, en variation organique de -5,9%, reflétant l'évolution de l'EBITDA.

Asie-Pacifique

Le chiffre d'affaires de la région Asie-Pacifique atteint 2 740 millions d'euros, en baisse brute de -5,2% et en repli organique de -0,6%, reflétant principalement une diminution du chiffre d'affaires des centrales à charbon en Australie, en raison d'un recul des prix de marché, d'une demande plus faible et d'une disponibilité moins grande (suite à des arrêts de production pour maintenance). Ces facteurs ont été partiellement compensés par une activité plus forte en Thaïlande, du fait d'une augmentation de la demande des clients industriels et d'une hausse des prix, ainsi que par la croissance de l'activité de commercialisation en Australie.

Les ventes d'électricité restent stables à 42,8 TWh, l'augmentation de +1,1 TWh enregistrée en Thaïlande étant totalement compensée par une diminution des volumes en Australie. Les ventes de gaz naturel progressent de +0,6 TWh et s'élèvent à 3,7 TWh.

L'EBITDA atteint 857 millions d'euros, en baisse brute de -7,7% et en recul organique de -2,7%. La solide performance des actifs en Thaïlande, qui s'explique principalement par la grande disponibilité de la centrale Gheco-1 et une amélioration des marges sur les clients industriels, a été plus que neutralisée par une moindre performance des centrales à charbon en Australie, affectées par des conditions de marché défavorables et une disponibilité réduite, ainsi que par une contribution plus faible de Singapour, traduisant une pression sur les prix et les volumes.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence, à 638 millions d'euros, enregistre une variation organique de -3,3%, reflétant l'évolution de l'EBITDA.

Amérique du Nord

Le chiffre d'affaires de la région Amérique du Nord atteint 3 782 millions d'euros, ce qui représente, par rapport à 2013, une baisse brute de -0,9% et une hausse organique de +4,0%. Ces évolutions s'expliquent principalement par l'effet de la bonne performance opérationnelle des activités de production électrique aux États-Unis, encore amplifiée par les phénomènes météorologiques extrêmes qui se sont produits au nord-est du pays durant le premier trimestre 2014.

Les ventes d'électricité atteignent 64,9 TWh, en diminution brute de -1,1 TWh du fait de la baisse des volumes de l'activité de commercialisation aux États-Unis. Les volumes de l'exercice précédent comportaient 3,4 TWh produits par des actifs qui ont ultérieurement fait l'objet d'une cession.

L'ensemble des ventes de gaz naturel⁽¹⁾ hors groupe s'établit à 31,6 TWh, en recul de -9,6 TWh en raison de l'augmentation des reroutages de cargaisons de GNL réalisés par la branche Global Gaz & GNL.

L'EBITDA atteint 956 millions d'euros, en variation organique de +10,2%, principalement en raison de la solide performance enregistrée tout au long de l'année par l'activité électricité aux États-Unis. Celle-ci a bénéficié de conditions climatiques extrêmes dans le nord-est du pays durant le premier trimestre, mais s'est trouvée partiellement compensée par les performances globalement moins bonnes de l'activité GNL, en raison d'un recul des marges moyennes sur le reroutage des cargaisons.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence atteint 688 millions d'euros, en croissance organique de +23,3%, sous l'effet combiné de la croissance de l'EBITDA et de moindres dotations aux amortissements.

Royaume-Uni - Turquie

Le chiffre d'affaires de la région Royaume-Uni - Turquie atteint 2 957 millions d'euros, en variation brute de -16,2%, partiellement due aux impacts de cessions d'actifs en Europe continentale, et en variation organique de -14,5%, en raison de la réduction des volumes de l'activité de commercialisation au Royaume-Uni.

Les ventes d'électricité s'établissent à 30,1 TWh, en baisse de -5,9 TWh, principalement du fait de la baisse des volumes des activités de production et de commercialisation au Royaume-Uni, mais également d'une réduction de -1,0 TWh due aux impacts de cessions d'actifs en Europe continentale. Les ventes de gaz sont en diminution organique de -4,3 TWh, à 35,2 TWh, en raison de volumes plus faibles des activités de commercialisation au Royaume-Uni et en Turquie.

L'EBITDA atteint 380 millions d'euros, en variation organique de +10,6% du fait de *spreads* captés en amélioration par rapport à 2013. L'impact positif d'éléments non récurrents dans l'activité de commercialisation au Royaume-Uni a compensé la baisse des volumes de ventes.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 271 millions d'euros, en croissance organique de +22,1%, grâce à une

(1) Il convient de remarquer que les ventes totales de gaz naturel en volume s'élèvent à 72,7 TWh, ce qui représente une augmentation de +3,5 TWh principalement liée à une hausse du nombre de reroutages de cargaisons GNL.

progression de l'EBITDA combinée au recul des dotations aux amortissements qui résulte en partie de la dépréciation de certains actifs durant l'exercice précédent.

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 679 millions d'euros, en croissance brute de +28,0% et en variation organique de +16,9%. Cette croissance organique s'explique principalement par la mise en service d'Uch II (Pakistan, 375 MW) en avril 2014 et par la hausse des honoraires reçus pour le développement de projets. La variation brute reflète également l'acquisition de Meenakshi (Inde, 300 MW) en décembre 2013, atténuée par la mise en équivalence de Sohar à Oman (baisse de participation de 45% à 35% en mai 2013).

Les ventes d'électricité s'établissent à 8,7 TWh, en hausse de +1,4 TWh. Cette progression s'explique par l'acquisition de Meenakshi (+1,3 TWh) fin 2013 et par la mise en service d'Uch II (+2 TWh), dont les effets sont en partie compensés par la cession partielle et le changement de méthode de consolidation de la participation dans Sohar (-1,3 TWh).

L'EBITDA atteint 298 millions d'euros, en variation organique de +1,6%. Cette hausse provient principalement de la mise en service d'Uch II et de l'augmentation des honoraires de développement perçus en 2014, et est partiellement compensée par l'augmentation des frais de maintenance et par des éléments non récurrents.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 286 millions d'euros, en variation organique de +1,7%. Cette hausse s'explique par les mêmes facteurs impactant l'évolution de l'EBITDA.

6.1.1.2.2 Branche Énergie Europe

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013			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	35 158	29 285	5 873	42 713	36 090	6 623	-17,7%	-17,5%
EBITDA	2 020	1 571	585	2 877	2 592	398	-29,8%	-29,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 107)	(909)	(195)	(1 447)	(1 178)	(264)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	913	662	390	1 430	1 414	134	-36,2%	-36,4%

(1) Dont coûts des fonctions corporate de branche.

VOLUMES VENDUS PAR LA BRANCHE

En TWh	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %
Ventes de gaz	605,8	686,3	-11,7%
Ventes d'électricité	159,9	181,4	-11,9%

Le chiffre d'affaires de la branche Énergie Europe s'établit à 35 158 millions d'euros, en recul de -17,7% (-17,5% en organique). Cette baisse s'explique notamment par l'impact du climat sur les ventes de gaz (le climat de l'année 2014 ayant été exceptionnellement doux alors que celui de l'année 2013 avait été particulièrement froid), la baisse des prix de vente et les périodes d'indisponibilité de certaines unités nucléaires. Les ventes de gaz atteignent 606 TWh dont 95 TWh aux grands comptes. Les ventes d'électricité s'élèvent à 160 TWh. À fin décembre 2014, la branche sert près de 13,8 millions de clients particuliers en gaz et près de 5,7 millions en électricité.

L'EBITDA de la branche est en baisse de -29,8% à 2 020 millions d'euros (-29,2% en organique). L'année 2014 a été pénalisée par des conditions climatiques défavorables, par la mise à l'arrêt des centrales de Doel 3 et Tihange 2 à partir du 26 mars 2014 puis de Doel 4 du 5 août au 19 décembre, par la baisse des prix de marché de l'électricité et par le rattrapage tarifaire en France comptabilisé en 2013 (relatif aux exercices 2011 et 2012 et concernant le gaz

naturel). Ces effets sont en partie compensés par les efforts de performance réalisés au sein de la branche et par la variation positive des dotations nettes aux provisions par rapport à 2013.

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, partiellement compensée par la baisse des dotations aux amortissements à la suite des pertes de valeur comptabilisées fin 2013.

Central Western Europe (CWE)

Le chiffre d'affaires contributif de CWE s'établit à 29 285 millions d'euros, en baisse de -18,9% (-18,8% en organique).

L'EBITDA de CWE recule de -39,4% (-38,9% en organique) sous l'effet du climat défavorable, du recul des prix, des périodes d'indisponibilité des trois centrales nucléaires Doel 3, Tihange 2 et Doel 4 et de l'effet du rattrapage du retard tarifaire en France enregistré en 2013.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence suit la même évolution défavorable que celle de l'EBITDA, compensée en partie par la

baisse des dotations aux amortissements, du fait des pertes de valeur comptabilisées fin 2013.

CWE FRANCE

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	13 698	17 676	-22,5%	-22,3%
EBITDA	633	1 494	-57,7%	-57,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(380)	(466)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	252	1 028	-75,5%	-76,0%

VOLUMES VENDUS PAR LE PAYS

En TWh	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %
Ventes de gaz ⁽¹⁾	205,7	280,5	-26,7%
Ventes d'électricité	46,3	51,7	-10,5%

(1) Données contributives branche.

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(21,7)	17,3	(39,0)

À fin décembre 2014, le chiffre d'affaires contributif de la France s'établit à 13 698 millions d'euros, en baisse de -22,5% (-22,3% en organique), notamment du fait de la différence de climat entre 2013 et 2014 et du rattrapage tarifaire enregistré en 2013.

Les ventes de gaz naturel baissent de -74,9 TWh, pénalisées par une année douce (-21,7 TWh) alors qu'il avait fait très froid en 2013 (+17,3 TWh), par la pression concurrentielle et la baisse de la demande tirée par les économies d'énergie. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 80% sur le marché des particuliers et d'environ 42% sur le marché d'affaires.

Les ventes d'électricité baissent de -5,4 TWh malgré la croissance des ventes aux clients finaux qui est plus que compensée par la baisse des ventes sur le marché liée principalement à la moindre production des centrales à gaz et à une plus faible hydraulité.

L'EBITDA baisse de 861 millions d'euros du fait de la baisse des volumes vendus, du rattrapage tarifaire inscrit dans les comptes 2013 et de la baisse des prix de marché de l'électricité.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence suit la même évolution que l'EBITDA.

CWE BENELUX - ALLEMAGNE

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	9 964	12 273	-18,8%	-19,1%
EBITDA	826	1 167	-29,3%	-33,0%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(461)	(624)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	365	543	-32,7%	-40,4%

Le **chiffre d'affaires** de Benelux - Allemagne s'établit à 9 964 millions d'euros, en retrait de -18,8% (-19,1% en organique) par rapport à 2013.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité diminuent de -7,9 TWh, principalement du fait de la baisse des ventes sur les marchés de gros en raison de la baisse de la production d'électricité (-8,8 TWh) liée à l'arrêt prolongé de certaines centrales nucléaires, et de l'érosion des parts de marché en 2013 (qui se stabilisent depuis à environ 49% sur le marché des particuliers).

Les ventes d'électricité sont en baisse aux Pays-Bas (-0,7 TWh) et se maintiennent en Allemagne (-0,1 TWh).

Les volumes de gaz naturel vendus baissent de -31,7 TWh (-25%) au Benelux - Allemagne, en raison du climat défavorable en 2014 et du fait de l'érosion des parts de marché. Celles-ci sont stabilisées depuis le début de l'année autour de 45% en Belgique sur le marché des particuliers.

L'EBITDA de Benelux - Allemagne est en baisse de -33,0% en organique, du fait de l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires, de la baisse des prix de l'électricité et des *spreads*, et de la baisse des volumes de vente de gaz naturel.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la baisse de l'EBITDA malgré de moindres dotations nettes aux amortissements.

SOUTHERN & EASTERN EUROPE

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	5 873	6 623	-11,3%	-10,6%
EBITDA	585	398	+47,2%	+45,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(195)	(264)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	390	134	NA	NA

Southern & Eastern Europe voit son **chiffre d'affaires** baisser de -11,3% (-10,6% en organique), principalement sous l'effet de la baisse des ventes de gaz et d'électricité en Italie (marché de gros et clients finaux).

L'EBITDA de Southern & Eastern Europe augmente de +45,5% du fait de la hausse des prix des certificats verts en Pologne, des hausses tarifaires en Roumanie et d'effets non récurrents en Italie.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la croissance observée au niveau de l'EBITDA et bénéficie de moindres dotations nettes aux amortissements.

6.1.1.2.3 Branche Global Gaz & GNL

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	6 883	5 644	+22,0%	+21,5%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	9 551	8 404	+13,6%	
EBITDA	2 225	2 028	+9,7%	+10,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 162)	(1 056)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 064	973	+9,4%	+10,0%

Le **chiffre d'affaires** contributif au 31 décembre 2014 s'élève à 6 883 millions d'euros, en hausse brute de +22,0% par rapport à fin décembre 2013 et en croissance organique de +21,5%.

La forte croissance du chiffre d'affaires contributif s'explique par :

- des ventes externes de GNL en hausse de 40 TWh, soit 119 TWh totalisant 142 cargaisons (dont 75 en Asie) à fin décembre 2014 contre 79 TWh totalisant 87 cargaisons à fin décembre 2013 (dont 67 en Asie) ;
- une hausse du niveau de la production contributive d'hydrocarbures de l'Exploration-Production (48,9 Mbep à fin décembre 2014 *versus* 45,4 Mbep à fin décembre 2013) à la

suite des récentes mises en service, compensée par l'impact défavorable de la baisse des prix des matières premières ;

- la consolidation en intégration globale de GTT depuis son introduction en bourse (fin février 2014).

La production totale d'hydrocarbures à fin décembre 2014 est en hausse de 3,6 Mbep à 55,5 Mbep *versus* 51,9 Mbep à fin décembre 2013. Sur l'année, le niveau de production d'hydrocarbures a bénéficié du redémarrage de Njord et des mises en service des champs d'Amstel aux Pays-Bas (février), de Gudrun et de H-North en Norvège (respectivement en avril et en septembre).

Au 31 décembre 2014, l'**EBITDA** de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 2 225 millions d'euros en hausse brute de +9,7% par rapport à fin décembre 2013. La croissance organique est de +10,9%, liée à la variation positive des dotations nettes aux provisions, à la forte activité GNL en Europe et en Asie et à la hausse de la production totale d'hydrocarbures (mises en service),

que compense partiellement la baisse des prix des matières premières.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 1 064 millions d'euros à fin décembre 2014, en croissance brute de +9,4% et croissance organique de +10,0%. Cette croissance reflète l'évolution constatée sur l'EBITDA.

6.1.1.2.4 Branche Infrastructures

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	2 994	2 557	+17,1%	+17,1%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 812	6 775	+0,5%	
EBITDA	3 274	3 334	-1,8%	-1,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 280)	(1 264)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 994	2 069	-3,6%	-3,5%

Le **chiffre d'affaires** total de la branche Infrastructures, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 6 812 millions d'euros, stable par rapport à décembre 2013, du fait :

- de la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (+2,9% au 1^{er} juillet 2014, +4,1% au 1^{er} juillet 2013) et celle du tarif d'accès aux infrastructures de transport (+3,9% au 1^{er} avril 2014, +8,3% au 1^{er} avril 2013) en France ;
- de l'offre de capacités de transport supplémentaires dans le Sud au travers du service JTS (Joint Transport Storage) qui permet de réserver des capacités de transport et de stockage de façon couplée sur la liaison PEG Nord-Sud ;
- d'une meilleure commercialisation des capacités de stockage en France associée au début de la commercialisation des nouvelles cavités en Allemagne (Peckensen 4 et 5) et au Royaume-Uni (Stublach) ;
- et malgré la baisse des quantités acheminées par GrDF en raison d'un climat plus chaud en 2014 qu'en 2013 (-55,1 TWh⁽¹⁾).

Dans ce contexte climatique et réglementaire, le chiffre d'affaires contributif atteint 2 994 millions d'euros en progression de +17,1% par rapport à 2013. Cette croissance traduit :

- le développement des activités de distribution, de transport et de stockage pour le compte de tiers du fait de l'ouverture croissante des marchés ;
- la bonne tenue des opérations d'achat-vente de gaz naturel pour maintenir les performances techniques des stockages.

L'**EBITDA** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 3 274 millions d'euros, en baisse de -1,8% par rapport à décembre 2013 (-1,7% en organique). Ce recul concerne principalement l'activité de distribution pénalisée par un climat plus chaud. En dehors cet effet climatique, l'EBITDA est en croissance organique corrigée de +6.8%.

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 1 994 millions d'euros soit -3,6% par rapport à décembre 2013 (-3,5% en organique) avec des dotations nettes aux amortissements en légère hausse (+1,4%). La diminution des dotations consécutives aux pertes de valeur enregistrées fin 2013 est compensée par la mise en service de nouvelles installations.

(1) 23 TWh de climat froid en 2013 et -32,1 TWh de climat chaud en 2014.

6.1.1.2.5 Branche Énergie Services

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	15 673	14 678	+6,8%	+0,4%
EBITDA	1 127	1 041	+8,2%	+3,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(335)	(333)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	791	708	+11,8%	+5,5%

Le chiffre d'affaires de la branche Énergie Services s'établit à 15 673 millions d'euros au 31 décembre 2014, soit une variation brute de +6,8%, portée par les acquisitions réalisées fin 2013 et courant 2014 de Balfour Beatty Workplace et Lend Lease au Royaume-Uni pour +847 millions d'euros ; Ecova aux États Unis pour +68 millions d'euros.

La variation organique du chiffre d'affaires ressort à +0,4% et s'explique principalement par la hausse des activités d'installations en France et au Benelux, en particulier dans les activités de génie électrique et de génie climatique. Cette hausse est cependant partiellement compensée par les effets défavorables du climat doux sur l'année 2014 et par les derniers impacts de l'arrêt des contrats de cogénération gaz en France et en Italie du fait de la fin des régimes d'obligation d'achat de l'électricité produite par ces actifs.

L'EBITDA de la branche Énergie Services s'établit à 1 127 millions d'euros, en hausse brute de +8,2%, notamment du fait des acquisitions réalisées au Royaume-Uni et aux États-Unis. La croissance organique ressort à +3,2% et s'explique pour l'essentiel par les éléments favorables suivants :

- un effet volume positif sur les activités d'installations notamment en France, au Benelux et en Allemagne ;
- les mesures de réduction des coûts, notamment sur les frais généraux et l'amélioration de la performance opérationnelle ;
- l'impact positif des mises en service de nouveaux actifs dans les Réseaux de chaleur et dans les Services en France.

Ces éléments sont partiellement compensés par :

- les derniers impacts de l'arrêt des contrats de cogénération gaz en France et en Italie ;
- le climat exceptionnellement doux en Europe en 2014 impactant négativement les activités de réseaux urbains et de ventes d'énergie.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 791 millions d'euros, en croissance organique de +5,5%.

6.1.1.2.6 Autres

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	(224)	(292)	+23,2%	+23,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(121)	(159)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(346)	(451)	+23,3%	+23,3%

Au 31 décembre 2014, l'EBITDA de la branche Autres (-224 millions d'euros) est en amélioration par rapport à 2013, notamment du fait de l'amélioration de la quote-part du résultat net de SUEZ Environnement attribuable à GDF SUEZ, des effets du plan Perform 2015 et de reprises de provisions effectuées par la filiale de réassurance du Groupe.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence 2014 est également en amélioration en raison d'un meilleur EBITDA et d'un ajustement positif des charges relatives aux paiements fondés sur des actions (IFRS 2).

6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	7 161	7 665	-6,6%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(298)	(225)	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(1 037)	(14 773)	
Restructurations	(167)	(285)	
Effets de périmètre	562	(41)	
Autres éléments non récurrents	353	535	
Résultat des activités opérationnelles	6 574	(7 124)	NA
Résultat financier	(1 876)	(1 715)	
Impôts sur les bénéfices	(1 588)	(641)	
RÉSULTAT NET	3 110	(9 481)	NA
dont Résultat net part du Groupe	2 440	(9 646)	
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	669	165	

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) 2014 affiche un produit de 6 574 millions d'euros contre une perte de 7 124 millions d'euros en 2013.

L'exercice 2013 avait été marqué par la comptabilisation de pertes de valeur de 14 773 millions d'euros (contre 1 037 millions d'euros en 2014), dont 5 689 millions d'euros sur les *goodwills* (y compris *goodwill* sur entreprises mises en équivalence) et 8 994 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels. Au travers de ces pertes de valeur, le Groupe avait pris acte du changement profond du paradigme énergétique européen.

Les pertes de valeur de 1 037 millions d'euros comptabilisées en 2014 se répartissent essentiellement entre les branches Global Gaz & GNL (362 millions d'euros), Energy International (306 millions d'euros) et Énergie Europe (291 millions d'euros). Elles portent notamment sur des actifs d'exploration-production en Mer du Nord (261 millions d'euros) qui pâtissent de la baisse des réserves prouvées et probables de production et de la contraction des prix du gaz en Europe, ainsi que sur des centrales thermiques au Royaume-Uni (181 millions d'euros) du fait de la dégradation des perspectives de marché.

Le RAO est par ailleurs impacté par :

- la variation de juste valeur (Mtm - Mark-to-market) des instruments financiers sur matières premières qui a un impact négatif de -298 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 -225 millions d'euros au 31 décembre 2013. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement négatifs, partiellement compensés par des effets nets positifs liés au déboucement de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2013 ;
- des charges de restructuration de -167 millions d'euros, contre -285 millions d'euros au 31 décembre 2013 ;
- des «Effets de périmètre» (résultats de cessions de titres consolidés ou de réévaluations résultant de l'application de la norme IFRS 3) qui s'élèvent à +562 millions d'euros contre

-41 millions d'euros au 31 décembre 2013. Ils correspondent principalement aux gains de réévaluation comptabilisés sur GTT (suite à sa prise de contrôle) pour +359 millions d'euros et sur les intercommunales wallonnes (perte d'influence notable) pour +174 millions d'euros ;

- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de +353 millions d'euros (correspondant essentiellement à la plus-value de cession des participations dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes) à comparer à +535 millions d'euros au 31 décembre 2013 (correspondant essentiellement à une reprise de provision pour aval du cycle nucléaire en Belgique).

Le résultat financier au 31 décembre 2014 s'établit à -1 876 millions d'euros, contre -1 715 millions d'euros au 31 décembre 2013. La diminution du coût de la dette de +266 millions d'euros résultant de la baisse de l'encours et du coût moyen de la dette brute est plus que compensée par l'impact de charges non récurrentes de -328 millions d'euros par rapport à 2013 (variation de juste valeur des dérivés non qualifiés pour -236 millions d'euros et impact des restructurations de la dette pour -69 millions d'euros), et par l'augmentation de la charge d'actualisation des provisions de -114 millions d'euros.

La charge d'impôt 2013 comprenait un produit d'impôt de 1 593 millions d'euros relatif aux éléments non récurrents du compte de résultat (contre 659 millions d'euros en 2014), lesquels provenaient essentiellement des pertes de valeur comptabilisées en 2013 sur les actifs corporels et incorporels. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 35,0%, en léger retrait par rapport au taux d'impôt effectif récurrent de 2013 (35,7%).

Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à +669 millions d'euros, en forte hausse par rapport à décembre 2013 du fait des pertes de valeur comptabilisées en 2013.

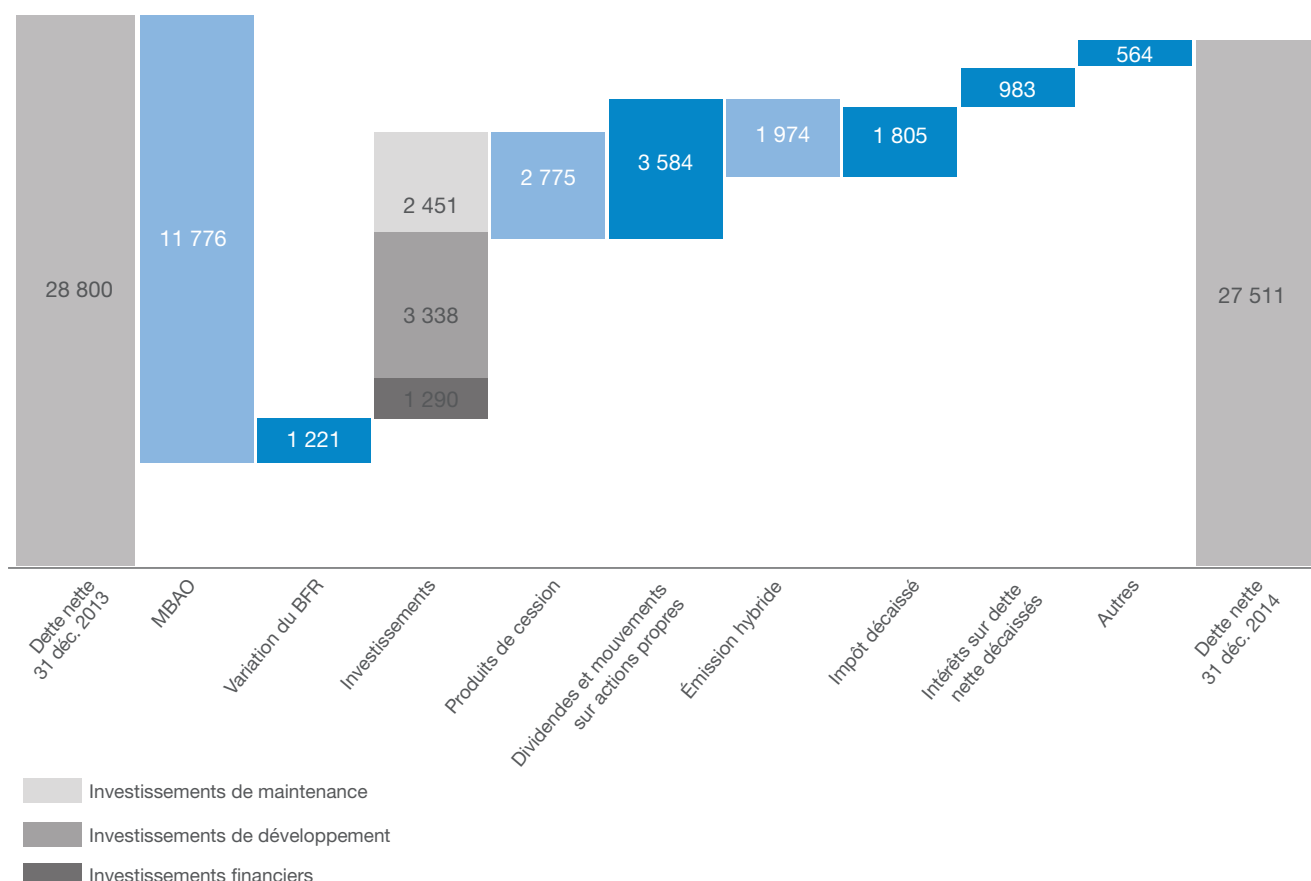
6.1.1.4 Évolution de l'endettement net

La dette nette s'établit à 27,5 milliards d'euros à fin décembre 2014 et diminue de 1,3 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2013 sous l'effet (i) de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (11,8 milliards d'euros) et de l'émission hybride réalisée début juin

par GDF SUEZ SA (2,0 milliards d'euros) (ii) diminuée de la variation de BFR (1,2 milliard d'euros), des investissements nets (y compris effets de périmètre) réalisés par le Groupe (3,9 milliards d'euros) ainsi que du versement de dividendes aux actionnaires de GDF SUEZ SA (2,8 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,8 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2014 à 2,27 :

En millions d'euros

	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Endettement financier net	27 511	28 800
EBITDA	12 138	13 017
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,27	2,21

6.1.1.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 11 776 millions d'euros au 31 décembre 2014, en baisse de 1 349 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2013.

L'évolution de la MBAO suit celle de l'EBITDA amplifiée de la variation nette des dotations aux provisions désormais intégrées dans la nouvelle définition de l'EBITDA.

6.1.1.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) représente un impact négatif 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 7 079 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 1 290 millions d'euros. Ces investissements proviennent principalement de l'acquisition d'Ecova (États-Unis) par Cofely, du versement des augmentations de capital souscrites sur Jirau (213 millions d'euros), des placements de Synatom qui ont augmenté de 171 millions d'euros, des prêts et mises au capital relatives au projet de construction du gazoduc Los Ramones (Mexique) pour 134 millions d'euros, et de l'acquisition de la participation minoritaire des communes flamandes dans Electrabel Customer Solutions (Belgique) pour 101 millions d'euros ;
- des investissements de développement de 3 338 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés par la branche Global Gaz & GNL (1 015 millions d'euros) pour le développement de champs gaziers au Royaume-Uni, en Indonésie, aux Pays-Bas, en Norvège et en Algérie, par la branche Infrastructures (792 millions d'euros) concernant le réseau de transport du gaz naturel en France et le projet de compteurs communicants Gazpar, ainsi que par la branche

Energy International (689 millions d'euros) dans le cadre de la construction de centrales au Pérou, en Inde et au Brésil ;

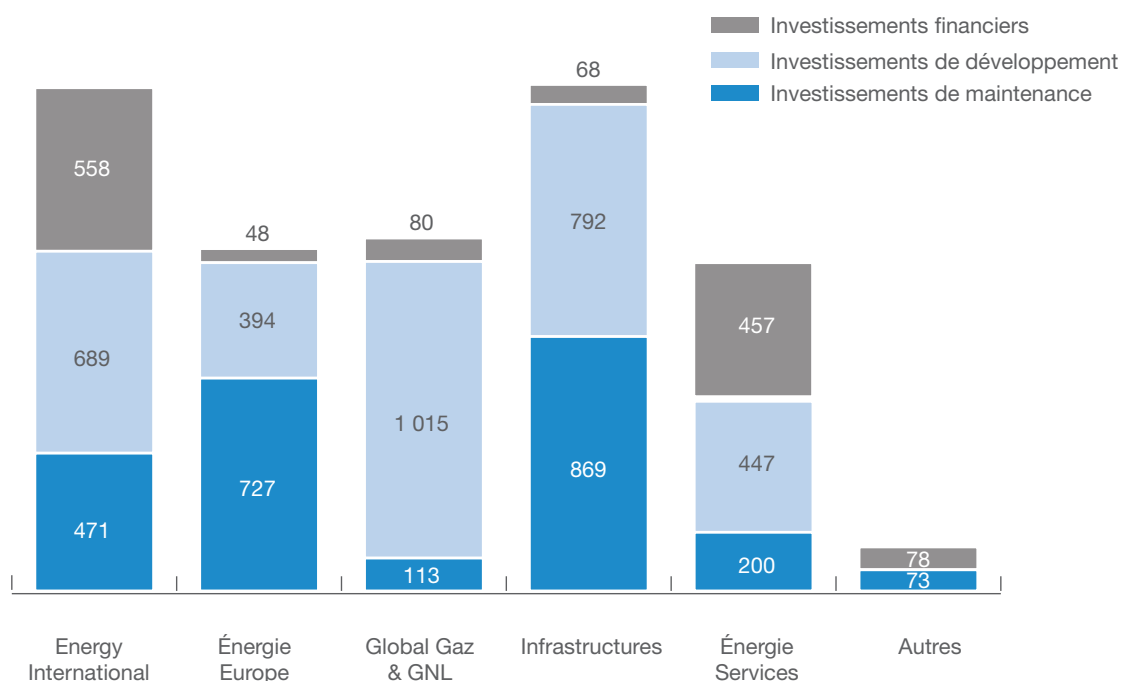
- et des investissements de maintenance de 2 451 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant cash de 2 775 millions d'euros et portent essentiellement sur la cession de participations dans les intercommunales mixtes flamandes (Belgique) pour 911 millions d'euros, la cession du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Panama et au Costa Rica et le remboursement des prêts accordés par le Groupe à ces entités pour 455 millions d'euros, la cession de 20% des titres de Jirau (Brésil) pour 318 millions d'euros, la cession de ISAB (Italie) pour 153 millions d'euros et le remboursement anticipé du solde du prix de cession de SPP (Slovaquie) pour 122 millions d'euros.

Y compris les variations de périmètre liées à ces acquisitions et cessions, les investissements nets s'établissent à 3 879 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 3 584 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par GDF SUEZ SA à ses actionnaires pour 2 767 millions d'euros, ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2013 (soit 0,67 euro par action) versé en

mai 2014 et à l'acompte sur dividende (soit 0,50 euro par action) versé en octobre 2014 ;

- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 761 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

6.1.1.4.5 Endettement net au 31 décembre 2014

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 69% en euros, 13% en dollars américains et 6% en livres sterling au 31 décembre 2014.

La dette nette est libellée à 80% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,1 ans.

Au 31 décembre 2014, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,3 milliards d'euros.

6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation nette
Actifs non courants	109 999	105 813	4 187
dont goodwill	21 222	20 420	802
dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	71 601	70 154	1 447
dont participations dans les entreprises mises en équivalence	7 055	6 799	255
Actifs courants	55 306	50 120	5 186
Capitaux propres	55 959	53 659	2 299
Provisions	18 539	16 098	2 441
Dettes financières	38 321	38 892	(570)
Autres passifs	52 486	47 283	5 203

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 71,6 milliards d'euros, en hausse de +1,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2013. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de l'année (+5,8 milliards d'euros), et des écarts de conversion (+1,7 milliard d'euros), partiellement compensés par les amortissements (-4,7 milliards d'euros).

Les **goodwills** sont en hausse de +0,8 milliard d'euros à 21,2 milliards d'euros, essentiellement à la suite de la prise de contrôle de GTT (+0,4 milliard d'euros), de l'acquisition d'Ecova (+0,2 milliard d'euros) et du groupe Lahmeyer (+0,1 milliard d'euros).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 56,0 milliards d'euros, en hausse de +2,3 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2013. Cette augmentation provient essentiellement du résultat net

de la période (+3,1 milliards d'euros), de l'émission d'une dette obligataire hybride (+2,0 milliards d'euros), de la prise de contrôle de GTT (+0,5 milliard d'euros), de l'impact des augmentations de capital réservées aux salariés dans le cadre du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «LINK 2014» (+0,3 milliard d'euros) et du versement de dividendes en numéraire (-3,5 milliards d'euros).

Les autres éléments du résultat global se compensent entre d'une part les écarts actuariels et les couvertures d'investissement net ou de flux de trésorerie nets d'impôts (-1,9 milliard d'euros) et les écarts de conversion d'autre part (+1,8 milliard d'euros).

Les **provisions pour risques** sont en hausse de +2,4 milliards d'euros du fait essentiellement des écarts actuariels de la période sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (+1,8 milliard d'euros) et des impacts de la désactualisation des provisions (+0,6 milliard d'euros).

6.1.1.6 Comptes pro forma avec le groupe SUEZ Environnement Company en entreprise mise en équivalence

La fin du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013 s'est traduite chez GDF SUEZ par la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company, et par la mise en équivalence de cet ensemble dans les comptes consolidés de GDF SUEZ à compter de cette date (cf. Note 5.7.1).

Afin de permettre une meilleure comparabilité des performances opérationnelles et financières entre les deux exercices, le Groupe a préparé une information pro forma au 31 décembre 2013.

Les tableaux ci-dessous et ci-après présentent le passage entre le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie publiés au 31 décembre 2013 et le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie pro forma au 31 décembre 2013 intégrant une mise en équivalence de SUEZ Environnement à compter du 1^{er} janvier 2013.

COMPTE DE RÉSULTAT AU 31 DÉCEMBRE 2013

En millions d'euros	31 déc. 2013 ⁽¹⁾	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise mise en équivalence
Chiffre d'affaires	87 898	(7 922)	9	79 985
Achats	(50 396)	1 642	(4)	(48 758)
Charges de personnel	(11 615)	2 091	-	(9 524)
Amortissements, dépréciations et provisions	(6 426)	537	-	(5 889)
Autres charges opérationnelles	(13 853)	3 219	(14)	(10 648)
Autres produits opérationnels	2 077	(153)	10	1 933
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 685	(587)	-	7 098
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	570	(3)	-	567
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	8 254	(589)	-	7 665
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(226)	1	-	(225)
Pertes de valeur	(14 770)	(4)	-	(14 773)
Restructurations	(302)	17	-	(285)
Effets de périmètre ⁽²⁾	405	2	(448)	(41)
Autres éléments non récurrents	544	(10)	-	535
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(6 093)	(583)	(448)	(7 124)
Charges financières	(2 444)	269	(3)	(2 177)
Produits financiers	498	(40)	3	461
RÉSULTAT FINANCIER	(1 945)	230	-	(1 715)
Impôt sur les bénéfices	(745)	104	-	(641)
RÉSULTAT NET	(8 783)	(249)	(448)	(9 481)
Résultat net part du Groupe	(9 198)	-	(448)	(9 646)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	414	(249)	-	165
EBITDA	14 223	(1 206)	-	13 017

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) L'impact de 448 millions d'euros est relatif au gain net comptabilisé dans les comptes consolidés lors de la mise en équivalence de SUEZ Environnement.

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 FLUX DE TRÉSORERIE AU 31 DÉCEMBRE 2013

En millions d'euros	31 déc. 2013 ⁽¹⁾	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise mise en équivalence
RÉSULTAT NET	(8 783)	(249)	(448)	(9 481)
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(570)	3	-	(567)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	433	89	-	522
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	20 519	(505)	-	20 014
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(479)	8	448	(23)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	226	(2)	-	225
- Autres éléments sans effet de trésorerie	93	(14)	-	79
- Charge d'impôt	745	(104)	-	641
- Résultat financier	1 945	(230)	-	1 715
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 129	(1 004)	-	13 125
+ Impôt décaissé	(2 058)	97	-	(1 961)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(91)	259	-	169
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	11 980	(648)	-	11 333
Investissements corporels et incorporels	(6 518)	580	-	(5 938)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(363)	14	-	(349)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(688)	5	-	(683)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(143)	14	-	(128)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	267	(24)	-	243
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	468	(17)	-	451
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 569	(17)	-	1 552
Cessions de titres disponibles à la vente	171	(1)	-	171
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	74	3	3	80
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	127	(8)	-	119
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(69)	40	143	114
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(5 103)	588	146	(4 368)
Dividendes payés	(4 694)	348	-	(4 346)
Remboursement de dettes financières	(5 640)	505	-	(5 135)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(435)	28	-	(407)
Intérêts financiers versés	(1 553)	228	(3)	(1 328)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	116	(25)	-	91
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	(184)	(11)	-	(195)
Augmentation des dettes financières	3 393	(951)	(143)	2 299
Augmentation/diminution de capital	388	(2)	-	387
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée	1 657	-	-	1 657
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(5)	-	-	(5)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	(71)	12	-	(59)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(7 027)	132	(146)	(7 041)
Effet des variations de change et divers	(2 083)	2 056	-	(27)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(2 233)	2 129	-	(103)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	10 939	(2 129)	-	8 809
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	8 706	-	-	8 706

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

6.1.1.7 Comptes sociaux

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux de GDF SUEZ SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2014, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 24 562 millions d'euros en diminution de 14% par rapport à 2013, notamment sous l'effet d'un climat plus défavorable.

Le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé s'établit à -1 354 millions d'euros contre -676 millions d'euros en 2013. Cette baisse provient principalement de la dégradation de la marge énergie partiellement compensée par une réduction des consommations externes, et du poste amortissements et provisions.

Le résultat financier est positif à 1 590 millions d'euros contre 1 054 millions d'euros sur l'exercice 2013. Il intègre pour l'essentiel les dividendes reçus des filiales pour 2 297 millions d'euros contre 1 778 millions d'euros en 2013, le coût de la dette qui reste stable à -859 millions d'euros, principalement composé des charges d'intérêts sur les emprunts obligataires.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -203 millions d'euros principalement sous les effets conjoints du résultat de restructuration des dettes pour -267 millions d'euros, des dépréciations nettes de reprises sur titres (-30 millions d'euros), compensés par la reprise de provision pour hausse de prix (+54 millions d'euros) et des plus-values sur cessions d'immeubles (+20 millions d'euros).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 378 millions d'euros contre un produit d'impôt de 768 millions d'euros en 2013 (ces montants comprennent respectivement un produit d'intégration fiscale de 368 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 441 millions d'euros en 2013).

Le résultat net ressort à 411 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 41 896 millions d'euros contre 43 984 millions d'euros à fin 2013, sous l'effet de la distribution de dividendes en numéraire partiellement compensée par l'augmentation de capital liée à LINK 2014 et par le résultat net de la période.

Au 31 décembre 2014, les dettes financières, ressortent à 29 695 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 7 079 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 de GDF SUEZ SA à l'égard des fournisseurs par date d'échéance sur les deux derniers exercices est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013		
	Hors groupe	Groupe	Total	Hors groupe	Groupe	Total
Échues	33	94	127	142	114	256
À 30 jours	414	28	442	614	40	654
À 45 jours	8	251	259	15	6	21
À +45 jours	23	-	23	17	-	17
TOTAL	478	373	851	788	160	948

6.1.1.8 Perspectives

Objectifs ⁽¹⁾ financiers pour 2015 : un résultat net récurrent résilient malgré la chute du prix des commodités grâce à la mise en place d'un plan de réaction ciblé

Dans le contexte de la chute récente et importante des prix du pétrole et du gaz qui a un impact significatif sur les métiers du Groupe à court terme (estimé à environ -900 millions d'euros sur l'Ebitda 2015 et -350 millions d'euros sur le Résultat net récurrent, part du Groupe, aux conditions de marché du 31 décembre 2014), le Groupe a décidé la mise en place d'un **plan de réaction opérationnel rapide**, en complément du plan Perform 2015, focalisé sur des **réductions ciblées** de dépenses opérationnelles (250 millions d'euros d'impact sur l'EBITDA 2015) s'accompagnant d'un décalage de certains investissements de croissance (2 milliards d'euros sur 2015-2016).

Ce plan permet d'annoncer pour 2015 un **résultat net récurrent**, part du Groupe compris entre 3,0 et 3,3 milliards d'euros, à climat

moyen en France, en ligne avec celui publié pour l'exercice 2014. Cet objectif repose sur des estimations d'EBITDA et de résultat opérationnel courant ⁽²⁾ de respectivement 11,7 à 12,3 milliards d'euros et 6,8 à 7,4 milliards d'euros.

Par ailleurs, compte tenu des perspectives de croissance à moyen terme et de génération de cash pour 2015-2016, le Groupe confirme sa politique d'allocation du capital sur la période 2014-2016 comme suit :

- **des investissements nets** ⁽³⁾ compris entre 6 et 7 milliards d'euros par an en moyenne ;
- **un ratio dette nette/EBITDA** inférieur ou égal à 2,5 x et maintien d'une notation de catégorie «A» ;
- **et une politique de dividende stabilisée** avec un taux de distribution ⁽⁴⁾ de 65-75% et un minimum de 1 euro par action payable 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 2014 s'élève à 36,4 milliards d'euros, en baisse par rapport à fin 2013, et se compose principalement de financements obligataires pour 22,9 milliards d'euros et d'emprunts bancaires (y compris les locations financement) pour un montant de 6,6 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 1,7 milliard d'euros. Les emprunts à court terme *Commercial Papers*/billets de trésorerie représentent 14% de la dette brute totale à fin 2014.

77% 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 2014.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 69% en euros, 13% en dollars américains et 6% en livres sterling à fin 2014.

Après impact des dérivés, 80% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 3,14%, en baisse de 26 points de base par rapport à 2013. La durée moyenne de la dette nette est de 9,1 ans à fin 2014.

Principales opérations de l'année 2014

Les principales opérations de l'année 2014 impactant l'endettement financier net sont décrites dans la Note 16.3.2. de la Section 6.2 «Comptes consolidés». Par ailleurs, le Groupe a renouvelé par anticipation 5 milliards d'euros de lignes de crédit centralisées, portant leur maturité à avril 2019.

La liste des projets financés dans le cadre de l'obligation verte émise en mai 2014 pour un montant total de 2,5 milliards d'euros figure en Section 5.1.6.5 «Obligation verte».

En 2014, la mise à jour annuelle du prospectus EMTN de GDF SUEZ de 25 milliards d'euros a reçu le visa n° 14-534 de l'AMF en date du 2 octobre 2014.

Notations

GDF SUEZ est noté A/A-1 par Standard & Poor's et A1/P-1 par Moody's, revenu à une perspective stable respectivement en juillet 2014 et en avril 2014.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2014, 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 13,3 milliards d'euros. 91% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et leur disponibilité n'est sujette à aucun

(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 le 1^{er} juillet 2015, 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 2014 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2015 : €/€ : 1,22, €/BRL : 3,23.

(2) Après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence.

(3) Investissements nets = investissements bruts – cessions ; (cash et effet dette nette).

(4) Sur la base du résultat net récurrent part du Groupe.

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 2014, 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 GDF SUEZ SA ou le GIE GDF SUEZ 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 2014, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière.

Au cours de 2014 un défaut a été invoqué à l'égard d'une participation mise en équivalence de la branche Énergie Europe, sans impact sur les lignes accessibles au Groupe. Un accord sur la restructuration de la dette est en cours de négociation avec les prêteurs et pourrait être conclu avant la fin du premier semestre 2015.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 3,4 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2015 (hors maturité des *Commercial Papers*/billets de trésorerie de 5,2 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 8,9 milliards d'euros au 31 décembre 2014 (nette des découverts bancaires) et un montant de 13,3 milliards d'euros de lignes disponibles (non netté du montant des *Commercial Papers*/billets de trésorerie émis), dont 1 milliard d'euros à échéance 2015.

6.2 COMPTES CONSOLIDÉS

	PAGE		PAGE
6.2.1 États financiers consolidés	196	NOTE 16 Instruments financiers	275
6.2.2 Notes aux comptes consolidés	203	NOTE 17 Risques liés aux instruments financiers	285
NOTE 1 Référentiel et méthodes comptables	203	NOTE 18 Éléments sur capitaux propres	297
NOTE 2 Incidences de l'application des normes sur la consolidation sur les états financiers comparatifs 2013	218	NOTE 19 Provisions	300
NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2014	225	NOTE 20 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	303
NOTE 4 Participations dans les entreprises mises en équivalence	231	NOTE 21 Activité exploration-production	310
NOTE 5 Principales variations de périmètre	240	NOTE 22 Contrats de location-financement	311
NOTE 6 Information sectorielle	248	NOTE 23 Contrats de location simple	312
NOTE 7 Éléments du résultat opérationnel courant	253	NOTE 24 Paiements fondés sur des actions	313
NOTE 8 Résultat des activités opérationnelles	254	NOTE 25 Transactions avec des parties liées	317
NOTE 9 Résultat financier	258	NOTE 26 Rémunération des dirigeants	318
NOTE 10 Impôts	260	NOTE 27 Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs	319
NOTE 11 Résultat net récurrent part du Groupe	264	NOTE 28 Litiges et concurrence	320
NOTE 12 Résultat par action	265	NOTE 29 Événements postérieurs à la clôture	325
NOTE 13 Goodwills	265	NOTE 30 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	326
NOTE 14 Immobilisations incorporelles	271	NOTE 31 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises	326
NOTE 15 Immobilisations corporelles	273		

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Chiffre d'affaires	7.1	74 686	87 898
Achats		(44 155)	(50 396)
Charges de personnel	7.2	(9 779)	(11 615)
Amortissements, dépréciations et provisions	7.3	(4 797)	(6 426)
Autres charges opérationnelles		(10 999)	(13 853)
Autres produits opérationnels		1 764	2 077
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7	6 720	7 685
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4	441	570
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE		7 161	8 254
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	8.1	(298)	(226)
Pertes de valeur	8.2	(1 037)	(14 770)
Restructurations	8.3	(167)	(302)
Effets de périmètre	8.4	562	405
Autres éléments non récurrents	8.5	353	544
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	8	6 574	(6 093)
Charges financières		(2 462)	(2 444)
Produits financiers		586	498
RÉSULTAT FINANCIER	9	(1 876)	(1 945)
Impôt sur les bénéfices	10	(1 588)	(745)
RÉSULTAT NET		3 110	(8 783)
Résultat net part du Groupe		2 440	(9 198)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		669	414
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	12	1,00	(3,90)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	12	1,00	(3,90)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation et du changement de présentation du compte de résultat (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

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

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2014 Quote-part du Groupe	31 déc. 2014 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}	31 déc. 2013 Quote-part du Groupe ^{(1) (2)}	31 déc. 2013 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ^{(1) (2)}
RÉSULTAT NET		3 110	2 440	669	(8 783)	(9 198)	414
Actifs financiers disponibles à la vente	16	47	47	-	(47)	(41)	(6)
Couverture d'investissement net		(442)	(442)	-	375	327	48
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	17	(717)	(702)	(15)	494	405	89
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	17	298	234	64	(262)	(256)	(6)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	10	182	211	(29)	(201)	(169)	(32)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(128)	(128)	-	156	122	34
Écarts de conversion		1 836	1 546	290	(2 054)	(1 590)	(464)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		1 076	767	310	(1 539)	(1 202)	(337)
Pertes et gains actuariels	20	(1 762)	(1 658)	(105)	624	595	29
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	10	516	482	33	(199)	(189)	(11)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		7	7	(1)	(4)	(10)	6
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		(1 240)	(1 168)	(72)	420	397	24
RÉSULTAT GLOBAL		2 946	2 039	907	(9 902)	(10 003)	101

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

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. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾	1^{er} janv. 2013 ^{(1) (2)}
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles nettes	14	7 569	7 042	12 663
Goodwills	13	21 222	20 420	29 535
Immobilisations corporelles nettes	15	64 032	63 112	81 761
Titres disponibles à la vente	16	2 893	3 015	3 341
Prêts et créances au coût amorti	16	2 960	1 898	3 051
Instruments financiers dérivés	16	2 733	2 351	3 109
Participations dans les entreprises mises en équivalence	4	7 055	6 799	6 158
Autres actifs	27	557	685	933
Impôts différés actif	10	980	490	1 333
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		109 999	105 813	141 884
Actifs courants				
Prêts et créances au coût amorti	16	925	1 470	1 974
Instruments financiers dérivés	16	7 886	3 833	4 292
Clients et autres débiteurs	16	21 558	21 057	24 797
Stocks	27	4 891	4 973	5 332
Autres actifs	27	10 049	8 157	8 811
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	16	1 450	1 001	431
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16	8 546	8 706	10 939
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	5	-	922	2 754
TOTAL ACTIFS COURANTS		55 306	50 120	59 329
TOTAL ACTIF		165 305	155 932	201 213

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

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

PASSIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾	1 ^{er} janv. 2013 ^{(1) (2)}
Capitaux propres part du Groupe		49 527	47 971	59 760
Participations ne donnant pas le contrôle		6 432	5 689	11 672
TOTAL CAPITAUX PROPRES	18	55 959	53 659	71 432
Passifs non courants				
Provisions	19	16 402	14 066	15 405
Dettes financières	16	28 024	28 576	41 945
Instruments financiers dérivés	16	3 020	2 062	2 657
Autres passifs financiers	16	286	213	624
Autres passifs	27	1 078	1 147	2 025
Impôts différés passif	10	9 039	9 466	11 697
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		57 849	55 530	74 353
Passifs courants				
Provisions	19	2 137	2 032	2 042
Dettes financières	16	10 297	10 316	12 069
Instruments financiers dérivés	16	5 895	4 043	4 066
Fournisseurs et autres créanciers	16	18 799	16 398	19 019
Autres passifs	27	14 370	13 521	16 749
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	5	-	434	1 483
TOTAL PASSIFS COURANTS		51 498	46 743	55 428
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		165 305	155 932	201 213

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

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

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- 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 2012	2 412 824 089	2 413	32 207	26 427	-	(242)	235	(1 206)	59 834	11 468	71 303
Impact IFRS 10 & 11 (cf. Note 2)				(79)		3	1		(74)	204	130
CAPITAUX PROPRES AU 1^{ER} JANVIER 2013⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413	32 207	26 349	-	(239)	236	(1 206)	59 760	11 672	71 432
Résultat net ⁽¹⁾				(9 198)					(9 198)	414	(8 783)
Autres éléments du résultat global ⁽¹⁾				397		388	(1 590)		(805)	(313)	(1 119)
RÉSULTAT GLOBAL ⁽¹⁾				(8 801)	-	388	(1 590)	-	(10 003)	101	(9 902)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				88					88	5	93
Dividendes distribués en numéraire				(3 539)					(3 539)	(1 071)	(4 610)
Achat/vente d'actions propres				(101)				97	(5)	-	(5)
Perte de contrôle de SUEZ Environnement (cf. Note 5.7)									-	(5 225)	(5 225)
Émission de titres super- subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 18.2.1)					1 657				1 657	-	1 657
Transactions entre actionnaires				19		3			22	(187)	(165)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									-	379	379
Autres variations				(8)					(8)	15	7
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413	32 207	14 005	1 657	152	(1 353)	(1 109)	47 971	5 689	53 659

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

En millions d'euros	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 2013⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413	32 207	14 005	1 657	152	(1 353)	(1 109)	47 971	5 689	53 659
Résultat net				2 440					2 440	669	3 110
Autres éléments du résultat global				(1 168)		(779)	1 546		(401)	238	(163)
RÉSULTAT GLOBAL				1 273	-	(779)	1 546	-	2 039	907	2 946
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	22 460 922	22	299	35					357	-	357
Dividendes distribués en numéraire (cf. Note 18.2.3)				(2 767)					(2 767)	(761)	(3 527)
Achat/vente d'actions propres (cf. Note 18.1.2)				(17)				152	136	-	136
Émission de titres super- subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 18.2.1)					1 974				1 974	-	1 974
Coupons des titres super- subordonnés (cf. Note 18.2.1)					(67)				(67)	-	(67)
Transactions entre actionnaires				(114)					(114)	12	(102)
Prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (cf. Note 5.1)									-	476	476
Augmentations de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	60	60
Autres variations				(1)					(1)	49	48
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2014	2 435 285 011	2 435	32 506	12 414	3 564	(627)	193	(957)	49 527	6 432	55 959

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

État des flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
RÉSULTAT NET		3 110	(8 783)
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(441)	(570)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		526	433
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations		5 722	20 519
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(924)	(479)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		298	226
- Autres éléments sans effet de trésorerie		21	93
- Charge d'impôt		1 588	745
- Résultat financier		1 876	1 945
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		11 776	14 129
+ Impôt décaissé		(1 805)	(2 058)
Variation du besoin en fonds de roulement	27.1	(1 221)	(91)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		8 751	11 980
Investissements corporels et incorporels	6.4.3	(5 790)	(6 518)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	6.4.3	(340)	(363)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	6.4.3	(398)	(688)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	6.4.3	(246)	(143)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		241	267
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		565	468
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		822	1 569
Cessions de titres disponibles à la vente		1 064	171
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		29	74
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		107	127
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	6.4.3	8	(69)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(3 939)	(5 103)
Dividendes payés ⁽³⁾		(3 720)	(4 694)
Remboursement de dettes financières		(6 394)	(5 640)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		(412)	(435)
Intérêts financiers versés		(1 079)	(1 553)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		100	116
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(873)	(184)
Augmentation des dettes financières		5 033	3 393
Augmentation/diminution de capital		388	388
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée	18.2.1	1 974	1 657
Achat/vente de titres d'autocontrôle		136	(5)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	6.4.3	(126)	(71)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(4 973)	(7 027)
Effet des variations de change et divers		1	(2 083)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		(160)	(2 233)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		8 706	10 939
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		8 546	8 706

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date. L'effet du changement de méthode de consolidation sur l'agrégat «Trésorerie et équivalents de trésorerie» est présenté sur la ligne «Effet des variations de change et divers» et s'élève à -2 056 millions d'euros (cf. Note 5.7).

(3) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 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

GDF SUEZ 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.

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

Le Groupe est un des premiers énergéticiens au niveau mondial, présent sur l'ensemble de la chaîne de l'énergie, en électricité et en gaz naturel, de l'amont à l'aval. En inscrivant la croissance responsable au cœur de ses métiers (énergie et services à l'énergie), il se donne pour mission de relever les grands défis : répondre aux besoins en énergie, assurer la sécurité d'approvisionnement, lutter contre les changements climatiques et optimiser l'utilisation des ressources.

En date du 25 février 2015, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2014.

NOTE 1 Référentiel et méthodes comptables

1.1 Référentiel

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 de GDF SUEZ sont fournies pour les deux derniers exercices 2013 et 2014 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 2014, 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 la préparation des états financiers au 31 décembre 2014 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2013 à l'exception des éléments suivants en 1.1.1.

1.1.1 Normes IFRS, amendements et interprétations applicables de façon obligatoire en 2014

- IFRS 10 – États financiers consolidés.
- IFRS 11 – Partenariats.
- Amendements IAS 28 – Participations dans des entreprises associées et des coentreprises.

Les modifications introduites par ces nouvelles normes de consolidation sont brièvement décrites en 1.4.1. Les incidences, pour le Groupe, de ces nouvelles normes sur la consolidation sont présentées dans la Note 2.

- IFRS 12 – Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités.

Cette norme requiert la communication des informations permettant d'évaluer les risques associés aux intérêts que le Groupe détient dans des filiales, des partenariats, des entreprises

associées et des entités structurées non consolidées, ainsi que l'incidence de ces intérêts sur la position financière, la performance financière et les flux de trésorerie du Groupe. Doivent ainsi notamment être indiqués les hypothèses et jugements significatifs portés lors de la détermination du contrôle, du contrôle conjoint et des types de partenariats (i.e. activités conjointes et coentreprises) ou de l'influence notable. La première application de cette norme entraîne un enrichissement des notes aux états financiers annuels.

- Amendements IAS 32 – Instruments financiers : Présentation : Compensation d'actifs financiers et de passifs financiers ; ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.
- Amendements IAS 36 – Dépréciation d'actifs : Informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers ; ces amendements ont déjà été appliqués par anticipation au 31 décembre 2013.
- Amendements IAS 39 – Instruments financiers : comptabilisation et évaluation : Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture ; ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements et interprétations applicables en 2015 et non anticipés par le Groupe

- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2011-2013.
- IFRIC 21 – Taxes. L'application de cette interprétation n'a pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés annuels.

1.1.3 Normes IFRS et amendements applicables après 2015

- IFRS 9 – Instruments financiers ⁽²⁾.
- IFRS 15 – Revenu des contrats avec les clients ⁽²⁾.
- Amendements IFRS 11 – Partenariats : Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des activités conjointes ⁽²⁾.

(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.

- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* et IAS 38 – *Immobilisations incorporelles* : *Clarification sur les méthodes d'amortissement acceptables* ⁽²⁾.
- Amendements IFRS 10 et IAS 28 – *Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et ses entreprises associées ou coentreprises* ⁽²⁾.
- Amendements IAS 1 – «*Disclosure Initiative*» ⁽²⁾.
- 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⁾.

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

La crise économique et financière 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

valeur. Cet environnement de crise et de volatilité importante des marchés a 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 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 5) ;
- 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 10.3).

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 Valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations corporelles et incorporelles

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre 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 :

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

■ 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), et 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 GDF SUEZ 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 2020. 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, ainsi que les perspectives futures des marchés.

■ UGT Energy Amérique du Nord (branche Energy International)

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles, les perspectives futures des marchés ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

1.3.1.3 Estimation 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 la société 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 pour retraite

L'évaluation des engagements pour 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'erreurs 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 compteurs» 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 compteurs. 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...).

La liste des entités pour lesquelles le Groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figurent dans la Note 3 «Principales filiales au 31 décembre 2014» et dans la Note 4 «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

Les nouvelles normes de consolidation IFRS 10 – *États financiers consolidés*, IFRS 11 – *Partenariats* et les amendements de la norme IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, ont été adoptées en mai 2012 par l'Europe et sont entrées en application au 1^{er} janvier 2014.

IFRS 10 – États financiers consolidés

La norme IFRS 10 remplace les dispositions relatives aux états financiers consolidés qui figuraient dans la norme IAS 27 – *États financiers consolidés et individuels* ainsi que l'interprétation SIC 12 – *Consolidation – Entités ad hoc*. Cette norme introduit une nouvelle définition du contrôle. Un investisseur (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.

IFRS 11 – Partenariats

La norme IFRS 11 remplace la norme IAS 31 – *Participations dans des coentreprises* et l'interprétation SIC 13 – *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*.

La nouvelle norme distingue deux types de partenariat : les coentreprises et les activités conjointes.

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.

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 l'entité.

Amendements IAS 28 – Participations dans des entreprises associées et des coentreprises

Les modifications de la norme IAS 28 portent essentiellement sur les points suivants :

- lorsqu'une partie d'une participation dans une entreprise associée ou une coentreprise est destinée à être cédée, le traitement comptable de la partie conservée est désormais clarifié par la norme. Seule la quote-part destinée à être cédée est classée comme détenue en vue de la vente en application d'IFRS 5, tandis que la partie conservée continue à être comptabilisée et présentée en mise en équivalence ;
- en cas d'augmentation du pourcentage d'intérêt dans une entreprise associée conférant un contrôle conjoint sur la participation, la quote-part d'intérêt antérieurement détenue ne peut désormais plus être réévaluée à la juste valeur. Il en est de même pour la quote-part d'intérêt conservée en cas de diminution du pourcentage d'intérêt dans une coentreprise qui conduit à n'exercer qu'une influence notable.

L'application, par le Groupe, de ces nouvelles normes se traduit de la manière suivante :

- entités contrôlées :
le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 ;
- 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 ;
- participations dans des activités conjointes :
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.

Les incidences de ces nouvelles normes de consolidation sur les états financiers comparatifs 2013 sont présentées dans la Note 2 «Incidences de l'application des normes sur la consolidation sur les états financiers comparatifs 2013».

Les listes des principales sociétés consolidées selon la méthode de l'intégration globale et de la mise en équivalence sont présentées dans respectivement la Note 3 «Principales filiales au 31 décembre 2014» et la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

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 d'échange.

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 inscrits dans la rubrique «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 sur actifs» 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 ;
- la marque GDF Gaz de France et des contrats d'approvisionnement de gaz acquis dans le cadre du regroupement d'entreprises avec Gaz de France en 2008.

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 (marque, etc.), dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de dépréciation 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 futurs si elle est inférieure. La dette correspondante est inscrite en dettes financières. Ces immobilisations sont également 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, 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, depuis le 1^{er} janvier 2014, au rapport de la production d'hydrocarbures de la période sur les réserves probables d'hydrocarbures. Le Groupe utilisait précédemment le rapport de la production d'hydrocarbures

de la période sur les réserves prouvées développées d'hydrocarbures.

Ce changement d'estimation s'inscrit dans le cadre de l'évolution du portefeuille d'actifs de production du Groupe. Il vise à restituer une meilleure représentation économique dans le temps de la consommation des avantages liés aux actifs de production, à un moment où le profil du portefeuille se trouve être sensiblement modifié par l'entrée dans un nouveau cycle de mise en production.

L'impact annuel de ce changement est estimé à +250 millions d'euros sur le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence et à +75 millions d'euros sur le résultat net part du Groupe.

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 régle le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régle 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) 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 et 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 Unités Génératrices de Trésorerie (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 (CUMP).

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 gaz à effet de serre 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, 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 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. Les montants dus par les clients au titre des contrats de construction sont repris dans cette rubrique.

Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

Ces actifs financiers répondent aux critères d'IAS 39 de qualification ou de désignation.

Il s'agit essentiellement de titres détenus à des fins de transaction et de placement à court terme ne satisfaisant pas aux critères de classement en trésorerie ou équivalents de trésorerie (se reporter au § 1.4.12). Ces actifs financiers sont évalués à la juste valeur à la date de clôture et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

1.4.11.2 Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les instruments financiers dérivés ainsi que les autres passifs financiers.

Les passifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre passifs non courants et courants. Les passifs financiers courants comprennent principalement :

- les passifs financiers dont l'échéance intervient dans les 12 mois suivant la date de clôture ;
- les passifs financiers pour lesquels le Groupe ne dispose pas d'un droit inconditionnel de différer le règlement pour au moins 12 mois à compter de la date de clôture ;
- les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés ;
- les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture de juste valeur dont le sous-jacent est classé en courant ;
- les instruments financiers dérivés de négoce sur matières premières non qualifiés de couverture.

Évaluation des dettes financières et autres passifs financiers

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

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

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé». 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 de même nature. En particulier, les opérations d'achat ou de vente à terme avec livraison physique réalisées dans un strict but d'équilibrage en volumes des balances d'énergie du Groupe ne sont pas considérées par le Groupe comme constitutives d'une pratique de règlement net ;
- le contrat n'est pas négocié dans le cadre d'arbitrages de nature financière ;
- 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 séparé 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 :

- couverture de juste valeur d'un actif ou passif ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- 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.

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 retraitement et stockage des déchets nucléaires, 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 location et contrats de construction.

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». Selon le même principe, les résultats réalisés au titre des activités de négoce à caractère opérationnel («ventes en gros» ou «arbitrage»), liées aux actifs et visant à optimiser tant le parc de production que les portefeuilles de contrats d'achats de combustibles et de ventes d'énergie, sont présentés en net en chiffre d'affaires dès lors que les contrats de vente concernés pourraient être compensés par des achats similaires, ou si les contrats de vente participent à des stratégies d'échanges.

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 (ROC)

Le résultat opérationnel courant 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) des instruments financiers à caractère opérationnel, aux pertes de valeur sur actifs, aux charges de restructuration, aux effets de périmètre, aux autres éléments non récurrents et sont définis comme suit :

- MtM des 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 (appelé aussi Trading), 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 immobilisations incorporelles et corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ainsi que les titres disponibles à la vente ;
- charges de 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.

Depuis le 1^{er} janvier 2014, la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est désormais présentée après l'agrégat «Résultat opérationnel courant» et avant un nouvel agrégat intitulé «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence».

Ce changement de présentation ainsi que ses incidences sur les états financiers comparatifs 2013 sont présentés dans les Notes 2.2 «Changement de présentation du compte de résultat et de certains indicateurs clés» et 2.3 «Retraitement des données comparatives 2013».

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 Incidences de l'application des normes sur la consolidation sur les états financiers comparatifs 2013

Les nouvelles normes sur la consolidation IFRS 10 - *États Financiers Consolidés* et IFRS 11 - *Partenariats* et les amendements de la norme IAS 28 - *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises* sont entrées en application le 1^{er} janvier 2014. En application des dispositions transitoires prévues par ces nouvelles normes, le retraitement des données comparatives est limité à la période qui précède immédiatement l'exercice au cours duquel ces normes sont appliquées pour la première fois ; il en résulte que les données comparatives présentées par le Groupe sont retraitées au 1^{er} janvier 2013. Les principaux changements de méthode de consolidation induits par l'application de ces nouvelles normes ainsi que leurs impacts chiffrés sur les états financiers sont décrits dans les Notes 2.1 et 2.3 ci-après.

La mise en œuvre d'IFRS 11 - *Partenariats* a également conduit le Groupe à adapter la présentation de son compte de résultat et la définition de certains de ses indicateurs clés de performance. Ces changements de présentation, décrits dans la Note 2.2 ci-après, ont également été appliqués dès le 1^{er} janvier 2013 afin d'assurer la comparabilité des comptes de résultat et indicateurs clés de

performance de l'exercice 2013. Les impacts chiffrés de ces changements de présentation sur les états financiers comparatifs sont explicités dans la Note 2.3.

2.1 Impacts de l'application des normes IFRS 10 et 11 et des amendements de la norme IAS 28

IFRS 11 - Partenariats

En application de la norme IAS 31 - *Participations dans des coentreprises*, le Groupe comptabilisait ses entités contrôlées conjointement selon la méthode de l'intégration proportionnelle. Selon la nouvelle norme IFRS 11, les coentreprises doivent désormais être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les partenariats qualifiés d'activités conjointes au sein du Groupe ne sont pas significatifs.

Les principales coentreprises au 31 décembre 2013 étaient les suivantes :

Entité	% d'intérêt	Pays	Secteur opérationnel	Activité
Energia Sustentável do Brasil – «Jirau»	60,0	Brésil	Energy International	Société créée dans le but de construire, détenir et exploiter un barrage hydroélectrique d'une capacité de 3 750 MW
EcoEléctrica	35,0	Porto Rico	Energy International	Exploitation d'une centrale électrique CCGT de 507 MW et d'un terminal GNL
Portefeuille d'actifs de production d'électricité au Portugal détenu par la holding NPIH ⁽¹⁾	50,0	Portugal	Énergie Europe	Exploitation d'un portefeuille d'actifs de production thermique et de parcs éoliens (3 108 MW)
WSW Energie und Wasser AG	33,1	Allemagne	Énergie Europe	Société municipale de services collectifs («Stadtwerk») active notamment dans la vente et la distribution d'électricité, de gaz et de chaleur
MEGAL GmbH	36,8	Allemagne	Infrastructures	Détention d'un réseau de transport de gaz naturel de 1 167 km
Tirreno Power	50,0	Italie	Énergie Europe	Exploitation d'un portefeuille d'actifs de production thermique (3 274 MW)
Maia Eolis	49,0	France	Énergie Europe	Exploitation d'un portefeuille de parcs éoliens (229 MW)
Tihama Power Generation Co	60,0	Arabie Saoudite	Energy International	Exploitation d'un portefeuille d'actifs de production thermique (1 595 MW)

(1) La coentreprise NPIH a été constituée dans le cadre de la transaction conclue avec Marubeni Corporation le 13 octobre 2013 (cf. Note 5.7.2.2 «Cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal»).

Dans les comptes publiés au 31 décembre 2013, la totalité de la quote-part du Groupe dans les actifs et passifs d'Energia Sustentável do Brasil (ESBR) était classée respectivement sur les lignes «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» suite à la décision du Groupe de céder une partie de sa participation dans ESBR à Mitsui & Co. Ltd (cf. Note 5.4.1). En application des dispositions d'IAS 28 révisée - *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises* et d'IFRS 11 -

Partenariats, seule la quote-part de la participation destinée à être cédée, soit 20%, est classée au sein de la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» dans l'état de situation financière comparatif au 31 décembre 2013. La participation conservée de 40% est quant à elle présentée sur la ligne «Participations dans les entreprises mises en équivalence». À l'issue de la cession de la participation de 20% finalisée le 16 janvier 2014, la participation dans ESBR est désormais comptabilisée en tant qu'entreprise associée.

Les contributions des coentreprises au compte de résultat de l'exercice 2014 et à l'état de situation financière au 31 décembre 2014 ainsi qu'aux états financiers comparatifs 2013 sont présentées dans la Note 4.

Le Groupe a par ailleurs effectué les opérations suivantes en application des dispositions transitoires d'IFRS 11 :

- le Groupe a reconstitué la valeur comptable de mise en équivalence de chaque coentreprise au 1^{er} janvier 2013 et a, dans ce cadre, alloué à chaque coentreprise concernée une quote-part du *goodwill* de l'UGT *goodwill* à laquelle elle appartient selon les modalités définies par IFRS 11. Le montant de *goodwill* ainsi reclassé au sein de la ligne «Participations dans les entreprises mises en équivalence» s'élève à 495 millions d'euros au 1^{er} janvier 2013 ;
- un test de perte de valeur a été réalisé sur les coentreprises auxquelles un *goodwill* a été alloué au 1^{er} janvier 2013. Ces tests ont conduit le Groupe à constater des pertes de valeur totales de 127 millions d'euros en quote-part du Groupe sur la valeur de mise en équivalence des coentreprises. Ces pertes sont imputables aux montants de *goodwill* alloués aux coentreprises concernées dans le cadre des dispositions transitoires d'IFRS 11. Elles ont été comptabilisées en déduction des capitaux propres au 1^{er} janvier 2013.

IFRS 10 - États financiers consolidés

Les analyses réalisées au regard des critères d'IFRS 10 - *États Financiers Consolidés* ont conduit le Groupe à modifier la méthode de consolidation d'un nombre très limité d'entités. Ces incidences sont non significatives.

2.2 Changements de présentation du compte de résultat et de certains indicateurs clés

La mise en œuvre de la norme IFRS 11 et l'importance croissante des activités et nouveaux projets réalisés avec des partenaires au sein de coentreprises ou d'entreprises associées ont conduit le Groupe à adapter la présentation de son compte de résultat ainsi que la définition de l'indicateur financier EBITDA.

Dans le compte de résultat, la ligne «Quote-part de résultat des entreprises associées», qui s'intitule dorénavant «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence», est désormais présentée au sein de l'agrégat «Résultat opérationnel courant (ROC) après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Le Groupe continue également de présenter un agrégat «Résultat opérationnel courant» avant quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence.

De même, le calcul de l'indicateur financier EBITDA a été élargi afin d'intégrer la contribution des sociétés mises en équivalence mais également les charges nettes décaissées des concessions, les dotations nettes aux provisions ainsi que les «Dépréciations nettes sur stocks, créances commerciales et autres actifs». Compte tenu de cette nouvelle définition, les éléments de réconciliation entre l'EBITDA et le «ROC après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» se limitent désormais aux dotations nettes aux amortissements et aux paiements fondés sur des actions (IFRS 2).

La Note 2.3.6 «Impacts sur certains indicateurs clés» présente la réconciliation chiffrée entre le ROC et l'EBITDA tels que publiés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2013 et les données comparatives à cette même date en tenant compte des changements de présentation.

Le Groupe considère que l'intégration de la quote-part de résultat de mise en équivalence dans le nouvel agrégat «ROC après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et dans l'EBITDA permet de mieux rendre compte des performances des activités opérationnelles du Groupe et de ses secteurs opérationnels. Depuis l'entrée en application des nouvelles normes sur la consolidation, le Comité de Direction revoit régulièrement les performances opérationnelles du Groupe à l'aune du «ROC après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et de la nouvelle définition de l'EBITDA ; ces agrégats constituent donc des indicateurs clés de performance et sont, à ce titre, présentés dans la Note 6 «Information sectorielle» ainsi que dans le rapport d'activité annuel.

2.3 Retraitement des données comparatives 2013

2.3.1 Compte de résultat au 31 décembre 2013

En millions d'euros	31 déc. 2013 publié ⁽¹⁾	Changement de présentation du compte de résultat	Première application des normes sur la consolidation	31 déc. 2013 retraité ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	89 300	-	(1 402)	87 898
Achats	(51 216)	-	820	(50 396)
Charges de personnel	(11 704)	-	89	(11 615)
Amortissements, dépréciations et provisions	(6 600)	-	174	(6 426)
Autres charges opérationnelles	(14 058)	-	205	(13 853)
Autres produits opérationnels	2 107	-	(30)	2 077
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	-	(144)	7 685
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	-	490	80	570
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 828	490	(64)	8 254
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(226)	-	-	(226)
Pertes de valeur ⁽²⁾	(14 943)	-	173	(14 770)
Restructurations	(305)	-	3	(302)
Effets de périmètre	406	-	-	405
Autres éléments non récurrents	545	-	(1)	544
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(6 695)	490	112	(6 093)
Charges financières	(2 487)	-	44	(2 444)
Produits financiers	510	-	(12)	498
RÉSULTAT FINANCIER	(1 977)	-	32	(1 945)
Impôt sur les bénéfices	(727)	-	(18)	(745)
Quote-part de résultat des entreprises associées	490	(490)	-	-
RÉSULTAT NET	(8 909)	-	126	(8 783)
Résultat net part du Groupe	(9 289)	-	92	(9 198)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	380	-	35	414
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	(3,94)	-	-	(3,90)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	(3,94)	-	-	(3,90)

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

(2) La diminution de 173 millions d'euros apparaissant sur la ligne «Pertes de valeur», du fait de la première application des normes sur la consolidation, provient essentiellement des deux éléments suivants :

- (i) suite à la comptabilisation en déduction des capitaux propres au 1^{er} janvier 2013 d'une perte de valeur de 80 millions d'euros au titre d'une coentreprise de l'UGT Énergie - Central Western Europe (CWE) (du fait du montant de goodwill qui lui a été alloué en application des dispositions transitoires d'IFRS 11 décrites dans la Note 2.1.), la perte de valeur comptabilisée dans le compte de résultat publié 2013 sur l'UGT goodwill CWE a été réduite de 80 millions d'euros. Cet ajustement se traduit par une augmentation du même montant du résultat net part du Groupe.
- (ii) du reclassement des pertes de valeur afférentes aux actifs incorporels et corporels des coentreprises de la ligne «Pertes de valeur» vers la ligne «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Ces reclassements sont sans incidence sur le résultat net au 31 décembre 2013.

2.3.2 État du résultat global au 31 décembre 2013

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013 publié ⁽¹⁾	Première application des normes sur la consolidation	31 déc. 2013 retraité ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET	(8 909)	126	(8 783)
Actifs financiers disponibles à la vente	(51)	4	(47)
Couverture d'investissement net	375	-	375
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	537	(43)	494
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(261)	(1)	(262)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(212)	11	(201)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	128	28	156
Écarts de conversion	(2 043)	(11)	(2 054)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(1 527)	(12)	(1 539)
Pertes et gains actuariels	633	(9)	624
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	(200)	1	(199)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	(12)	8	(4)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	420	-	420
RÉSULTAT GLOBAL	(10 016)	114	(9 902)
dont Quote-part du Groupe	(10 093)	90	(10 003)
dont Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	77	24	101

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

2.3.3 État de situation financière au 1^{er} janvier 2013

En millions d'euros	1 ^{er} janv. 2013 publié ⁽¹⁾	Première application des normes sur la consolidation	1 ^{er} janv. 2013 retraité ⁽¹⁾
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	13 020	(357)	12 663
Goodwills	30 035	(500)	29 535
Immobilisations corporelles nettes	86 597	(4 835)	81 761
Titres disponibles à la vente	3 398	(57)	3 341
Prêts et créances au coût amorti	3 541	(490)	3 051
Instruments financiers dérivés	3 108	1	3 109
Participations dans les entreprises mises en équivalence	2 961	3 197	6 158
Autres actifs	962	(28)	933
Impôts différés actif	1 487	(154)	1 333
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	145 109	(3 225)	141 884
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	1 630	344	1 974
Instruments financiers dérivés	4 280	12	4 292
Clients et autres débiteurs	25 034	(238)	24 797
Stocks	5 423	(91)	5 332
Autres actifs	9 012	(201)	8 811
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	432	(1)	431
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11 383	(444)	10 939
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 145	(391)	2 754
TOTAL ACTIFS COURANTS	60 339	(1 009)	59 329
TOTAL ACTIF	205 448	(4 234)	201 213
Capitaux propres part du Groupe ⁽²⁾	59 834	(74)	59 760
Participations ne donnant pas le contrôle	11 468	204	11 672
TOTAL CAPITAUX PROPRES	71 303	130	71 432
Passifs non courants			
Provisions	15 480	(75)	15 405
Dettes financières	45 247	(3 302)	41 945
Instruments financiers dérivés	2 751	(94)	2 657
Autres passifs financiers	343	281	624
Autres passifs	2 063	(38)	2 025
Impôts différés passif	11 959	(262)	11 697
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	77 843	(3 490)	74 353
Passifs courants			
Provisions	2 071	(29)	2 042
Dettes financières	11 962	108	12 069
Instruments financiers dérivés	4 092	(26)	4 066
Fournisseurs et autres créanciers	19 481	(462)	19 019
Autres passifs	16 820	(71)	16 749
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	1 875	(392)	1 483
TOTAL PASSIFS COURANTS	56 302	(873)	55 428
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	205 448	(4 234)	201 213

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale au 1^{er} janvier 2013 (cf. Note 5.7).

(2) L'impact de -74 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe provient (i) de la perte de valeur de 127 millions d'euros comptabilisée au 1^{er} janvier 2013 sur la valeur de mise en équivalence de certaines coentreprises auxquelles un goodwill a été alloué au 1^{er} janvier 2013 en application des dispositions transitoires d'IFRS 11 (cf. Note 2.1) et (ii) de l'extourne de la situation nette négative de la coentreprise Tirreno Power (53 millions d'euros au 1^{er} janvier 2013) consolidée selon la méthode de l'intégration proportionnelle jusqu'au 31 décembre 2012 et selon la méthode de la mise en équivalence au 1^{er} janvier 2013. À cette date, le Groupe considère en effet qu'il n'a aucune obligation légale, contractuelle ou implicite de procéder à des paiements au titre de ces pertes cumulées et ne comptabilise donc aucun passif vis-à-vis de cette situation nette négative de 53 millions d'euros.

2.3.4 État de situation financière au 31 décembre 2013

Première application
des normes sur la
consolidation

En millions d'euros	31 déc. 2013 publié	31 déc. 2013 retraité
Actifs non courants		
Immobilisations incorporelles nettes	7 286	(244)
Goodwills	20 697	(277)
Immobilisations corporelles nettes	65 037	(1 925)
Titres disponibles à la vente	3 015	-
Prêts et créances au coût amorti	2 368	(471)
Instruments financiers dérivés	2 351	1
Participations dans les entreprises mises en équivalence	4 636	2 163
Autres actifs	723	(38)
Impôts différés actif	662	(172)
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	106 775	(963)
Actifs courants		
Prêts et créances au coût amorti	1 078	393
Instruments financiers dérivés	3 825	9
Clients et autres débiteurs	21 318	(261)
Stocks	5 070	(97)
Autres actifs	8 229	(72)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 004	(3)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 691	15
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 620	(2 699)
TOTAL ACTIFS COURANTS	52 836	(2 716)
TOTAL ACTIF	159 611	(3 678)
Capitaux propres part du Groupe	47 955	16
Participations ne donnant pas le contrôle	5 535	154
TOTAL CAPITAUX PROPRES	53 490	170
Passifs non courants		
Provisions	14 129	(64)
Dettes financières	29 424	(848)
Instruments financiers dérivés	2 101	(39)
Autres passifs financiers	158	55
Autres passifs	1 187	(40)
Impôts différés passif	9 792	(326)
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	56 792	(1 262)
Passifs courants		
Provisions	2 050	(18)
Dettes financières	10 490	(175)
Instruments financiers dérivés	4 062	(19)
Fournisseurs et autres créanciers	16 599	(201)
Autres passifs	13 606	(85)
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2 521	(2 088)
TOTAL PASSIFS COURANTS	49 329	(2 586)
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	159 611	(3 678)

2.3.5 État de flux de trésorerie au 31 décembre 2013

En millions d'euros	31 déc. 2013 publié ⁽¹⁾	Première application des normes sur la consolidation	31 déc. 2013 retraité ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET	(8 909)	126	(8 783)
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 313	(184)	14 129
Variation du besoin en fonds de roulement	(186)	95	(91)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	12 024	(44)	11 980
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(5 611)	508	(5 103)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(6 982)	(45)	(7 027)
Effet des variations de change et divers	(2 123)	39	(2 083)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(2 691)	458	(2 233)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	11 383	(444)	10 939
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	8 691	15	8 706

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

2.3.6 Impacts sur certains indicateurs clés

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

En millions d'euros	31 déc. 2013 publié ⁽¹⁾	Incorporation du résultat des entreprises mises en équivalence	Première application des normes sur la consolidation	Nouvelle définition de l'EBITDA	31 déc. 2013 retraité ⁽¹⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	-	(144)	-	7 685
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	-	490	80	-	570
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 828	490	(64)	-	8 254
Dotations nettes aux amortissements et provisions	6 600	-	(174)	(551)	5 875
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2) et autres	99	-	-	(6)	93
Charges nettes décaissées des concessions	247	-	(1)	(247)	-
EBITDA	14 775	490	(239)	(804)	14 223

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros	1 ^{er} janv. 2013 publié ⁽¹⁾	Première application des normes sur la consolidation	1 ^{er} janv. 2013 retraité ⁽¹⁾
DETTE BRUTE	57 489	(3 196)	54 292
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(295)	-	(295)
TRÉSORERIE ACTIVE	(13 279)	445	(12 834)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	43 914	(2 751)	41 163

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale au 1^{er} janvier 2013 (cf. Note 5.7).

En millions d'euros	31 déc. 2013 publié	Première application des normes sur la consolidation	31 déc. 2013 retraité
DETTE BRUTE	40 421	(1 028)	39 393
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(91)	-	(91)
TRÉSORERIE ACTIVE	(10 490)	(11)	(10 502)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	29 840	(1 039)	28 800

NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2014

3.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2014

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 4 «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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ SA (*).

BRANCHE ENERGY INTERNATIONAL (BEI)

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
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 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
Groupe GDF SUEZ Energy Generation North America	Production d'électricité	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ Gas NA 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
FHH (Guernsey) Ltd	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. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel SA	Production d'électricité	Belgique/France	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel Customer Solutions	Ventes d'énergie	Belgique	98,8	95,8	IG	IG
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Nederland N.V.	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Trading	Energy management trading	France/Belgique	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energy Management Trading	Energy management trading	France/Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Compagnie Nationale du Rhône	Production d'électricité	France	49,9	49,9	IG	IG
GDF SUEZ SA (*)	Energy management trading/Ventes d'énergie	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
GDF SUEZ 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. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Groupe GDF SUEZ E&P International	Exploration-production	France et autres pays	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P International	Holding - société mère	France	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P Nederland B.V.	Exploration-production	Pays-Bas	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Exploration-production	Allemagne	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P Norge AS	Exploration-production	Norvège	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P UK Ltd	Exploration-production	Royaume-Uni	70,0	70,0	IG	IG
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,0	IG	MEE
GDF SUEZ 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. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
ELENGY	Terminaux méthaniers	France	100,0	100,0	IG	IG
GrDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GRTgaz	Transport de gaz naturel	France	75,0	75,0	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. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	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	-	IG	NC
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
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. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
GDF SUEZ SA (*)	Holding - société mère	France	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ CC	Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0	IG	IG

3.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

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

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

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

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

Il s'agit notamment des sous-groupes GDF SUEZ E&P International (70%) et GRTgaz (75%).

GDF SUEZ E&P International (branche Global Gaz & GNL) : 70%

Le Groupe GDF SUEZ 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 (GDF SUEZ 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 GDF SUEZ a estimé qu'il continuait à contrôler GDF SUEZ 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) : 75%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), qui détient 25% du capital de GRTgaz, a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3^{ème} Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment 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) : 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 des actionnaires minoritaires.

Gaztransport & Technigaz (GTT) : 40,4%

Comme expliqué dans la Note 5.1.1, à l'issue de la mise en bourse de GTT, le Groupe GDF SUEZ est devenu le premier actionnaire de GTT avec une participation de 40,4%. Le flottant représente environ 44% du capital au 31 décembre 2014. Le Groupe estime avoir le contrôle de fait de GTT. En effet, dès la mise en bourse, GDF SUEZ 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, GDF SUEZ considère qu'il aura la majorité des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales à venir.

3.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net part du Groupe au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

En millions d'euros	Activités	% 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. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Groupe GDF SUEZ 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	80	108	940	954	171	196
Groupe GRTgaz (Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz en France	25,0	25,0	91	70	938	941	70	60
Groupe E-CL (BEI, Chili) ⁽²⁾	Production d'électricité - parc thermique	47,2	47,2	15	9	741	625	34	2
Groupe GLOW (BEI, Thaïlande) ⁽²⁾	Production et distribution d'électricité	30,9	30,9	109	85	490	392	57	27
GDF SUEZ Energy Romania (BEE, Roumanie) ⁽²⁾	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	49,0	49,0	50	44	418	396	31	21
GTT (Global Gaz & GNL, France)	Ingénierie	59,6	-	19	-	418	-	78	-
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾				307	100	2 486	2 380	319	767
TOTAL				669	414	6 432	5 689	761	1 073

(1) Les principales filiales du Groupe GDF SUEZ E&P International sont présentées dans la Note 3.1.

(2) Les groupes E-CL, GLOW, ainsi que GTT sont cotés en bourse dans leur pays respectif. Les participations ne donnant pas le contrôle du groupe E-CL ainsi que celles de GTT, correspondent au capital flottant.

(3) En 2013, le montant de 767 millions d'euros de dividendes inclut les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de SUEZ Environnement et des filiales des SUEZ Environnement pour un montant de 396 millions d'euros.

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

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

	Groupe GDF SUEZ E&P International		Groupe GRTgaz		Groupe E-CL		Groupe GLOW		GDF SUEZ Energy Romania		GTT ⁽²⁾	
En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Compte de résultat												
Chiffre d'affaires	2 863	2 903	2 051	1 889	933	908	1 681	1 659	951	914	186	-
Résultat net	246	366	363	278	24	9	260	226	101	89	33	-
Résultat net part du Groupe	166	259	272	209	9	-	152	142	52	46	13	-
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	41	(24)	(72)	22	(2)	7	(7)	15	-	2	-	-
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	208	234	200	231	7	8	145	157	51	47	13	-
État de situation financière												
Actifs courants	2 112	2 434	557	601	554	726	628	656	408	394	182	-
Actifs non courants	7 042	6 656	8 855	8 553	1 970	1 628	2 644	2 413	748	738	755	-
Passifs courants	(1 302)	(1 897)	(798)	(885)	(170)	(433)	(493)	(598)	(219)	(215)	(122)	-
Passifs non courants	(4 879)	(4 172)	(4 864)	(4 507)	(861)	(676)	(1 483)	(1 436)	(101)	(120)	(114)	-
TOTAL CAPITAUX PROPRES	2 972	3 020	3 750	3 763	1 494	1 245	1 297	1 036	836	797	701	-
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	940	954	938	941	741	625	490	392	418	396	418	-
État des flux de trésorerie												
Flux issus des activités opérationnelles	956	1 044	884	868	202	164	429	286	204	119	98	-
Flux issus des activités d'investissement	(896)	(756)	(720)	(777)	(39)	(88)	(21)	(15)	(61)	(106)	116	-
Flux issus des activités de financement	(631)	61	(292)	(96)	(105)	(49)	(404)	(447)	(97)	(50)	(135)	-
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE ⁽¹⁾	(571)	349	(128)	(5)	57	26	3	(176)	47	(38)	80	-

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

(2) Les données reprises dans le tableau correspondent à la contribution de GTT aux états financiers du Groupe à compter de son passage en intégration globale le 3 mars 2014. Avant cette date, GTT était consolidée par mise en équivalence dans les états financiers du Groupe.

3.3.2 Autres informations sur les participations ne donnant pas le contrôle significatives

Les principales transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle intervenues en 2014 et 2013 concernent le rachat en 2014 des intérêts détenus par le secteur public en Flandre dans

Electrabel Customer Solutions (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre») et la cession en 2013 à Mitsui & Co. Ltd d'une participation de 28% dans un portefeuille d'actifs de production d'énergies en Australie (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre» des états financiers consolidés au 31 décembre 2013).

NOTE 4 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 2014 et au 31 décembre 2013 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013
État de situation financière		
Participations dans les entreprises associées	5 191	4 522
Participations dans les coentreprises	1 864	2 277
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 055	6 799
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	196	493
Quote-part du résultat net des coentreprises	246	77
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	441	570
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	(98)	127
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	(23)	25
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	(121)	152

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 portent 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 à un contrat entre GDF SUEZ 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 (33,7%)

À partir de la date du non-renouvellement du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013, GDF SUEZ 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'actionnariat de SUEZ Environnement soit dispersé et que GDF SUEZ dispose d'une participation importante, l'historique des votes montre que GDF SUEZ n'a pas disposé à lui seul de la majorité simple aux Assemblées Générales Mixtes entre 2010 et 2014 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%)

GDF SUEZ 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, GDF SUEZ 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 GDF SUEZ

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 (50%)

GDF SUEZ 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 2014.

4.1 Participations dans les entreprises associées

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

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

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

Noms	Activité	Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées				Quote-part de résultat dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
		% intérêt		2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
		2014	2013								
En millions d'euros											
Groupe SUEZ Environnement (Autres, Europe/Asie/Amérique Latine)	Traitement de l'eau et des déchets	33,70	35,68	1 996	1 882	118	106	60	35	118	30
Paiton (BEI, Indonésie)	Centrale à charbon (2 035 MW)	40,51	40,51	726	581	65	64	(5)	7	-	67
Energia Sustentável do Brasil (BEI, Brésil) ⁽¹⁾	Centrale hydraulique (3 750 MW)	40,00	-	676	-	(165)	-	(1)	-	-	-
Sociétés projets au Moyen-Orient (BEI, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman) ⁽²⁾	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer			459	485	121	127	(71)	77	82	77
Senoko (BEI, Singapour)	Centrales à gaz (3 201 MW)	30,00	30,00	302	319	10	33	(50)	4	1	4
GASAG (BEE, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur	31,58	31,58	295	316	9	21	(12)	5	18	10
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	Champ éolien (679 MW)	40,00	40,00	191	210	12	-	(7)	8	32	2
Cameron (Global Gaz & GNL, États-Unis)	Terminal de liquéfaction de gaz	16,60	-	166	-	(1)	-	(15)	-	-	-
Astoria Energy, Phase I (BEI, États-Unis)	Centrale à gaz (575 MW)	44,80	44,80	124	171	10	1	-	-	-	-
ISAB Energy (BEE, Italie/BEI, Italie) ⁽³⁾	Centrale à cycle combiné et gazéification intégrée (532 MW)	-	49,00	-	212	8	29	-	-	26	7
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives				257	347	9	114	3	(9)	29	84
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES				5 191	4 522	196	493	(98)	127	306	281

(1) Au 31 décembre 2013, la participation de 60% dans Energia Sustentável do Brasil (ESBR) était comptabilisée en tant que coentreprise. La quote-part de 20% destinée à être cédée à Mitsui & Co. Ltd était présentée sur les lignes «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière. Suite à la finalisation de la cession de la participation de 20% en janvier 2014, ESBR est désormais comptabilisé en tant qu'entreprise associée.

(2) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabe 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 24 943 MW (à 100%) comprenant également 2 032 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 à 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%.

(3) Le 16 juin 2014, le Groupe a cédé au groupe ERG sa participation dans ISAB Energy (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -17 millions

d'euros au 31 décembre 2014 (contre 14 millions d'euros en 2013) composés essentiellement de variations de juste valeur des

instruments dérivés et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 11 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

4.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe.

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 l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés au niveau de GDF SUEZ en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à GDF SUEZ», 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 GDF SUEZ
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
Energia Sustentável do Brasil	233	(413)	(1)	(414)	481	5 897	1 278	3 409	1 690	40,00	676
Sociétés projets au Moyen-Orient	2 957	510	(328)	182	2 254	20 445	3 119	17 706	1 873		459
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
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	171	39	(18)	21	86	1 384	70	924	476	40,00	191
Cameron	13	(6)	(91)	(97)	34	1 497	429	104	998	16,60	166
Astoria Energy, Phase I	222	(28)	-	(28)	37	819	28	551	277	44,80	124
ISAB Energy ⁽²⁾	233	16	-	16	-	-	-	-	-	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2013											
Groupe SUEZ Environnement	14 323	352	93	445	7 988	18 433	9 077	9 863	6 951	35,68	1 882
Paiton	706	157	16	174	405	2 984	493	1 463	1 433	40,51	581
Sociétés projets au Moyen-Orient	2 812	514	282	796	1 695	17 861	2 472	15 355	1 729		485
Senoko	2 339	109	12	121	319	2 810	645	1 421	1 063	30,00	319
GASAG	1 285	65	16	81	1 001	1 987	1 786	202	1 000	31,58	316
ISAB Energy	593	59	-	59	411	264	187	56	433	49,00	212
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	115	(1)	19	18	81	1 378	74	861	524	40,00	210
Astoria Energy, Phase I	165	6	-	6	37	748	38	366	381	44,80	171

(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 5 478 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ Environnement et à 5 923 millions d'euros dans les comptes de GDF SUEZ. La différence de 445 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.

(2) ISAB Energy a été cédée le 16 juin 2014.

SUEZ Environnement est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2014, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 628 millions d'euros.

4.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2014.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Ores Assets ⁽¹⁾	270	4	-	7	-	-	-
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	255	-	12	434	-	-
Paiton	-	-	25	-	256	-	-
Contassur ⁽²⁾	-	-	-	176	-	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	29	-	-	-	-	-	-
Autres	19	111	-	20	6	-	1
AU 31 DÉCEMBRE 2014	318	370	25	215	696	-	1

(1) La société intercommunale mixte wallonne Ores Assets assure la gestion du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Wallonie. Suite aux évolutions en matière de gouvernance intervenues au cours du premier semestre 2014, le Groupe n'exerce plus d'influence notable sur le gestionnaire wallon de réseaux de distribution depuis le 26 juin 2014. Le tableau ci-avant ne répertorie que les transactions du premier semestre avec Ores Assets. Les coûts de transport encourus par Electrabel Customer Solutions (ECS) au titre de l'utilisation du réseau de distribution de gaz et d'électricité de Ores Assets se sont élevés à 270 millions sur le premier semestre 2014 (contre 865 millions au 31 décembre 2013).

(2) 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 176 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 167 millions au 31 décembre 2013.

4.2 Participations dans les coentreprises

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

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du

résultat global, 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	Valeurs comptables des participations dans les coentreprises									
		% intérêt		Quote-part de résultat dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises			
		2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
En millions d'euros											
EcoEléctrica (BEI, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL (507 MW)	50,00	50,00	458	388	33	35	-	-	17	27
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (BEE, Portugal)	Production d'électricité (3 108 MW)	50,00	50,00	348	331	45	44	(10)	17	15	9
WSW Energie und Wasser AG (BEE, Allemagne)	Production et distribution d'électricité	33,10	33,10	199	205	3	(13)	-	1	7	8
NELP (BEI, États-Unis)	Centrales à gaz (591 MW)	50,00	50,00	145	87	59	17	-	-	19	-
Megal GmbH (BEE, Allemagne)	Réseau de transport de gaz	49,00	49,00	122	125	7	1	-	-	10	16
Maia Eolis (BEE, France)	Éolien (229 MW)	49,00	49,00	97	98	-	(1)	-	-	-	-
Tihama Power Generation Co (BEI, Arabie Saoudite)	Centrales à gaz (1 595 MW)	60,00	60,00	72	62	5	16	-	6	3	-
PTT Natural Gas Distribution Co Ltd (BEI, Thaïlande)	Distribution de gaz naturel	40,00	40,00	65	59	14	15	-	-	14	13
GNL Sur (BEI, Uruguay)	Terminal GNL	50,00	-	62	-	(2)	-	-	-	-	-
Oyster Creek (BEI, États-Unis)	Centrale à gaz (393 MW)	50,00	50,00	29	89	44	21	(1)	-	93	19
Energia Sustentável do Brasil (BEI, Brésil) ⁽¹⁾	Centrale hydraulique (3 750 MW)	-	60,00	-	666	-	(30)	-	-	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives				268	168	38	(29)	(10)	-	42	60
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES				1 864	2 277	246	77	(23)	25	220	151

(1) Au 31 décembre 2013, la participation de 60% dans Energia Sustentável do Brasil (ESBR) était comptabilisée en tant que coentreprise. La quote-part de 20% destinée à être cédée à Mitsui & Co. Ltd était présentée sur les lignes «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière. Suite à la finalisation de la cession de la participation de 20% en janvier 2014, ESBR est désormais comptabilisé en tant qu'entreprise associée.

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 15 millions d'euros au 31 décembre 2014 (contre -78 millions d'euros en 2013). Ceux-ci

proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 11 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

4.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les

principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés au niveau de GDF SUEZ en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à GDF SUEZ» 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 2014							
EcoElétrica	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
NELP	126	(23)	(1)	-	117	-	117
Megal GmbH	112	(50)	(9)	5	15	-	15
Maia Eolis	34	(24)	(2)	1	(1)	(1)	(2)
Tihama Power Generation Co	71	(5)	(16)	(1)	9	(1)	8
PTT Natural Gas Distribution Co Ltd	240	(9)	-	(6)	34	-	34
GNL Sur	-	-	-	-	(4)	-	(4)
Oyster Creek	144	(28)	(3)	-	89	(3)	86
AU 31 DÉCEMBRE 2013							
Energia Sustentável do Brasil	50	(2)	(2)	166	(596)	-	(596)
EcoElétrica	309	(61)	(5)	(3)	71	6	77
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	632	(74)	(18)	(46)	152	4	156
WSW Energie und Wasser AG	976	(18)	(8)	8	(38)	3	(36)
Megal GmbH	89	(45)	(8)	6	3	-	3
Maia Eolis	32	(23)	(2)	1	(2)	1	(1)
Oyster Creek	156	(9)	(2)	-	43	-	43
NELP	121	(23)	(1)	-	34	-	34
Tihama Power Generation Co	82	(5)	(11)	(4)	27	11	38
PTT Natural Gas Distribution Co Ltd	248	(9)	-	(7)	38	-	38

(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 GDF SUEZ
AU 31 DÉCEMBRE 2014										
EcoElétrica	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
NELP	29	79	285	-	29	-	74	290	50,00	145
Megal GmbH	14	1	724	106	37	249	97	249	49,00	122
Maia Eolis	51	35	313	20	19	123	40	197	49,00	97
Tihama Power Generation Co	38	45	626	53	33	486	18	120	60,00	72
PTT Natural Gas Distribution Co Ltd	12	24	181	-	29	2	21	163	40,00	65
GNL Sur	7	36	158	72	6	-	1	124	50,00	62
Oyster Creek	15	159	54	9	5	149	6	58	50,00	29
AU 31 DÉCEMBRE 2013										
Energia Sustentável do Brasil	1	364	4 224	99	322	3 058	-	1 110	60,00	666
EcoElétrica	44	114	873	44	25	150	36	777	50,00	388
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	267	968	1 277	455	91	956	180	829	50,00	331
WSW Energie und Wasser AG	38	133	790	32	129	114	95	591	33,10	205
Megal GmbH	27	10	726	175	58	172	104	255	49,00	125
Maia Eolis	56	18	315	18	9	120	42	199	49,00	98
Oyster Creek	21	13	170	6	16	-	5	178	50,00	89
NELP	12	37	184	1	14	3	42	173	50,00	87
Tihama Power Generation Co	58	34	471	49	22	374	15	103	60,00	62
PTT Natural Gas Distribution Co Ltd	10	24	167	-	32	2	20	147	40,00	59

(1) Au niveau du sous-groupe portugais, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 696 millions d'euros. La quote-part de ces 696 millions d'euros attribuable à GDF SUEZ s'élève donc à 348 millions d'euros.

(2) Au niveau du sous-groupe WSW Energie und Wasser AG, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 559 millions d'euros. La quote-part de ces 559 millions d'euros attribuable à GDF SUEZ s'élève donc à 185 millions d'euros, à laquelle s'ajoute une quote-part additionnelle de 14 millions d'euros au titre d'une participation non contrôlante détenue en direct par GDF SUEZ dans une filiale de ce sous-groupe (et par conséquent non incluse dans les 559 millions d'euros de capitaux propres part du Groupe).

4.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2014.

<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	-	105	-	-	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	33	42	-	29	-	1	-
Energieversorgung Gera GmbH	12	39	-	13	-	2	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	-	-
GNL Sur	-	-	2	-	37	-	-
Autres	138	28	3	35	213	25	-
AU 31 DÉCEMBRE 2014	248	214	5	77	250	28	-

4.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

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

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 298 millions d'euros au 31 décembre 2014 (contre 179 millions d'euros au 31 décembre 2013). Le montant des pertes non comptabilisées relatif à l'exercice 2014 s'élève à 119 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 accumulées relatives à la coentreprise Tirreno Power.

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

Au 31 décembre 2014, 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 1 815 millions de dollars américains (1 495 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 490 millions de dollars américains (404 millions d'euros),
 - une garantie de bonne fin de construction à hauteur de 1 230 millions de dollars américains (1 013 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 (78 millions d'euros) ;

- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 530 millions de reais brésiliens (1 405 millions d'euros).

Au 31 décembre 2014, 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 11 325 millions de reais brésiliens (3 512 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 1 439 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 526 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 197 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 293 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 423 millions d'euros.

NOTE 5 Principales variations de périmètre

5.1 Prise de contrôle de GTT à l'issue de son introduction en bourse

5.1.1 Description de la transaction

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 : GDF SUEZ (40%), Total (30%) et le fonds d'investissement Hellman & Friedman (30%). L'introduction en bourse a pris la forme d'une cession sur le marché d'une partie des titres détenus par deux des actionnaires (Total et Hellman & Friedman), selon le déroulé des opérations suivantes :

- le 26 février 2014, GDF SUEZ a racheté pour 8 millions d'euros auprès de Total et de Hellman & Friedman l'équivalent de 0,4% du capital de GTT (soit 170 380 actions) sur base du cours d'introduction, soit 46 euros par action ;
- le 27 février 2014, à l'issue d'une offre à prix ouvert auprès du public en France et d'un placement global auprès d'investisseurs institutionnels, Total et Hellman & Friedman ont cédé sur le marché 13,5 millions d'actions GTT (soit 36,5% du capital), au prix de 46 euros par action ; le règlement-livraison des titres est intervenu le 3 mars 2014 ;
- le 26 mars 2014, l'exercice partiel de l'option de surallocation, prévue dans le cadre de l'introduction en bourse, s'est traduit pour Total et Hellman & Friedman par une cession complémentaire de 0,83 million d'actions GTT, sur la base du cours d'introduction.

À l'issue de ce processus de mise en bourse, Hellman & Friedman a cédé le solde de sa participation au moyen de deux placements privés, effectués respectivement le 23 septembre 2014 et le

27 janvier 2015. Total a, de son côté, cédé en décembre 2014 sa participation résiduelle de 10,4% à Temasek. Après prise en compte des émissions d'actions nouvelles réservées aux dirigeants et aux salariés, GTT présente désormais la structure actionnariale suivante :

- GDF SUEZ détient près de 40,4% du capital ;
- Temasek détient 10,4% du capital ;
- le flottant représente quant à lui près de 49% du capital, les dirigeants et salariés se partageant le solde (0,2%).

Jusqu'à l'introduction en bourse, la participation de 40% que détenait GDF SUEZ dans GTT était comptabilisée en tant qu'entreprise associée, selon la méthode de la mise en équivalence. La dispersion de l'actionnariat et la capacité de GDF SUEZ 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 GDF SUEZ à compter du 3 mars 2014, date de règlement-livraison des titres dans le cadre de l'introduction.

5.1.2 Incidences de la prise de contrôle sur les états financiers consolidés

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 se traduit par la constatation d'un gain de réévaluation de 359 millions d'euros (cf. Note 8.4 « Effets de périmètre »).

Le Groupe a décidé d'évaluer les participations ne donnant pas le contrôle sur la base de leur quote-part dans l'actif net identifiable de GTT.

Au 31 décembre 2014, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

Le tableau ci-dessous présente les justes valeurs attribuées aux actifs et passifs identifiables de GTT à la date d'acquisition :

En millions d'euros	Total
Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	813
Immobilisations corporelles nettes	9
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	822
Actifs courants	
Prêts et créances au coût amorti	1
Clients et autres débiteurs, et autres actifs	102
Trésorerie et équivalents de trésorerie	123
TOTAL ACTIFS COURANTS	226
Passifs non courants	
Provisions	9
Dettes financières	3
Impôts différés passif	122
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	134
Passifs courants	
Fournisseurs et autres créanciers, et autres passifs	120
TOTAL PASSIFS COURANTS	120
TOTAL ACTIF NET (100%)	795
Réévaluation des 40% d'intérêts précédemment détenus	688
Contrepartie transférée au titre des 0,4% d'intérêts acquis	8
Participations ne donnant pas le contrôle	475
GOODWILL	375

Le *goodwill* de 375 millions d'euros représente essentiellement la capacité de GTT à maintenir sur le long terme son avance technologique et sa position de leader dans le domaine des réservoirs cryogéniques pour les navires GNL et les stockages, ainsi que sa capacité à se développer dans les nouveaux marchés du GNL de détail en fort développement.

Cette acquisition se traduit par une augmentation des capitaux propres de 834 millions d'euros, dont 359 millions d'euros au titre de la comptabilisation du gain de réévaluation sur les 40% d'intérêts précédemment détenus, et 475 millions d'euros au titre de la comptabilisation des participations ne donnant pas le contrôle.

La réalisation de cette transaction a un impact net positif de 115 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe. Cet impact net comprend les effets suivants :

- trésorerie et équivalents de trésorerie acquis à la date de prise de contrôle : 123 millions d'euros ;
- décaissement effectué pour acheter 0,4% du capital : 8 millions d'euros.

La contribution de GTT au chiffre d'affaires, au résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence et au résultat net part du Groupe au 31 décembre 2014

s'élève respectivement à 186 millions d'euros, 47 millions d'euros et 19 millions d'euros. Si la prise de contrôle avait eu lieu le 1^{er} janvier 2014, le Groupe aurait constaté des compléments de chiffre d'affaires, de résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence et de résultat net part du Groupe s'élevant respectivement à 39 millions d'euros, 6 millions d'euros et -3 millions d'euros.

5.2 Acquisition d'Ecova (États-Unis)

Le Groupe (via sa filiale Cofely USA) a finalisé le 30 juin 2014 l'acquisition de 100% de la société américaine Ecova, spécialisée dans les métiers de l'efficacité énergétique, auprès du groupe Avista Corp. Ecova est une société qui propose des prestations de gestion intelligente de l'énergie à de grands comptes (sociétés commerciales, industrielles ou *utilities*) en Amérique du Nord. Cette transaction a été réalisée sur la base d'une valeur d'entreprise de 335 millions de dollars américains (soit 245 millions d'euros).

Au 31 décembre 2014, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours de l'année 2015. Le *goodwill* provisoire s'élève à 240 millions d'euros.

5.3 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

5.3.1 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'élève à 323 millions d'euros et est présentée sur la ligne «Autres éléments non récurrents» du résultat des activités opérationnelles. Le règlement de 911 millions d'euros perçu le 29 décembre 2014 est présenté sur la ligne «Cessions de titres disponibles à la vente» du tableau des flux de trésorerie. Cette transaction met fin au processus de désengagement d'Electrabel de la gestion des réseaux de distribution en Flandre, conformément au décret régional qui imposait à Electrabel une cession totale de ses participations au capital de ces gestionnaires de réseaux au plus tard en 2018 ;
- 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. Le décaissement de 101 millions d'euros est présenté sur la ligne «Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées» du tableau de flux de trésorerie.

5.3.2 Participations dans les sociétés intercommunales mixtes wallonnes

Au 31 décembre 2013, les huit intercommunales mixtes gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz en Wallonie dans lesquelles Electrabel, filiale à 100% du Groupe, détenait des participations à hauteur de 25%, ont fusionné pour constituer un gestionnaire unique, Ores Assets.

À l'issue de cette fusion, l'organisation du gestionnaire de réseau unique, la structuration de sa gouvernance et de ses organes de direction ont été redéfinies et se sont traduites par de nouvelles conventions entre les actionnaires signées fin juin 2014. Ces conventions s'inscrivent dans le cadre de la continuité des accords précédemment convenus avec le secteur public dans le contexte de la libéralisation des marchés de l'énergie et de la volonté de l'Union européenne et du législateur belge de renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

Suite à la conclusion de ces nouvelles conventions et aux nouveaux statuts d'Ores Assets, les droits d'Electrabel ont substantiellement évolué. Le Groupe n'est plus représenté au sein des organes de gouvernance ou de direction d'Ores, l'opérateur, filiale à 100% d'Ores Assets, qui assure la gestion opérationnelle et journalière des réseaux, tandis que ses droits au sein des organes de décision d'Ores Assets sont limités à la stricte protection de ses intérêts patrimoniaux.

Ce processus s'inscrit pleinement dans la lignée des opérations réalisées dans les autres régions, d'une part en Flandre où le Groupe vient de céder fin 2014 l'intégralité de ses intérêts résiduels dans les gestionnaires de réseaux de distribution (*cf. Note 5.3.1*) et, d'autre part, à Bruxelles, où le Groupe a cédé sa participation dans Sibelga en 2012.

Compte tenu des droits résiduels dont le Groupe dispose suite à ces événements, il n'exerce plus d'influence notable sur le gestionnaire wallon de réseaux de distribution à partir du 26 juin 2014, date de signature des conventions susmentionnées. De ce fait, cette participation est comptabilisée depuis cette date en tant que «Titres disponibles à la vente» dans les états financiers du Groupe. 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 sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles.

5.4 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2014

Les cessions réalisées au cours de l'exercice 2014 se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 3 231 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2013.

Les incidences cumulées de ces cessions sur l'endettement net du Groupe au 31 décembre 2014 sont présentées dans le tableau ci-après.

En millions d'euros	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 Energies Investissement 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)

Le résultat de cession cumulé relatif à ces opérations s'élève à 593 millions d'euros au 31 décembre 2014 (dont 233 millions sur la ligne «Effets de périmètre» et 360 millions sur la ligne «Autres éléments non récurrents» du compte de résultat).

La participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil (ESBR), destinée à être cédée à Mitsui & Co. Ltd, ainsi que la société Futures Energies Investissement Holding, étaient classées en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» dans l'état de situation financière au 31 décembre 2013 (cf. Note 2 «Incidences de l'application des normes sur la consolidation sur les états financiers comparatifs 2013»).

5.4.1 Cession d'une participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil - «Jirau» (Brésil)

Le 16 janvier 2014, le Groupe a finalisé la cession à Mitsui & Co. Ltd d'une participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil (ESBR), société créée dans le but de construire, détenir et exploiter la centrale hydroélectrique de Jirau, d'une capacité de 3 750 MW. Le Groupe a encaissé à cette date un paiement de 1 024 millions de réals brésiliens (soit 318 millions d'euros).

La participation de 40% conservée par le Groupe dans ESBR est comptabilisée en tant qu'entreprise associée.

5.4.2 Cession de 50% de Futures Energies Investissement Holding (France)

Le 29 avril 2014, le Groupe a finalisé la cession à Crédit Agricole Assurances (via sa filiale Predica) d'une participation de 50% dans Futures Energies Investissement Holding (FEIH), filiale exploitant un portefeuille d'actifs éoliens en France d'une capacité totale installée de 440 MW. Le Groupe a reçu un paiement de 67 millions d'euros correspondant pour 16 millions d'euros au prix de cession de 50% des titres FEIH, et pour 51 millions d'euros au remboursement par Predica de 50% du solde du prêt actionnaire accordé à FEIH.

Cette opération se traduit par la perte de contrôle de cette filiale, la participation de 50% conservée par le Groupe dans FEIH étant dorénavant comptabilisée en tant que coentreprise. L'impact de cette opération est non significatif sur le compte de résultat au 31 décembre 2014.

5.4.3 Cession du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Panama et au Costa Rica

Le 2 décembre 2014, le Groupe a cédé au groupe colombien Celsia l'intégralité de son portefeuille d'actifs de production d'énergies au Panama et au Costa Rica, pour un montant global de 565 millions de dollars américains (soit 455 millions d'euros), dont 614 millions de dollars américains (soit 494 millions d'euros) au titre du remboursement des prêts qui avaient été accordés par le Groupe à ces entités. Le résultat de cession est non significatif.

Le périmètre des activités cédées comprend les sociétés suivantes, qui étaient toutes consolidées par intégration globale jusqu'à leur date de cession : Altenergy (détenue à 100% ; exploitant de deux centrales hydroélectriques de 118 MW, ainsi que d'une centrale thermique au fioul de 83 MW), Bontex (détenue à 100% ; opérateur de la troisième centrale du complexe hydroélectrique de Dos Mares), Bahia Las Minas (détenue à 51%, opérateur de centrales thermiques - 280 MW), et Planta Eolica Guanacaste (détenue à 100% ; exploitant du parc éolien de Guanacaste - 50 MW).

Cette opération se traduit par une réduction de l'endettement net de 771 millions d'euros (soit le paiement reçu de 455 millions d'euros, majoré de l'effet lié à la décomptabilisation de l'endettement net externe de 316 millions d'euros figurant dans l'état de situation financière des entités concernées à la date de cession).

La contribution de ces activités panaméennes et costaricaines au résultat net part du Groupe s'est élevée à -19 millions d'euros en 2014 (avant prise en compte du résultat de cession).

5.4.4 Cession de la participation de 49% dans ISAB Energy (Italie)

Le 16 juin 2014, le Groupe a cédé au groupe ERG l'intégralité de sa participation de 49% dans ISAB Energy, société exploitant une centrale à cycle combiné et gazéification intégrée (532 MW) située dans le sud de l'Italie, pour un montant de 153 millions d'euros.

L'impact de cette opération est non significatif sur le compte de résultat au 31 décembre 2014.

5.5 Actifs destinés à être cédés

Tous les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2013 (participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil – «Jirau», au Brésil et Futures Energies Investissement Holding en France) ont été cédés au cours de l'exercice 2014 (cf. Note 5.4 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2014»).

Au 31 décembre 2014, le Groupe ne détient plus d'actif classé en tant qu'«Actifs destinés à être cédés».

5.6 Autres opérations de l'exercice 2014

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 2014, notamment les acquisitions respectives de Ferrari Termoelétrica, société opérant une cogénération biomasse au Brésil, de West Coast Energy Ltd, société active dans l'éolien au

Royaume-Uni, et de la société d'ingénierie allemande Lahmeyer, ainsi que les cessions de DUNAMENTI Erőmű en Hongrie, et de 50% d'un portefeuille d'actifs éoliens au Royaume-Uni.

5.7 Principales variations de périmètre de l'exercice 2013

5.7.1 Perte de contrôle de SUEZ Environnement

Le 22 juillet 2013, le pacte d'actionnaires relatif à SUEZ Environnement Company a pris fin à l'égard de l'ensemble des parties, se traduisant pour le Groupe par la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company. Depuis cette date, la participation détenue par le Groupe dans cet ensemble est comptabilisée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés.

Cette perte de contrôle a conduit le Groupe (i) à comptabiliser la participation conservée dans SUEZ Environnement Company à sa juste valeur sur la base du cours de bourse du 22 juillet 2013, (ii) et à constater le gain net de réévaluation correspondant, soit 448 millions d'euros, dans le compte de résultat au 31 décembre 2013.

Conformément aux dispositions d'IAS 28 - *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, le Groupe a également procédé à une évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs identifiables de SUEZ Environnement. L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs identifiables, qui était provisoire au 31 décembre 2013, a été finalisée en 2014. Les modifications apportées à ces évaluations ne sont pas significatives.

La contribution du groupe SUEZ Environnement dans le compte de résultat, le tableau des flux de trésorerie du Groupe au 31 décembre 2013, ainsi que dans l'état de situation financière au 1^{er} janvier 2013 est présentée ci-après :

COMpte DE Résultat

<i>En millions d'euros</i>	Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013	Gain de réévaluation au 22 juillet 2013	Contribution de SUEZ Environnement par mise en équivalence à partir du 22 juillet 2013	Total contribution de SUEZ Environnement au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7 922			7 922
Achats	(1 642)			(1 642)
Charges de personnel	(2 091)			(2 091)
Amortissements, dépréciations et provisions	(537)			(537)
Autres charges opérationnelles	(3 219)			(3 219)
Autres produits opérationnels	153			153
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	587			587
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	43		62	106
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	630		62	692
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(1)			(1)
Pertes de valeur	4			4
Restructurations	(17)			(17)
Effets de périmètre	(2)	448		446
Autres éléments non récurrents	10			10
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	623	448	62	1 134
Charges financières	(269)			(269)
Produits financiers	40			40
RÉSULTAT FINANCIER	(230)			(230)
Impôt sur les bénéfices	(104)			(104)
Quote-part de résultat des entreprises associées				
RÉSULTAT NET	290	448	62	800
Résultat net part du Groupe	41	448	62	551
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	249			249

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation et du changement de présentation du compte de résultat (cf. Note 2).

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros

1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾

Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	3 847
Goodwills	3 202
Immobilisations corporelles nettes	8 812
Titres disponibles à la vente	336
Prêts et créances au coût amorti	670
Instruments financiers dérivés	257
Participations dans les entreprises mises en équivalence	914
Autres actifs	80
Impôts différés actif	762
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	18 880
Actifs courants	
Prêts et créances au coût amorti	220
Instruments financiers dérivés	5
Clients et autres débiteurs	276
Stocks	3 759
Autres actifs	1 098
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	24
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 129
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-
TOTAL ACTIFS COURANTS	7 511
TOTAL ACTIF	26 391
Capitaux propres part du Groupe	1 451
Participations ne donnant pas le contrôle	5 446
TOTAL CAPITAUX PROPRES	6 898
Passifs non courants	
Provisions	1 395
Dettes financières	8 335
Instruments financiers dérivés	91
Autres passifs financiers	3
Autres passifs	639
Impôts différés passif	571
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	11 034
Passifs courants	
Provisions	550
Dettes financières	1 449
Instruments financiers dérivés	11
Fournisseurs et autres créanciers	2 781
Autres passifs	3 670
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	-
TOTAL PASSIFS COURANTS	8 460
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	26 391

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE CONDENSÉ

En millions d'euros

31 déc. 2013 ⁽¹⁾

RÉSULTAT NET	800
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	1 123
Variation du besoin en fonds de roulement	(259)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	766
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(588)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(251)
Effet des variations de change et divers	(2 056)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(2 129)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	2 129
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	-

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

5.7.2 Incidences des cessions réalisées en 2013

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement net	Résultat de cession et effets de périmètre comptabilisés en résultat	Impacts comptabilisés en capitaux propres part du Groupe
Opérations finalisées sur 2013 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2012	1 283	(1 168)	2	-
Cession de la participation de 24,5% dans SPP (Slovaquie)	1 242	(1 127)	-	-
Cession de 80% d'IP Maestrale (Italie/Allemagne)	28	(28)	-	-
Cession d'une participation de 10% dans Sohar Power Company SAOG (Oman)	13	(13)	2	-
Opérations de l'exercice 2013	1 000	(1 960)	21	(11)
Cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	328	(567)	(22)	-
Cession d'une participation de 28% dans un portefeuille d'actifs de production d'énergies en Australie	301	(301)	-	(11)
Cessions de centrales thermiques aux États-Unis	82	(809)	25	-
– dont encaissement du solde du prix de cession de la centrale de Choctaw - Transaction réalisée en 2012	-	(130)	-	-
– dont cession de la centrale de Red Hills	-	(226)	34	-
– dont cession de 20,6% de la centrale d'Astoria Energy, Phase I	82	(453)	(9)	-
Cession d'une participation de 33,2% dans NOGAT (Pays-Bas)	182	(177)	14	-
Cession de la participation de 36% dans KAPCO (Pakistan)	107	(106)	4	-
Autres opérations de cession individuellement non significatives	201	(301)	74	-
TOTAL	2 484	(3 429)	97	(11)

5.7.2.1 Cession de la participation de 24,5% dans SPP (Slovaquie)

Le 23 janvier 2013, le Groupe et E.ON ont finalisé la cession à Energetický a Průmyslový Holding (EPH) de leurs parts dans Slovak Gas Holding («SGH» - détenue à parts égales par le Groupe et E.ON), holding détenant une participation de 49% dans le capital de l'opérateur gazier slovaque Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. (SPP).

Cette cession valorisait la quote-part de 24,5% du Groupe dans SPP à 1 301 millions d'euros. Le Groupe a reçu le 23 janvier 2013

un paiement de 1 127 millions d'euros correspondant au prix de cession de 1 301 millions d'euros diminué du dividende de 59 millions d'euros versé en décembre 2012 et d'un paiement différé garanti de 115 millions d'euros.

Le solde du prix de cession (majoré des intérêts financiers) a été encaissé par le Groupe au cours du mois de juin 2014, pour un montant total de 122 millions d'euros (cf. Note 5.4 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2014»).

5.7.2.2 Cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal

Le 13 octobre 2013, le Groupe a cédé, pour un montant de 328 millions d'euros, 50% de son portefeuille d'actifs de production d'énergies thermiques et renouvelables au Portugal à Marubeni Corporation.

Cette transaction a été réalisée *via* la constitution d'une coentreprise avec Marubeni, ce dernier acquérant auprès du Groupe une participation de 50% dans la holding NPIH, qui détient un

portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (100% d'Eurowind, opérateur de parcs éoliens ; 42,5% du producteur d'énergies renouvelables Generg ; 100% de Turbogaz et 50% de Elecgas, opérateurs de centrale à cycle combiné ; ainsi que 50% de Tejo Energia, opérateur d'une centrale au charbon).

À l'issue de cette opération, la participation de 50% conservée par le Groupe dans la holding NPIH est comptabilisée en tant que coentreprise et est donc comptabilisée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés du Groupe.

NOTE 6 Information sectorielle

6.1 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.

Le Groupe est organisé autour des cinq secteurs opérationnels suivants : GDF SUEZ Energy International, GDF SUEZ Énergie Europe, GDF SUEZ Global Gaz & GNL, GDF SUEZ Infrastructures et GDF SUEZ Énergie Services.

La **branche Energy International (EI)** : 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 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.

SUEZ Environnement constituait un secteur opérationnel distinct jusqu'au 22 juillet 2013. À ce titre, sa contribution aux indicateurs clés du compte de résultat 2013 (jusqu'à la perte de contrôle) continue à être présentée sur une ligne distincte de l'information sectorielle. Depuis cette date, la contribution de SUEZ Environnement aux indicateurs clés est présentée au sein de la ligne «Autres».

La ligne «Autres» présentée dans les tableaux ci-après regroupe les contributions des entités holdings corporate et des entités dédiées au financement centralisé du Groupe, ainsi que la contribution de SUEZ Environnement en tant qu'entreprise associée depuis le 22 juillet 2013.

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 GDF SUEZ 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.

6.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Energy International	13 977	1 268	15 245	14 393	818	15 211
Énergie Europe	35 158	1 262	36 420	42 713	1 530	44 243
Global Gaz & GNL	6 883	2 668	9 551	5 644	2 760	8 404
Infrastructures	2 994	3 818	6 812	2 557	4 218	6 775
Énergie Services	15 673	201	15 874	14 670	227	14 897
Élimination des transactions internes	-	(9 216)	(9 216)	9	(9 554)	(9 545)
SOUS-TOTAL	74 686	-	74 686	79 985	-	79 985
SUEZ Environnement ⁽²⁾	-	-	-	7 922	6	7 927
Élimination des transactions internes	-	-	-	(9)	(6)	(14)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	74 686	-	74 686	87 898	-	87 898

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

EBITDA ⁽¹⁾

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽²⁾
Energy International	3 716	4 029
Énergie Europe	2 020	2 877
Global Gaz & GNL	2 225	2 028
Infrastructures	3 274	3 334
Énergie Services	1 127	1 041
Autres	(224)	(333)
SOUS-TOTAL	12 138	12 976
SUEZ Environnement ⁽³⁾	-	1 247
TOTAL EBITDA	12 138	14 223

(1) Les données présentées au titre du 31 décembre 2014 ont été établies selon la nouvelle définition de l'EBITDA adoptée par le Groupe (cf. Note 2.2). Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées en conformité avec cette nouvelle définition (cf. Note 2.3.6).

(2) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(3) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	(970)	(1 089)
Énergie Europe	(1 111)	(1 433)
Global Gaz & GNL	(926)	(912)
Infrastructures	(1 280)	(1 263)
Énergie Services	(338)	(324)
Autres	(95)	(110)
SOUS-TOTAL	(4 720)	(5 131)
SUEZ Environnement ⁽²⁾	-	(603)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(4 720)	(5 733)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	204	371
Énergie Europe	76	18
Global Gaz & GNL	31	57
Infrastructures	12	8
Énergie Services	1	9
Autres	118	63
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ Environnement en tant qu'entreprise associée</i>	118	62
SOUS-TOTAL	441	527
SUEZ Environnement ⁽²⁾	-	43
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	441	570

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

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

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	2 745	2 937
Énergie Europe	913	1 430
Global Gaz & GNL	1 064	973
Infrastructures	1 994	2 069
Énergie Services	791	708
Autres	(346)	(492)
SOUS-TOTAL	7 161	7 625
SUEZ Environnement ⁽²⁾	-	630
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 161	8 254

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	22 053	21 211
Énergie Europe	13 969	14 950
Global Gaz & GNL	6 052	4 490
Infrastructures	19 142	19 011
Énergie Services	4 099	3 503
Autres	3 427	3 561
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ Environnement</i>	1 994	1 891
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	68 742	66 727

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	1 718	1 807
Énergie Europe	1 169	1 573
Global Gaz & GNL	1 208	1 041
Infrastructures	1 729	1 934
Énergie Services	1 106	804
Autres	151	81
SOUS-TOTAL	7 080	7 239
SUEZ Environnement ⁽²⁾	-	663
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 080	7 902

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

6.3 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. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
France	27 834	34 954	31 728	30 628
Belgique	8 525	10 875	2 108	2 682
Autres Union européenne	20 516	23 600	10 880	11 387
Autres pays d'Europe	1 832	1 059	1 080	1 131
Amérique du Nord	3 829	4 303	6 211	5 433
Asie, Moyen-Orient et Océanie	7 404	8 108	8 854	7 758
Amérique du Sud	4 302	4 372	7 267	7 180
Afrique	444	627	614	529
TOTAL	74 686	87 898	68 742	66 727

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date, du fait de la perte de contrôle dans SUEZ Environnement (cf. Note 5.7).

6.4 Réconciliation des indicateurs avec les états financiers

6.4.1 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. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 161	8 254
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 956	5 875
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	22	93
EBITDA	12 138	14 223

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

6.4.2 Réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	71 601	70 154
(+) Goodwills	21 222	20 420
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France - SUEZ ⁽²⁾	(8 216)	(8 559)
(-) Goodwill International Power ⁽²⁾	(2 502)	(2 307)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 779	1 554
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	7 055	6 799
(-) Goodwill International Power ⁽²⁾	(152)	(135)
(+) Clients et autres débiteurs	21 558	21 057
(-) Appels de marge ^{(2) (3)}	(1 257)	(992)
(+) Stocks	4 891	4 973
(+) Autres actifs courants et non courants	10 606	8 843
(+) Impôts différés	(8 060)	(8 975)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ⁽²⁾	(188)	20
(+) Valeur comptable des entités classées en tant qu'«Actifs destinés à être cédés»	-	488
(-) Quote-part destinée à être cédée dans le cadre d'une transaction avec un tiers ⁽⁴⁾	-	(411)
(-) Provisions	(18 539)	(16 098)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽²⁾	2 168	942
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(18 799)	(16 398)
(+) Appels de marge ^{(2) (3)}	1 309	242
(-) Autres passifs	(15 735)	(14 891)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	68 742	66 727

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

(3) Les appels de marges inclus dans les rubriques «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.

(4) Les opérations concernées sont détaillées dans la Note 5.5 «Actifs destinés à être cédés». La définition des capitaux engagés industriels comprend la valeur comptable de la quote-part de capitaux propres qui sera conservée par le Groupe postérieurement à l'opération. En revanche, la quote-part destinée à être cédée dans le cadre d'une transaction avec un tiers est exclue.

6.4.3 Réconciliation des investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) aux rubriques de l'état des flux de trésorerie

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Investissements corporels et incorporels	5 790	6 518
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	340	363
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	208	52
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	398	688
Acquisitions de titres disponibles à la vente	246	143
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(8)	69
(+) Autres	(2)	-
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	126	71
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	(18)	-
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 080	7 902

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

NOTE 7 Éléments du résultat opérationnel courant

7.1 Chiffre d'affaires

La répartition du chiffre d'affaires du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Ventes d'énergies	55 605	63 321
Prestations de services	18 308	23 379
Produits de location et contrats de construction	773	1 198
CHIFFRE D'AFFAIRES	74 686	87 898

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

En 2014, la ligne «Produits de location et contrats de construction» concerne principalement des produits de location simple pour 692 millions d'euros (contre 729 millions d'euros en 2013). En 2013,

cette ligne comprenait également des produits de contrats de construction pour 361 millions d'euros.

7.2 Charges de personnel

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Avantages à court terme	(9 303)	(11 017)
Paiements fondés sur des actions (cf. Note 24)	(22)	(93)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 20.3.4)	(315)	(382)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 20.4)	(139)	(123)
CHARGES DE PERSONNEL	(9 779)	(11 615)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

7.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Dotations aux amortissements (cf. Notes 14 et 15)	(4 720)	(5 733)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(249)	(319)
Variation nette des provisions (cf. Note 19)	172	(374)
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	(4 797)	(6 426)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

Au 31 décembre 2014, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 726 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 4 004 millions d'euros de

dotations sur immobilisations corporelles. Leur répartition par nature d'actif est présentée dans les Notes 14 «Immobilisations incorporelles» et 15 «Immobilisations corporelles».

NOTE 8 Résultat des activités opérationnelles

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 161	8 254
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(298)	(226)
Pertes de valeur	(1 037)	(14 770)
Restructurations	(167)	(302)
Effets de périmètre	562	405
Autres éléments non récurrents	353	544
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	6 574	(6 093)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

8.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 298 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre une charge nette de 226 millions d'euros au 31 décembre 2013 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, qui se

traduit par une charge nette de 302 millions d'euros (contre une charge nette de 228 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette charge résulte principalement d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes. Elle comprend également un effet positif net lié au débouclage d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position négative nette au 31 décembre 2013.

8.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Pertes de valeur :		
Goodwills	(82)	(5 689)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(924)	(9 011)
Actifs financiers	(87)	(93)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(1 094)	(14 793)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	57	12
Actifs financiers	-	11
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	57	23
TOTAL	(1 037)	(14 770)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

Les pertes de valeur de 1 037 millions d'euros se répartissent principalement entre les branches Global Gaz et GNL (362 millions d'euros), Energy International (306 millions d'euros) et Énergie Europe (291 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 2014 s'élève à 655 millions d'euros.

Au 31 décembre 2014, les pertes de valeur comptabilisées sur les *goodwills*, les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur <i>goodwills</i>	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 GROUPE GDF SUEZ		(82)	(924)	(1 006)		

8.2.1 Actifs d'exploration-production en Mer du Nord

Concernant les activités d'exploration-production en Mer du Nord, la baisse des réserves prouvées et probables de certains actifs ainsi que la baisse des prix du gaz ont conduit le Groupe à comptabiliser au 31 décembre 2014 une perte de valeur de 261 millions d'euros sur des champs de production de gaz en Mer du Nord.

La valeur d'utilité de ces actifs d'exploration-production a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies sur base du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction du Groupe et le Conseil d'Administration, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des actifs concernés.

Le taux d'actualisation appliqué à ces projections s'élève à 9%.

Les évolutions du prix des hydrocarbures, l'estimation du niveau de réserve des champs concernés et le taux d'actualisation constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur.

Une diminution de 10% du prix des hydrocarbures utilisé dans les projections conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires de 184 millions d'euros sur ces champs en Mer du Nord.

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires d'un montant total de 60 millions d'euros.

8.2.2 Centrales thermiques au Royaume-Uni

Le Groupe exploite au Royaume-Uni un portefeuille de centrales thermiques représentant une capacité installée d'environ 2 300 MW en quote-part Groupe.

La détérioration des prévisions de *clean dark spread* et de *clean spark spread* ainsi que les résultats des premières enchères de capacité au Royaume-Uni ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 181 millions d'euros sur certains actifs du parc de production thermique.

La valeur d'utilité de ces actifs a été calculée individuellement, sur la base des projections des flux de trésorerie établies à partir du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction du Groupe et le Conseil d'Administration, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des actifs concernés.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections sont compris entre 7,2% et 8,7%.

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 2020 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 pertes de valeur complémentaires d'un montant total de 3 millions d'euros sur ces actifs de production thermique. Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques se traduirait par des pertes de valeur complémentaires sur ces mêmes actifs d'un montant total de 22 millions d'euros.

8.2.3 UGT Énergie - Europe de l'Est

L'UGT Énergie - Europe de l'Est regroupe les activités de production, de commercialisation et de distribution de gaz et d'électricité en Pologne, en Roumanie et en Hongrie. Cette UGT comprend près de 1 900 MW de capacités de production installées, dont environ 1 800 MW correspondent à des actifs de production thermique.

En Pologne, les perspectives à long terme concernant les taux d'utilisation des centrales charbon ont été revues à la baisse compte tenu des prévisions d'évolution des capacités de production et du mix du parc électrique polonais.

En Hongrie, les activités de commercialisation et de distribution sont confrontées à un environnement réglementaire particulièrement difficile. Les activités de commercialisation sont particulièrement affectées par les baisses tarifaires et l'atonie de la demande.

Compte tenu de ces difficultés, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Énergie - Europe de l'Est qui s'élève à 910 millions d'euros au 31 décembre 2014 est devenue inférieure à la valeur comptable de l'UGT. Le Groupe a donc été conduit à comptabiliser une perte de valeur de 112 millions d'euros dont 82 millions correspondant à l'intégralité du *goodwill* de l'UGT ainsi qu'une perte de valeur de 30 millions d'euros sur des actifs corporels et incorporels dont 21 millions d'euros sur un parc éolien en Roumanie.

La valeur d'utilité de l'UGT Énergie - Europe de l'Est a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des actifs concernés.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections sont compris entre 8,3% et 12,3%, en fonction du profil de risque attribué à chaque type d'actif de production, de commercialisation et de distribution.

Les hypothèses clés du test de pertes de valeur comprennent l'évolution de la demande d'électricité et de gaz ainsi que les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles et de l'électricité.

8.2.4 Pertes de valeur comptabilisées en 2013

Au 31 décembre 2013, les pertes de valeur de 14 700 millions d'euros comptabilisées sur les *goodwills* (y compris *goodwill* sur entreprises mises en équivalence) les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles se répartissaient comme suit :

En millions d'euros	Pertes de valeur sur goodwills ⁽³⁾	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations	Total des pertes de valeur
UGT goodwill Énergie - Central Western Europe	(3 782)	(4 165)	(7 947)
Pertes de valeur sur le parc de centrales thermiques		(3 711)	
Pertes de valeur sur autres actifs corporels et incorporels		(454)	
UGT goodwill Stockage	(1 250)	(1 896)	(3 146)
Pertes de valeur sur les sites de stockage de gaz en Europe		(1 896)	
UGT goodwill Énergie - Europe du Sud	(252)	(1 157)	(1 409)
Pertes de valeur sur des actifs de production thermique		(1 013)	
Pertes de valeur sur le portefeuille clients		(144)	
UGT goodwill Énergie - Europe de l'Est	(264)	(178)	(442)
Pertes de valeur sur autres actifs thermiques		(123)	
Autres		(55)	
UGT goodwill Energy UK - Europe		(459)	(459)
Pertes de valeur sur des centrales thermiques		(459)	
Autres pertes de valeur	(141)	(1 157)	(1 298)
TOTAL GROUPE GDF SUEZ AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾⁽²⁾	(5 689)	(9 011)	(14 700)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

(3) Y compris *goodwill* sur entreprises mises en équivalence.

Au total, en tenant compte des pertes de valeur sur actifs financiers, les pertes de valeur (nettes des reprises) se sont élevées à 14 770 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 2013 s'est élevé à 12 713 millions d'euros.

Les pertes de valeur comptabilisées sur les activités européennes du Groupe s'élevaient à 13 402 millions d'euros dont 5 548 millions sur le *goodwill* (y compris 55 millions d'euros sur le *goodwill* des entreprises mises en équivalence).

Les tests de pertes de valeur annuels tiraient ainsi toutes les conséquences des conditions économiques difficiles et des évolutions structurelles défavorables qui affectent durablement la rentabilité des activités de production électrique et des activités de stockage de gaz naturel en Europe.

En ce qui concerne les activités de production électrique, les fondamentaux des marchés sur lesquels opère le Groupe sont marqués par une contraction de la demande d'électricité, l'essor des énergies renouvelables, une situation de surcapacités qui, conjointement avec la concurrence des énergies renouvelables, induit une baisse des taux d'utilisation des centrales thermiques et des prix de l'électricité en base qui restent à des niveaux très bas.

Par ailleurs, les marges des activités de commercialisation et de *midstreamer* gazier sont affectées par les pressions concurrentielles liées à l'augmentation de l'offre gazière et à la demande d'offres indexées sur le prix de marché du gaz.

Les activités de commercialisation des capacités de stockage souterrain de gaz naturel pâtissent également des tensions et évolutions de marché décrites ci-avant ainsi que de la contraction de la demande de gaz. Cet environnement économique difficile se traduit par des *spreads* saisonniers TTF qui demeurent à des niveaux bas et par de moindres réservations de capacités de stockage.

8.3 Restructurations

Les restructurations, d'un montant total de -167 millions d'euros au 31 décembre 2014, comprennent des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -70 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Services et -58 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Europe.

Au 31 décembre 2013, les restructurations, d'un montant total de -302 millions d'euros, comprenaient des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -171 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Europe et -56 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Services.

8.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2014, les effets de périmètre s'élèvent à +562 millions d'euros et comprennent essentiellement :

- le 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 (GTT), suite à la prise de contrôle de cette société à l'issue de son introduction en bourse (cf. Note 5.1) ;
- le 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 » (cf. Note 5.3.2) ;
- le résultat de +61 millions d'euros relatif à la cession d'une participation de 20% dans la société NGT B.V. aux Pays-Bas.

Les autres éléments considérés individuellement ne sont pas significatifs.

Au 31 décembre 2013, ce poste s'élevait à +405 millions d'euros et comprenait essentiellement le gain net de réévaluation relatif à la participation détenue par le Groupe dans SUEZ Environnement Company, consécutif à la fin du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company le 22 juillet 2013 et à la perte de contrôle en résultant pour le Groupe (+448 millions d'euros).

8.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2014, ce poste comprend 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 (cf. Note 5.3.1).

Au 31 décembre 2013, ce poste comprenait l'effet de la diminution de la provision pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, pour un montant de +499 millions d'euros, ainsi que la plus-value de +73 millions d'euros réalisée sur la cession des titres disponibles à la vente Medgaz, dont 75 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des variations de juste valeur comptabilisé en « Autres éléments du résultat global ».

NOTE 9 Résultat financier

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ^{(1) (2)}		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(1 071)	132	(939)	(1 525)	127	(1 398)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(460)	239	(221)	(256)	103	(153)
Autres produits et charges financiers	(932)	215	(716)	(663)	268	(394)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 462)	586	(1 876)	(2 444)	498	(1 945)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

9.1 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. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 204)	-	(1 204)	(1 659)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	21	21	(21)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(21)	-	(21)	2
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	111	111	125
Coûts d'emprunts capitalisés	154	-	154	155
COÛT DE LA DETTE NETTE	(1 071)	132	(939)	(1 398)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

Au-delà de l'effet du changement de méthode de consolidation de SUEZ Environnement intervenu en juillet 2013 (impact de -230 millions d'euros), la diminution du coût de la dette nette s'explique principalement par la réduction de l'encours moyen de la

dette brute ainsi que par les effets positifs liés aux opérations de refinancement et de restructuration de la dette réalisées par le Groupe (cf. Note 16.3.2 « Instruments financiers - Description des principaux événements de la période »).

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

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

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	(249)	239	(11)	(107)
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(249)	-	(249)	(210)
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	239	239	103
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	(211)	-	(211)	(46)
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	(211)	-	(211)	(46)
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	(460)	239	(221)	(153)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des opérations de refinancement anticipé (cf. Note 16.3.2 « Instruments financiers - Description des principaux événements de la période ») dont notamment plusieurs rachats de souches obligataires représentant

un montant nominal de 1 776 millions d'euros. L'impact net du rachat de ces souches et du débouclage des couvertures afférentes s'élève à -215 millions d'euros au 31 décembre 2014.

9.3 Autres produits et charges financiers

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(206)	-
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(1)	-
Désactualisation des autres provisions à long terme	(518)	(421)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(153)	(170)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(48)	(69)
Autres charges financières	(6)	(3)
TOTAL	(932)	(663)
Autres produits financiers		
Produits des titres disponibles à la vente	103	129
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	-	31
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	-	2
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	21	35
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	85	30
Autres produits financiers	6	41
TOTAL	215	268
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(716)	(394)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

NOTE 10 Impôts

10.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

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

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 1 588 millions d'euros (contre 745 millions d'euros en 2013). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2) (3)}
Impôt exigible	(1 918)	(2 245)
Impôt différé	330	1 500
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(1 588)	(745)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

(3) La charge d'impôt 2013 comprenait un produit d'impôt de 1 542 millions d'euros (dont 1 490 millions d'euros en produit d'impôt différé) relatif à des pertes de valeur comptabilisées sur des actifs corporels et incorporels.

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Résultat net	3 110	(8 783)
• Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	441	570
• Impôt sur les bénéfices	(1 588)	(745)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	4 256	(8 608)
Dont sociétés françaises intégrées	180	(3 851)
Dont sociétés étrangères intégrées	4 076	(4 757)
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	38,0%	38,0%
CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) × (B)	(1 617)	3 271
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	25	(812)
Différences permanentes ^(a)	(93)	(2 037)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ^(b)	801	636
Compléments d'impôt ^(c)	(571)	(848)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ^(d)	(750)	(1 512)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	191	137
Effet des changements de taux d'impôt	(42)	38
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ^(e)	292	533
Autres	176	(152)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(1 588)	(745)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

(a) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges non déductibles de l'assiette fiscale des sociétés de projet dans l'exploration-production ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en France.

(b) 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 Thaïlande et dans d'autres pays, 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 présentées dans la Note 8.4 «Effets de périmètre».

(c) 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 (422 millions d'euros au titre de 2013 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.

(d) Comprend l'effet de la non-reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales. En 2013, cet effet comprenait notamment la non-reconnaissance de certaines différences temporelles actives nettes générées par des pertes de valeur sur actifs.

(e) Comprend notamment l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique, des crédits d'impôt en Norvège, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, et en France et des reprises de provisions sur impôt sur les sociétés.

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.

Pour les sociétés françaises, les différences temporelles dont le reversement est planifié après 2015 continuent d'être valorisées au taux de 34,43%.

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

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	439	(43)
Engagements de retraite	(12)	11
Provisions non déduites	60	183
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(261)	291
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	229	(27)
Autres	(64)	179
TOTAL	391	593
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	159	817
Provisions à caractère fiscal	19	(10)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(264)	(8)
Autres	25	109
TOTAL	(61)	907
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	330	1 500

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

La variation du produit d'impôt différé provient principalement de la comptabilisation de certaines pertes de valeur d'immobilisations corporelles en 2013.

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Actifs financiers disponibles à la vente	(13)	-
Écarts actuariels	516	(201)
Couverture d'investissement net	94	(131)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	90	(64)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	11	(4)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	698	(400)
Quote-part des entreprises mises en équivalence	21	(43)
TOTAL	719	(443)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

10.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

10.3.1 Variation des impôts différés

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

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	490	(9 466)	(8 975)
Effet résultat de la période	391	(61)	330
Effet autres éléments du résultat global	839	(139)	700
Effet périmètre	(14)	(96)	(110)
Effet change	176	(163)	13
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(2)	-	(2)
Autres effets	164	(178)	(14)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(1 026)	1 026	-
AU 31 DÉCEMBRE 2014	1 018	(9 077)	(8 060)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

En millions d'euros	Position de clôture	
	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 655	1 867
Engagements de retraite	1 633	1 186
Provisions non déduites	512	492
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 129	1 053
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	1 416	1 079
Autres	669	822
TOTAL	8 014	6 499
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(13 889)	(13 342)
Provisions à caractère fiscal	(174)	(193)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(1 191)	(1 118)
Autres	(820)	(821)
TOTAL	(16 074)	(15 474)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(8 060)	(8 975)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des déficits fiscaux et crédits d'impôts reportables s'élèvent à 2 655 millions d'euros au 31 décembre 2014 (contre 1 867 millions d'euros au 31 décembre 2013). Leur augmentation provient essentiellement des actifs d'impôts différés comptabilisés au titre des reports déficitaires générés en 2014 par l'intégration fiscale GDF SUEZ SA et de la société GDF SUEZ E&P UK Ltd.

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 (2015-2020) validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier.

10.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2014, 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 2 328 millions d'euros (contre 1 123 millions d'euros en 2013). 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 1 150 millions d'euros en 2014 comparés à 1 371 millions d'euros en 2013.

NOTE 11 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 «Mark-to-market sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «Charges de 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 ;
- la charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique, dont le Groupe conteste la légalité (cf. Note 28.1.10) ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

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

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		2 440	(9 198)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		669	414
RÉSULTAT NET		3 110	(8 783)
Rubriques du passage entre le «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «RAO»		587	14 348
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	8.1	298	226
Pertes de valeur	8.2	1 037	14 770
Restructurations	8.3	167	302
Effets de périmètre	8.4	(562)	(405)
Autres éléments non récurrents	8.5	(353)	(544)
Autres éléments retraités		187	(1 138)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	9.1	21	(2)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	9.2	221	153
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	9.3	206	(31)
Impôt sur les éléments non récurrents		(659)	(1 593)
Charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique		397	271
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4	2	64
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		3 885	4 426
Résultat net récurrent des participations ne donnant pas le contrôle		760	977
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		3 125	3 449

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

NOTE 12 Résultat par action

(en millions d'euros)	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Numérateur		
Résultat net part du Groupe	2 440	(9 198)
Rémunération des titres super-subordonnés	(67)	-
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	2 373	(9 198)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	2 373	(9 198)
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 367	2 359
Effet des instruments dilutifs :		
• Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	15	15
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	2 382	2 374
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	1,00	(3,90)
Résultat net part du Groupe par action dilué	1,00	(3,90)

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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.

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 GDF SUEZ ainsi que les plans de stock-options dont le prix d'exercice demeure inférieur au cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ (le cours moyen

annuel de l'action GDF SUEZ s'est élevé à 19,02 euros en 2014). Tous ces plans sont décrits dans la Note 24.

En 2014, compte tenu de leur effet relatif, tous les plans de stock-options sont exclus du calcul du résultat dilué par action. Ces mêmes plans étaient également exclus du calcul du résultat dilué par action 2013 du fait de leur effet relatif.

Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2014 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action.

NOTE 13 Goodwills

13.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur brute	Pertes de valeur	Valeur nette
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	29 987	(452)	29 535
Pertes de valeur	-	(5 634)	(5 634)
Variations de périmètre et Autres	(3 400)	230	(3 170)
Écarts de conversion	(341)	30	(310)
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	26 246	(5 826)	20 420
Pertes de Valeur	-	(82)	(82)
Variations de périmètre et Autres	500	32	531
Écarts de conversion	357	(4)	353
AU 31 DÉCEMBRE 2014	27 102	(5 880)	21 222

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les effets des variations de périmètre dans l'état de situation financière au 31 décembre 2014 résultent principalement de la comptabilisation d'un *goodwill* de 375 millions d'euros résultant de la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT) consécutive à son introduction en bourse, 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. Ces opérations et changements de méthode de consolidation sont décrits dans la Note 5 «Principales variations de périmètre».

À l'issue des tests de perte de valeur annuels réalisés sur les Unités Génératrices de Trésorerie (UGT *goodwill*) au second semestre 2014, le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur les

goodwills d'un montant total de 82 millions d'euros correspondant essentiellement au *goodwill* de l'UGT Énergie - Europe de l'Est (cf. Note 8.2.3).

La diminution constatée en 2013 provenait essentiellement de la comptabilisation de pertes de valeur sur *goodwills* (cf. Note 8.2.4) pour un montant total de 5 634 millions d'euros (dont 3 732 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Central Western Europe, 1 250 millions d'euros sur l'UGT Stockage, 264 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Europe de l'Est, 247 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Europe du Sud et 60 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Espagne) ainsi que des variations de périmètre et autres à hauteur de 3 170 millions d'euros (dont 3 162 millions d'euros liés au changement de méthode de consolidation de SUEZ Environnement).

13.2 Principales UGT goodwill

La répartition des *goodwills* par UGT *goodwill* est la suivante :

En millions d'euros	Secteur opérationnel	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
UGT SIGNIFICATIVES ⁽²⁾			
Énergie - Central Western Europe	Énergie Europe	8 181	8 312
Distribution	Infrastructures	4 009	4 009
Global Gaz & GNL	Global Gaz & GNL	2 207	2 087
Energy - Amérique du Nord	Energy International	1 389	1 231
AUTRES UGT IMPORTANTES			
Énergie Services - International	Énergie Services	1 016	625
Energy - Royaume-Uni - Turquie	Energy International	630	583
Transport France	Infrastructures	614	614
Stockage	Infrastructures	543	543
AUTRES UGT (<i>goodwills</i> inférieurs individuellement à 500 millions d'euros)		2 633	2 416
TOTAL		21 222	20 420

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Les UGT *goodwill* dites significatives correspondent aux UGT dont le montant de *goodwill* représente plus de 5% du montant total du *goodwill* Groupe.

13.3 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 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 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 2015-2035. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en septembre 2014 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.

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 2014 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 4,9% et 15,0% (entre 5,2% et 15,1% en 2013). Les taux d'actualisation utilisés pour chacune des huit principales UGT *goodwill* sont présentés dans les Notes ci-après 13.3.1 «UGT significatives» et 13.3.2 «Autres UGT importantes».

13.3.1 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 *goodwill* du Groupe au 31 décembre 2014.

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 22 711 MW comprend notamment des capacités nucléaires de 4 134 MW en Belgique, 1 209 MW de droits de tirage sur des centrales nucléaires en France, 2 295 MW de centrales hydroélectriques en France et 10 053 MW de centrales thermiques. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 8 181 millions d'euros. En 2013, une perte de valeur de 7 947 millions d'euros avait été comptabilisée sur cette UGT *goodwill*, dont 3 782 millions d'euros sur le *goodwill* (y compris 50 millions d'euros sur le *goodwill* des entreprises mises en équivalence) et 4 165 millions d'euros sur des actifs corporels et incorporels (cf. Note 8.2.4).

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 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 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	Projection des flux de trésorerie sur la durée d'utilité de Tihange 1 (50 ans) et sur la durée de vie technique de 60 ans pour les réacteurs de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3.
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 5,6% et 8,5% 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.

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 et sur le redémarrage des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 qui sont actuellement à l'arrêt depuis le mois de mars 2014.

En décembre 2013, le précédent gouvernement avait confirmé le calendrier suivant sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire :

- la fermeture des réacteurs de Doel 1 et Doel 2 à l'issue des 40 années d'exploitation, soit le 15 février 2015 et le 1^{er} décembre 2015 respectivement ;

- la durée d'exploitation de Tihange 1 est prolongée de 10 ans jusqu'au 1^{er} octobre 2025. En contrepartie, l'État belge percevra une redevance correspondant à 70% de la différence positive entre le produit de la vente de l'électricité et le coût de revient de la centrale majoré de la rémunération des investissements nécessaires à la prolongation de la durée de vie de cette unité ; cette redevance se substituera à la contribution nucléaire forfaitaire applicable à Tihange 1 ;
- les réacteurs de Doel 3, Tihange 2, Tihange 3 et Doel 4 (réacteurs de seconde génération) fermeront respectivement en 2022, 2023 et 2025, à l'issue de leur 40^e année d'exploitation.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, le nouveau Gouvernement a décidé lors du conseil des ministres du 18 décembre 2014, de prolonger la durée d'exploitation des réacteurs Doel 1 et Doel 2 pour une période de 10 ans, sans que la durée d'exploitation de ces réacteurs ne puisse dépasser 2025. Pour devenir effective, cette prolongation nécessitera une modification de la loi sur la sortie du nucléaire en Belgique, un accord de la part de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) ainsi que la conclusion d'une convention entre le Groupe et les autorités belges sur les conditions économiques et financières de cette prolongation. À ce stade, les discussions entre le Groupe

et le Gouvernement sont en cours. Le Groupe n'effectuera les investissements nécessaires à la prolongation de ces deux unités qu'à la condition que (i) ceux-ci soient économiquement rentables et que (ii) le cadre économique et juridique relatif aux activités nucléaires en Belgique soit clarifié et stabilisé. Dans la mesure où le résultat des négociations concernant la prolongation de Doel 1 et Doel 2 n'est pas encore connu, la valeur d'utilité repose, comme en 2013, sur une hypothèse de fermeture des réacteurs de Doel 1 et Doel 2 en 2015.

Compte tenu (i) de la prolongation de Tihange 1 et de la décision du Gouvernement belge de prolonger Doel 1 et Doel 2, (ii) de la part importante de la production nucléaire dans le mix énergétique belge, et (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, le Groupe considère, tout comme en 2013, qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. Le calcul de la valeur d'utilité tient donc compte d'une hypothèse de prolongation de 20 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de seconde génération. En contrepartie, le calcul de la valeur d'utilité des réacteurs ainsi prolongés tient compte d'une hypothèse de partage de valeur avec l'État belge.

Au cours du premier semestre 2014, le Groupe a décidé d'anticiper les arrêts de maintenance programmés des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2. Cette décision du 25 mars 2014 fait suite aux résultats de tests menés sur des échantillons de matériaux des cuves, conformément au programme d'actions convenu avec l'AFCN lors du redémarrage de ces réacteurs en 2013. Sur l'ensemble des tests réalisés dans ce cadre, l'un d'entre eux n'a pas donné de résultats conformes aux attentes des experts. Afin de vérifier et d'expliquer les premiers résultats observés, des tests et expertises complémentaires ont été réalisés et ont été communiqués à un panel d'experts internationaux sollicités par l'AFCN. Ces experts ont formulé des requêtes et recommandations supplémentaires qui sont en cours de traitement par le Groupe. À l'issue de ces nouveaux tests, un dossier de justification sera remis à l'AFCN à qui il reviendra de statuer sur le redémarrage des deux réacteurs. Le Groupe demeure confiant quant au redémarrage de ces unités en 2015 et a intégré cette hypothèse dans le calcul de la valeur d'utilité de l'UGT CWE.

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

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.

Enfin, le niveau de marge normatif associé aux activités de gestion des contrats d'approvisionnement et de négoce de gaz naturel constitue la meilleure estimation des perspectives de rentabilité de ces activités à moyen et long terme.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2014, 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 14% 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 14% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 15% 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 15% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 10% 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 10% sur ce calcul.

Une augmentation des taux d'actualisation utilisés de 50 points de base aurait un impact négatif de 66% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution des taux d'actualisation de 50 points de base utilisés aurait quant à elle un impact positif de 68% sur ce calcul.

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

- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1 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 environ à 4 400 millions d'euros ;
- l'arrêt immédiat et définitif de l'exploitation des deux réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 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 environ à 2 200 millions d'euros ;
- en cas de prolongation de 10 ans de la durée de vie 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 de 23% 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.

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 des centrales

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,...) durant cette période. La modification d'un ou plusieurs de ces paramètres pourrait conduire à ajuster de manière significative le montant de la valeur recouvrable de l'UGT.

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 2014. 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 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 5,0%. 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 2020. 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.

Goodwill affecté à l'UGT Global Gaz & GNL

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 2 207 millions d'euros au 31 décembre 2014. 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 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.

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 2015 et du plan d'affaires à

moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période.

Pour les activités GNL en dehors de GTT, la valeur terminale correspond à une valeur de sortie déterminée en appliquant un taux de croissance long terme de 2,5% au flux de trésorerie de la dernière année du plan d'affaires à moyen terme approuvé par le Comité de Direction Groupe. Ce taux de croissance de 2,5% comprend l'effet de l'inflation à hauteur de 2% et l'effet de l'augmentation attendue des volumes de GNL sur le long terme à hauteur de 0,5%. Cette hypothèse de croissance à long terme est largement corroborée par des études externes et les prévisions des autres acteurs de marché. Le taux d'actualisation appliqué s'élève à 9,1%.

La valeur d'utilité des actifs d'exploration-production, en phase de développement ou de production, est déterminée à partir d'un horizon de projections correspondant à la durée de vie des réserves prouvées et probables sous-jacentes.

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, 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. Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 8,2% et 15% 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 23% 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 37% sur ce calcul.

Une diminution de 10% des cours des hydrocarbures dans les activités d'exploration-production, aurait un impact négatif de 66% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% des cours des hydrocarbures aurait quant à elle un impact positif de 74% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

Une diminution de 50 points de base du taux de croissance long terme utilisé pour la détermination de la valeur terminale des activités GNL aurait un impact négatif de 11% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 50 points de base du taux de croissance long terme utilisé aurait quant à elle un impact positif de 11% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT Energy – Amérique du Nord

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 389 millions d'euros au 31 décembre 2014. Les entités comprises dans cette UGT produisent de l'électricité et commercialisent de l'électricité et du gaz aux États-Unis, au Mexique ainsi qu'au

Canada. Elles interviennent également dans l'importation et la regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL), ainsi que dans la vente de cargaisons GNL.

La valeur d'utilité de ces activités est calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction Groupe.

Pour les activités de production d'électricité, une valeur terminale a été déterminée par catégorie d'actifs en extrapolant les flux de trésorerie attendus jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des centrales concernées. Pour les activités de commercialisation d'électricité, une valeur terminale a été déterminée par extrapolation des flux de trésorerie au-delà de la dernière année des prévisions du plan moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 1%.

Les hypothèses clés comprennent notamment les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles, les

perspectives futures des marchés ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs affectées aux hypothèses reflètent les meilleures estimations des prix de marché. Les taux d'actualisation retenus sont compris pour 2014 entre 5,5% et 8,7% selon les activités.

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 22% sur l'excédent de la valeur recouvrable 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 quant à elle un impact positif de 26% sur ce calcul.

Une diminution de 10% des prix d'équilibre long terme de l'électricité aurait un impact négatif de 25% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% des prix d'équilibre long terme aurait quant à elle un impact positif de 25% sur ce calcul.

13.3.2 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
Énergie Services - International	Énergie Services	DCF	8,1%
Energy - Royaume-Uni - Turquie	Energy International	DCF + DDM	7,2% - 12,2%
Transport France	Infrastructures	DCF	5,3%
Stockage	Infrastructures	DCF	5,0% - 7,9%

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

13.4 Répartition sectorielle

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

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	3 466	3 091
Énergie Europe	8 181	8 395
Global Gaz & GNL	2 207	2 087
Infrastructures	5 324	5 324
Énergie Services	2 044	1 524
TOTAL	21 222	20 420

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

NOTE 14 Immobilisations incorporelles

14.1 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 2013 ⁽¹⁾	5 790	2 379	12 156	20 325
Acquisitions	262	-	537	799
Cessions	(87)	-	(67)	(154)
Écarts de conversion	(44)	-	(133)	(177)
Variations de périmètre	(3 309)	-	(3 212)	(6 521)
Autres variations	90	66	(31)	125
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	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
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	(2 004)	(856)	(4 801)	(7 661)
Dotations aux amortissements	(189)	(92)	(675)	(956)
Pertes de valeur	(36)	(638)	(586)	(1 260)
Cessions	84	-	61	144
Écarts de conversion	6	-	42	48
Variations de périmètre	1 149	-	1 245	2 395
Autres variations	(73)	-	8	(65)
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	(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)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	1 639	858	4 545	7 042
AU 31 DÉCEMBRE 2014	1 763	847	4 959	7 569

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les effets de variations de périmètre 2014 proviennent principalement de la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT) consécutive à son introduction en bourse (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

Les écarts de conversion sur la valeur nette des immobilisations incorporelles proviennent essentiellement de l'évolution du dollar américain par rapport à l'euro (+127 millions d'euros).

14.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Ce poste comprend essentiellement les droits à facturer les usagers du service public reconnus en application du modèle actif incorporel d'IFRIC 12.

14.1.2 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.

14.1.3 Autres

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2014 des licences et des actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France, dont essentiellement la marque corporate GDF Gaz de France, les relations clients, ainsi que des contrats d'approvisionnement. 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 21 «Activité exploration-production».

La valeur nette des immobilisations incorporelles non amortissables (en raison de leur durée de vie indéterminée) s'élève à 674 millions d'euros (contre 678 millions d'euros au 31 décembre 2013) et

correspondent essentiellement à la marque GDF Gaz de France comptabilisée dans le cadre de l'affectation du coût du regroupement aux actifs et passifs de Gaz de France.

14.2 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 189 millions d'euros pour l'exercice 2014. Les dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38) sont non significatives.

NOTE 15 Immobilisations corporelles

15.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En millions d'euros</i>	Terrains	Construc- tions	Instal- lations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè- lement	Immobili- sations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	3 183	7 263	98 218	1 892	1 950	8 901	1 365	122 771
Acquisitions	13	34	707	74	567	4 554	58	6 008
Cessions	(53)	(53)	(546)	(87)	1	-	(43)	(782)
Écarts de conversion	(105)	(116)	(2 821)	(24)	(58)	(196)	(14)	(3 334)
Variations de périmètre	(1 824)	(3 369)	(8 460)	(1 502)	(549)	(521)	(429)	(16 653)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(692)	-	(10)	(23)	-	(725)
Autres variations	(12)	230	3 705	20	26	(4 097)	54	(75)
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	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
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	(1 214)	(2 771)	(33 544)	(1 256)	(1 093)	(202)	(929)	(41 009)
Dotations aux amortissements	(42)	(276)	(4 036)	(105)	(228)	-	(110)	(4 797)
Pertes de valeur	(25)	(80)	(4 808)	-	(18)	(2 404)	(4)	(7 339)
Cessions	10	27	332	74	1	1	39	485
Écarts de conversion	37	21	828	14	21	(4)	9	926
Variations de périmètre	843	1 246	3 584	1 016	541	3	273	7 507
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	193	-	2	-	-	195
Autres variations	4	2	(77)	11	(12)	10	(4)	(65)
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	(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)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	814	2 158	52 583	127	1 140	6 022	266	63 112
AU 31 DÉCEMBRE 2014	798	2 309	53 205	132	1 102	6 204	283	64 032

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note.2).

En 2014, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique 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 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre») ;
- 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), ainsi que sur des centrales thermiques en Europe (-228 millions d'euros), notamment au Royaume-Uni (cf. Note 8.2 «Pertes de valeur»).

En 2013, la diminution du poste «Immobilisations corporelles nettes» provenait principalement :

- de variations de périmètre pour -9 146 millions d'euros résultant principalement de la perte de contrôle de SUEZ Environnement (-8 437 millions d'euros), des cessions des centrales d'Astoria Energy, Phase I (-760 millions d'euros) et de Red Hills (-176 millions d'euros) et du changement de méthode consécutif à la cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergie au Portugal (-107 millions d'euros), ainsi que de la prise de contrôle de Meenakshi Energy en Inde (+330 millions d'euros) ;
- de pertes de valeur s'élevant à -7 339 millions d'euros et portant essentiellement sur des actifs de production thermique en Europe (-4 746 millions d'euros), notamment sur le parc de centrales thermiques de la zone Central Western Europe (-3 711 millions d'euros), ainsi que sur des centrales thermiques au Royaume-Uni (-459 millions d'euros) et en Italie (-375 millions d'euros). Des pertes de valeur avaient également été constatées sur des sites de stockage souterrains de gaz naturel en Europe (-1 896 millions d'euros) ;
- du classement de l'entité Futures Energies Investissement en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» ; la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes ayant été transférée

sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière.

Les actifs d'exploration-production inclus dans le tableau ci-dessus sont détaillés par nature dans la Note 21 «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».

15.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 5 068 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 6 378 millions d'euros au 31 décembre 2013. La variation résulte principalement des opérations de refinancement des dettes ainsi que des variations de périmètre intervenues sur l'exercice 2014.

15.3 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 pour des constructions d'unités de production d'énergie (centrales électriques et champs en développement de l'activité exploration-production) et pour des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 3 849 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 2 790 millions d'euros au 31 décembre 2013.

15.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 154 millions d'euros au titre de l'exercice 2014 contre 155 millions d'euros au titre de l'exercice 2013.

NOTE 16 Instruments financiers

16.1 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. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	2 893	-	2 893	3 015	-	3 015
Prêts et créances au coût amorti	2 960	22 483	25 443	1 898	22 527	24 425
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 960	925	3 885	1 898	1 470	3 368
Clients et autres débiteurs	-	21 558	21 558	-	21 057	21 057
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	2 733	9 336	12 069	2 351	4 835	7 186
Instruments financiers dérivés	2 733	7 886	10 619	2 351	3 833	6 184
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	1 450	1 450	-	1 001	1 001
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	8 546	8 546	-	8 706	8 706
TOTAL	8 585	40 366	48 951	7 264	36 068	43 332

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

16.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	3 341
Acquisitions	155
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(51)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(104)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	56
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(81)
Variations de périmètre, change et divers	(302)
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	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

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 893 millions d'euros au 31 décembre 2014 et se répartissent entre 1 406 millions d'euros de titres cotés et 1 487 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 140 millions d'euros et 1 875 millions d'euros en 2013).

Les principales variations de l'exercice correspondent à 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 5.3).

En 2013, les variations de périmètre résultaient principalement de la perte de contrôle de SUEZ Environnement pour -393 millions d'euros (cf. Note 5.7 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement»).

16.1.1.1 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	Dividendes	Évaluation ultérieure à l'acquisition				Résultat de cession
		Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur	Recyclage en résultat	
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	84	2	-	(37)	-
Résultat	103	-	-	(43)	37	365
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2014	103	84	2	(43)	-	365
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	56	14	-	(104)	-
Résultat	129	-	-	(81)	104	112
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2013	129	56	14	(81)	-	112

(1) Hors effet impôt.

En 2014, le résultat de cession relatif aux titres disponibles à la vente est principalement constitué de la plus-value constatée sur la cession de la participation du Groupe dans les intercommunales mixtes flamandes (cf. Note 5.3)

16.1.1.2 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 43 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 2014. Le Groupe n'a par ailleurs pas identifié de situations de moins-value latente significative au 31 décembre 2014 sur ces autres lignes de titres.

16.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 960	925	3 885	1 898	1 470	3 368
Prêts aux sociétés affiliées	664	573	1 237	558	418	976
Autres créances au coût amorti	762	107	869	791	51	842
Créances de concessions	620	132	752	20	892	912
Créances de location financement	913	113	1 026	529	109	639
Clients et autres débiteurs	-	21 558	21 558	-	21 057	21 057
TOTAL	2 960	22 483	25 443	1 898	22 527	24 425

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Dépréciation & Perte de valeur		Net	Dépréciation & Perte de valeur		Net
	Brut			Brut		
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	4 186	(301)	3 885	3 641	(273)	3 368
Clients et autres débiteurs	22 479	(921)	21 558	21 993	(937)	21 057
TOTAL	26 664	(1 222)	25 443	25 634	(1 209)	24 425

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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 17.2 «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 2013 ⁽¹⁾	92	(4)	(177)
Au 31 décembre 2014	111	(5)	(63)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2014, comme au 31 décembre 2013, 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 -921 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre -937 millions d'euros au 31 décembre 2013.

16.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	2 733	7 886	10 619	2 351	3 833	6 184
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	978	165	1 143	637	157	794
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	716	7 653	8 369	881	3 648	4 529
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾	1 038	68	1 107	833	28	861
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	808	808	-	732	732
Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat	-	795	795	-	732	732
Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat	-	13	13	-	-	-
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	643	643	-	269	269
TOTAL	2 733	9 336	12 069	2 351	4 835	7 186

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

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 16.3 « 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 10 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 9 millions d'euros en 2013.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2014 et 2013 est non significatif.

16.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Le poste de « Trésorerie et équivalents de trésorerie » s'élève à 8 546 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 8 706 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission de « l'obligation verte » (cf. chapitre 5 du Document de Référence).

Ce poste comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 236 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre

209 millions d'euros au 31 décembre 2013. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 87 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 2014 s'établit à +96 millions d'euros contre +113 millions d'euros en 2013.

16.1.5 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 19.2 « Obligations relatives aux installations de production nucléaire », la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées.

En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans la mesure où ceux-ci

répondent à certains critères financiers et notamment en matière de qualité de crédit. La partie des fonds ne pouvant pas faire l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est, soit prêtée à des personnes

morales répondant aux critères de «qualité de crédit» imposés par la loi, soit placée dans des actifs financiers de type obligations et SICAV.

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

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	602	688
Prêt à ESO / ELIA	454	454
Prêt à Eandis	-	80
Prêt à Ores	82	80
Prêt à Sibelga	66	74
Autres placements de trésorerie	1 086	779
Portefeuille obligataire	145	159
OPCVM et FCP	941	620
TOTAL	1 688	1 467

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».

16.1.6 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2014, 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 2014, 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 2014 s'élève à 766 millions d'euros.

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

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 647	4 122

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

16.2 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 2014 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	28 024	10 297	38 321	28 576	10 316	38 892
Instruments financiers dérivés	3 020	5 895	8 915	2 062	4 043	6 105
Fournisseurs et autres créanciers	-	18 799	18 799	-	16 398	16 398
Autres passifs financiers	286	-	286	213	-	213
TOTAL	31 329	34 991	66 320	30 852	30 756	61 608

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

16.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	21 155	1 705	22 860	21 400	1 775	23 175
Emprunts bancaires	4 977	1 116	6 093	5 600	937	6 537
Billets de trésorerie	-	5 219	5 219	-	5 621	5 621
Tirages sur facilités de crédit	640	48	688	662	31	693
Emprunts sur location-financement	423	92	515	395	103	499
Autres emprunts	552	458	1 010	507	89	597
EMPRUNTS	27 748	8 639	36 387	28 564	8 557	37 121
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	469	469	-	574	574
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	27 748	9 108	36 855	28 564	9 131	37 695
Impact du coût amorti	(80)	510	430	(96)	572	476
Impact de la couverture de juste valeur	356	47	403	108	44	152
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	633	633	-	569	569
DETTES FINANCIÈRES	28 024	10 297	38 321	28 576	10 316	38 892

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2014 à 40 873 millions d'euros pour une valeur comptable de 38 321 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 9 «Résultat financier».

Les informations sur l'endettement financier net sont présentées dans la Note 16.3 «Endettement financier net».

16.2.2 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. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	226	175	401	339	162	501
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	945	5 619	6 564	1 008	3 702	4 710
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾	1 849	101	1 950	715	178	893
TOTAL	3 020	5 895	8 915	2 062	4 043	6 105

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

16.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Fournisseurs	17 957	15 596
Dettes sur immobilisations	842	802
TOTAL	18 799	16 398

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

16.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'élèvent à 286 millions d'euros (213 millions d'euros au 31 décembre 2013). 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. Cet engagement d'acquisition de titres de

capitaux propres a donc été comptabilisé 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 Energia Sustentável do Brasil.

16.3 Endettement financier net

16.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	27 748	9 108	36 855	28 564	9 131	37 695
Impact du coût amorti	(80)	510	430	(96)	572	476
Impact de la couverture de juste valeur ⁽²⁾	356	47	403	108	44	152
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	633	633	-	569	569
DETTES FINANCIÈRES	28 024	10 297	38 321	28 576	10 316	38 892
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽³⁾	226	175	401	339	162	501
DETTE BRUTE	28 249	10 472	38 722	28 915	10 478	39 393
Actifs liés au financement	(55)	(16)	(71)	(77)	(14)	(91)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(55)	(16)	(71)	(77)	(14)	(91)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(808)	(808)	-	(732)	(732)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(643)	(643)	-	(269)	(269)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 546)	(8 546)	-	(8 706)	(8 706)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽³⁾	(978)	(165)	(1 143)	(637)	(157)	(794)
TRÉSORERIE ACTIVE	(978)	(10 162)	(11 140)	(637)	(9 865)	(10 502)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	27 216	295	27 511	28 201	599	28 800
Encours des dettes financières	27 748	9 108	36 855	28 564	9 131	37 695
Actifs liés au financement	(55)	(16)	(71)	(77)	(14)	(91)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(808)	(808)	-	(732)	(732)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 546)	(8 546)	-	(8 706)	(8 706)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	27 693	(262)	27 430	28 488	(322)	28 166

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

(3) Il s'agit de la juste valeur des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

16.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2014, les variations de périmètre et de change ont généré une baisse de 2 111 millions d'euros de l'endettement net. Cette diminution s'explique de la façon suivante :

■ les cessions réalisées (cf. Note 5.4 «Cessions réalisées au cours de l'année 2014») ont réduit l'endettement net de 3 231 millions d'euros ;

- le passage en intégration globale de Gaztransport & Technigaz (GTT) consécutif à son introduction en bourse s'est traduit par une réduction de l'endettement net de 115 millions d'euros ;
- les variations de change sur l'année se sont traduites par une augmentation de l'endettement net de 744 millions d'euros (dont 532 millions d'euros sur le dollar américain, 127 millions d'euros sur la livre sterling et 89 millions d'euros sur le baht thaïlandais) ;
- les acquisitions réalisées (notamment Ecova, Ferrari Termoelétrica, Groupe Lahmeyer et West Coast Energy Ltd) ont accru l'endettement net de 472 millions d'euros.

16.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours de l'année 2014 :

Émissions et remboursements obligataires :

GDF SUEZ a procédé le 19 mai 2014 à l'émission d'une «obligation verte» (Green Bond) pour un montant total de 2,5 milliards d'euros dont :

- une tranche de 1 200 millions d'euros portant un coupon de 1,375% et arrivant à échéance en 2020 ;
- une tranche de 1 300 millions d'euros portant un coupon de 2,375% et arrivant à échéance en 2026.

Cet emprunt obligataire a pour vocation de contribuer au financement du développement du Groupe dans des projets d'énergies renouvelables ainsi que dans des projets d'efficacité énergétique.

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 17 «Risques liés aux instruments financiers».

GDF SUEZ SA a lancé le 22 mai 2014 une seconde émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée, à l'issue de laquelle un montant total de 1 974 millions d'euros a été levé (cf. Note 18.2.1 «Émission de titres super-subordonnés»). Cette transaction a permis au Groupe de procéder le 6 juin 2014 au rachat de souches obligataires représentant un montant nominal de 1 140 millions d'euros dont :

- 45 millions d'euros d'obligations Electrabel portant un coupon de 4,75%, et arrivant à échéance en avril 2015 ;
- 162 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 5,625%, et arrivant à échéance en janvier 2016 ;
- 349 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 2,75%, et arrivant à échéance en octobre 2017 ;
- 63 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 5,125%, et arrivant à échéance en février 2018 ;
- 271 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 2,25%, et arrivant à échéance en juin 2018 ;
- 78 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 6,875%, et arrivant à échéance en janvier 2019 ;
- 120 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 3,125%, et arrivant à échéance en janvier 2020 ;
- 52 millions d'euros d'obligations Belgelec Finance portant un coupon de 5,125%, et arrivant à échéance en juin 2015.

De plus, E-CL a procédé, le 24 octobre 2014, à une émission obligataire de 350 millions de dollars américains portant un coupon de 4,50% et arrivant à échéance en 2025. Suite à son émission

obligataire, E-CL a procédé au remboursement anticipé du financement de projet de la centrale CTA ainsi que des couvertures afférentes pour un montant de 350 millions de dollars, soit 269 millions d'euros.

GDF SUEZ SA a exercé, le 22 décembre 2014, le call sur les titres participatifs restant en circulation pour un montant nominal de 140 millions d'euros. La dette était valorisée au bilan au prix du call (130% du nominal).

Le 27 novembre 2014, GDF SUEZ SA a lancé une offre de rachat sec sur des obligations pour un montant nominal de 636 millions d'euros dont :

- 87 millions d'euros sur l'obligataire de 651,3 millions d'euros, portant un coupon à 2,75% et arrivant à échéance en octobre 2017 ;
- 238 millions d'euros sur l'obligataire de 1 000 millions d'euros, portant un coupon à 3,50% et arrivant à échéance en octobre 2022 ;
- 89 millions d'euros sur l'obligataire de 750 millions d'euros, portant un coupon à 2,625% et arrivant à échéance en juillet 2022 ;
- 222 millions d'euros sur l'obligataire de 700 millions de livres sterling, portant un coupon à 6,125% et arrivant à échéance en février 2021.

Enfin, le Groupe a procédé aux remboursements suivants sur des emprunts obligataires qui sont arrivés à échéance au cours de l'exercice 2014 :

- 845 millions d'euros d'emprunts obligataires portant coupon à 6,25% arrivés à échéance le 24 janvier 2014 ;
- 18 milliards de yens (131 millions d'euros) de placements privés arrivés à échéance le 5 février 2014 ;
- 65 milliards de yens (440 millions d'euros) d'emprunts obligataires portant coupon à 1,17%, arrivés à échéance le 15 décembre 2014 ;
- 340 millions de francs suisses (283 millions d'euros) d'emprunts obligataires portant coupon à 3,25%, arrivés à échéance le 22 décembre 2014.

Autres opérations de refinancement :

Le Groupe a procédé le 12 juin 2014 au refinancement bancaire de Hazelwood Power Partnership pour un montant de 475 millions de dollars australiens, soit 320 millions d'euros.

Le 30 juin 2014, le Groupe a refinancé en interne et par anticipation la dette bancaire de GDF SUEZ Cartagena Energia pour un montant de 438 millions d'euros, ainsi que les *swaps* associés.

16.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

16.4.1 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. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Titres disponibles à la vente	2 893	1 406	-	1 487	3 015	1 140	-	1 875
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	780	-	780	-	905	-	905	-
Instruments financiers dérivés	10 619	106	10 449	63	6 184	125	5 956	103
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 143	-	1 143	-	794	-	794	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 728	105	2 560	62	2 374	121	2 159	94
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	5 641	1	5 639	1	2 155	4	2 141	9
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 107	-	1 107	-	861	-	861	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appel de marge)	808	15	793	-	732	13	719	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	795	15	780	-	732	13	719	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	13	-	13	-	-	-	-	-
TOTAL	15 099	1 528	12 022	1 550	10 837	1 278	7 580	1 978

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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 et la valeur de l'actif net – sont classés en niveau 3.

Au 31 décembre 2014, 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 2013	1 875
Acquisitions	93
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(630)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(5)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	(69)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(43)
Variations de périmètre, change et divers	265
Au 31 décembre 2014	1 487
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	51

Une variation de plus ou moins 10% de la valeur des titres non cotés générerait un gain ou une perte avant impôts d'environ 149 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)

Les prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

sont présentés dans le tableau en niveau 2. Ces prêts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 1 sont principalement des *futures* négociés sur un marché organisé doté d'une chambre de compensation et évalués en juste valeur sur la base de leur cours coté.

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.

16.4.2 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. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	5 634	-	5 634	-	4 212	-	4 212	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	35 240	20 190	15 050	-	36 352	19 181	17 170	-
Instruments financiers dérivés	8 915	161	8 723	30	6 105	115	5 887	102
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	401	-	401	-	501	-	501	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	3 163	159	2 980	24	2 808	108	2 605	94
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	3 401	2	3 393	6	1 902	7	1 887	8
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 950	-	1 950	-	893	-	893	-
TOTAL	49 789	20 351	29 407	30	46 668	19 297	27 269	102

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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 16.4.1 «Actifs financiers».

16.5 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 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	8 625	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	(6 820)	(6 564)	6 526	(38)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 351)	(2 351)	579	(1 772)

(1) Le 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 2013 ⁽¹⁾

En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière ⁽²⁾	Autres accords de compensation ⁽³⁾	Montant net total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	4 933	4 529	(3 416)	1 113
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 656	1 656	(545)	1 111
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(5 114)	(4 710)	4 351	(360)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 395)	(1 395)	265	(1 129)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

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

NOTE 17 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.

17.1 Risques de marché

17.1.1 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.

17.1.1.1 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 2014 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ ⁽¹⁾

		31 déc. 2014		31 déc. 2013	
En millions d'euros	Variations de prix	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	252	10	253	19
Gaz naturel	+3 €/MWh	117	(241)	(5)	(119)
Électricité	+5 €/MWh	(114)	(37)	(377)	(61)
Charbon	+10 \$US/ton	115	14	66	39
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	101	2	164	-
EUR/USD	+10%	(244)	(27)	(335)	(40)
EUR/GBP	+10%	28	2	18	(10)
GBP/USD	+10%	2	-	7	-

(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*

17.1.1.2 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, (iii) développer ses activités en propre.

Compte tenu de l'importance croissante des volumes traités par GDF SUEZ Energy Management Trading (GSEMT) depuis le début de l'année 2014, des changements apportés à l'organisation et à la structuration de ses activités, ainsi que de l'évolution de son rôle vers une activité devenue majoritairement une activité de *trading*, le Groupe présente à compter du 1^{er} janvier 2014 en chiffre d'affaires la marge nette sur les opérations «d'achat/vente» des activités de matières premières d'«Asset Back Trading» (ABT) de GSEMT. Cette évolution permet d'assurer une représentation de ces activités qui

est en adéquation avec la spécificité des activités de *trading* et la gestion opérationnelle d'ABT. Ces principes correspondent à ceux communément appliqués aux sociétés de *trading* et sont identiques à ceux appliqués historiquement par GDF SUEZ Trading.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 360 millions d'euros au 31 décembre 2014 (contre 243 millions d'euros en 2013).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (VaR) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La VaR représente la perte potentielle sur la

valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La VaR ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la VaR. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La VaR présentée ci-après résulte de l'agrégation des VaR des entités de *trading* du Groupe.

VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2014	2014 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2014 ⁽²⁾	Minimum 2014 ⁽²⁾	2013 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	7	5	11	2	3

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2014.

17.1.2 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 2014 et 2013 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	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>	716	2 012	(945)	(2 218)	881	1 494	(1 008)	(1 799)
Couverture de flux de trésorerie	207	422	(125)	(309)	152	348	(202)	(437)
Autres instruments financiers dérivés	509	1 590	(820)	(1 909)	728	1 146	(807)	(1 362)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>trading</i>	-	5 641	-	(3 401)	-	2 155	-	(1 902)
TOTAL	716	7 653	(945)	(5 619)	881	3 648	(1 008)	(3 702)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Se reporter également aux Notes 16.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 16.2.2 «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.

17.1.2.1 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. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	108	237	(29)	(100)	23	69	(26)	(100)
Électricité	17	111	(29)	(105)	105	235	(110)	(180)
Charbon	-	-	(5)	(70)	-	11	(39)	(89)
Pétrole	-	2	(31)	(7)	2	30	(3)	(17)
Autres ⁽²⁾	83	72	(31)	(27)	22	3	(24)	(51)
TOTAL	207	422	(125)	(309)	152	348	(202)	(437)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) 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. 2014	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel	GWh	(74 624)	(46 454)	(28 169)	(562)	431	98	32
Électricité	GWh	(7 020)	(9 102)	1 116	778	188	-	-
Charbon	Milliers de tonnes	1 908	1 788	120	-	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	1 084	42	1 039	4	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	2 512	1 118	766	570	20	20	18

(1) Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2014, un gain de 231 millions d'euros est comptabilisé dans les capitaux propres (contre une perte de 84 millions d'euros en 2013). Une perte de 89 millions d'euros est reclassée de capitaux propres vers le compte de résultat en 2014 (contre un gain de 162 millions d'euros en 2013).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2014, un gain de 3 millions d'euros a été enregistré (contre un gain de 2 millions d'euros en 2013).

17.1.2.2 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.

17.1.3 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 et (iii) risque translationnel lié à la consolidation, en euro, des états financiers des filiales dont la monnaie 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».

17.1.3.1 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. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	64%	71%	66%	70%
USD	15%	11%	12%	13%
GBP	10%	5%	10%	4%
Autres devises	11%	13%	12%	13%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	60%	69%	62%	67%
USD	18%	13%	14%	15%
GBP	13%	6%	12%	5%
Autres devises	9%	12%	12%	13%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

17.1.3.2 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 variation uniforme de plus ou moins de 10% des devises contre euro générerait un gain ou une perte de 18 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 742 millions d'euros en capitaux propres. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

17.1.4 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 2014, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros.

En 2014, afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a mis en place des couvertures de taux à départ *forward*, 2016, 2018 et 2019, sur des maturités 10, 20 et 18 ans.

17.1.4.1 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. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	36%	40%	37%	38%
Taux fixe	64%	60%	63%	62%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	15%	20%	17%	19%
Taux fixe	85%	80%	83%	81%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

17.1.4.2 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 47 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 47 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 111 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 104 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 627 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 721 millions d'euros.

17.1.4.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) aux 31 décembre 2014 et 2013 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	978	165	(226)	(175)	637	157	(339)	(162)
Couverture de juste valeur	465	38	(51)	-	251	86	(192)	(38)
Couverture de flux de trésorerie	286	35	(20)	-	121	-	(97)	(1)
Dérivés non qualifiés de couverture	228	93	(155)	(175)	265	72	(51)	(124)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 038	68	(1 849)	(101)	833	28	(715)	(178)
Couverture de juste valeur	-	30	-	(30)	-	12	-	(12)
Couverture de flux de trésorerie	11	4	(938)	(35)	102	2	(343)	(15)
Couverture d'investissement net	28	-	(88)	-	118	-	(17)	-
Dérivés non qualifiés de couverture	999	35	(823)	(36)	614	14	(355)	(151)
TOTAL	2 017	233	(2 075)	(276)	1 470	185	(1 054)	(341)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Se reporter également aux Notes 16.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 16.2.2 «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. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	20	312	-	-
Couverture de flux de trésorerie	(23)	5 678	(204)	3 933
Couverture d'investissement net	(60)	7 210	101	6 269
Dérivés non qualifiés de couverture	(212)	12 003	88	11 167
TOTAL	(276)	25 202	(15)	21 369

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

DÉRIVÉS DE TAUX

En millions d'euros	31 déc. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	432	4 088	107	4 940
Couverture de flux de trésorerie	(635)	3 578	(27)	6 363
Dérivés non qualifiés de couverture	378	26 849	195	35 949
TOTAL	175	34 515	275	47 252

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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 devise ainsi que des emprunts.

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2014, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 16 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 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)

Au 31 décembre 2014, une perte de 736 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Un gain de 11 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2014.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie représente une perte de 7 millions d'euros.

AU 31 DÉCEMBRE 2013⁽¹⁾

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(231)	(21)	(47)	(22)	(53)	15	(103)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement net représente une perte de 2 millions d'euros.

17.2 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).

17.2.1 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 non dépréciés échus 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 2014	857	241	507	1 605	1 249	19 624	22 478
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	860	268	265	1 393	1 160	19 441	21 993

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Investment Grade ⁽⁴⁾	Total	Investment Grade ⁽⁴⁾	Total
Exposition brute ⁽²⁾	7 514	8 369	4 086	4 529
Exposition nette ⁽³⁾	2 011	2 259	906	1 069
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	89,0%		84,7%	

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(3) 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.

(4) 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.

17.2.2 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 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, 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.

17.2.2.1 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 non dépréciés échus 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 2014	17	9	102	129	360	3 595	4 084
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	28	9	98	136	317	3 121	3 574

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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 -199 millions d'euros (contre -206 millions d'euros au 31 décembre 2013). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 16.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

17.2.2.2 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 2014, le total des encours exposés au risque crédit est de 9 354 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2014				31 déc. 2013			
	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Sans notation ⁽³⁾	Non Investment Grade ⁽³⁾	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Sans notation ⁽³⁾	Non Investment Grade ⁽³⁾
Exposition ⁽¹⁾	9 354	96,0%	3,0%	1,0%	9 525	93,0%	6,0%	1,0%

(1) Après prise en compte des contrats de collatéralisation.

(2) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poors ou Baa3 chez Moody's.

(3) 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 2014, aucune contrepartie ne représentait plus de 23% des placements des excédents.

17.3 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 2014, 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 2014, les ressources bancaires représentent 23% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 22 860 millions d'euros de dettes obligataires, soit 63% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 14% de la dette brute et s'élèvent à 5 219 millions d'euros au 31 décembre 2014. 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 9 354 millions d'euros au 31 décembre 2014 dont 76% placés dans la zone euro.

Le Groupe dispose également de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 13 976 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont 13 288 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 2014, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière.

17.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2014, 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 2014

En millions d'euros	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	22 860	1 705	2 361	2 397	1 701	933	13 763
Emprunts bancaires	6 093	1 116	1 084	998	652	225	2 019
Billets de trésorerie	5 219	5 219	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	688	48	11	11	10	10	598
Emprunts sur location-financement	515	92	103	56	47	170	47
Autres emprunts	1 010	458	189	206	21	41	94
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	469	469	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	36 855	9 108	3 747	3 668	2 432	1 380	16 521
Actifs liés au financement	(71)	(16)	(2)	-	-	-	(53)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	(808)	(808)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 546)	(8 546)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	27 430	(262)	3 745	3 668	2 432	1 380	16 468

AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	37 695	9 131	3 043	3 199	3 924	2 825	15 574
Actifs liés au financement, Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) et Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 530)	(9 453)	(1)	(2)	(1)	-	(73)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	28 166	(322)	3 043	3 197	3 923	2 825	15 500

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Au 31 décembre 2014, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2014

En millions d'euros	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 2013 ⁽¹⁾

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	12 886	1 246	1 134	1 040	965	829	7 672

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Au 31 décembre 2014, 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 2014

En millions d'euros	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(579)	98	(128)	(80)	(19)	(11)	(440)

AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(838)	(151)	(126)	(92)	(4)	(55)	(411)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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 2014

En millions d'euros	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

Parmi ces programmes disponibles, 5 219 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2014, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 422	2 361	4 893	1 319	131	4 534	185

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

17.3.2 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.

En millions d'euros	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	(3 159)	(2 259)	(655)	(190)	(42)	(8)	(6)
afférents aux activités de <i>trading</i>	(3 401)	(3 401)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	2 750	2 053	586	71	1	21	18
afférents aux activités de <i>trading</i>	5 641	5 641	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2014	1 832	2 035	(69)	(119)	(40)	13	12

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	(2 819)	(1 792)	(730)	(220)	(23)	(10)	(45)
afférents aux activités de <i>trading</i>	(1 903)	(1 903)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	2 391	1 489	632	192	31	22	26
afférents aux activités de <i>trading</i>	2 155	2 155	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾	(176)	(51)	(97)	(28)	8	11	(19)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

17.3.3 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 31 déc. 2014	2015	2016-2019	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Achats fermes	(7 738)	(915)	(2 839)	(3 984)	(8 484)
Ventes fermes	1 694	493	586	615	1 602

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

17.3.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2014, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 893 millions d'euros (cf. Note 16.1.1 «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 141 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 18 Éléments sur capitaux propres

18.1 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 2012	2 412 824 089	(55 533 833)	2 357 290 256	2 413	32 207	(1 206)
Achats et ventes d'actions propres		2 990 812	2 990 812			97
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)	
Achats et ventes 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)

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2014 résulte :

- 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 à 324 millions d'euros. Ce montant se répartit en une augmentation de 22 millions d'euros de capital et 301 millions d'euros de prime d'émission ;
- 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.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2013 résultaient :

- des acquisitions nettes réalisées sur le contrat de liquidité pour 0,3 million d'actions propres ;
- et des livraisons d'actions propres à hauteur de 3 millions d'actions dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions.

18.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions de GDF SUEZ SA

Les instruments donnant accès à de nouvelles actions de GDF SUEZ SA sont uniquement constitués des options de souscription d'actions attribuées par le Groupe à ses salariés et ses mandataires sociaux. Les plans d'options de souscription d'actions en vigueur au 31 décembre 2014 sont décrits dans la Note 24.1.1 «Historique des plans de stock-options en vigueur». Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces options s'élève à 10 millions au 31 décembre 2014.

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 24 « Paiements fondés sur des actions » seront couvertes par des actions existantes de GDF SUEZ SA.

18.1.2 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 2014. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société GDF SUEZ SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 9,6 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 40 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2014, le Groupe détient 44,8 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 délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions GDF SUEZ 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.

18.2 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 48 484 millions d'euros au 31 décembre 2014, 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ SA s'élève à 244 millions d'euros.

Les pertes et gains actuariels cumulés part du Groupe représentent -2 933 millions d'euros au 31 décembre 2014 (-1 301 millions d'euros au 31 décembre 2013) ; les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels s'élèvent à 909 millions d'euros au 31 décembre 2014 (432 millions d'euros au 31 décembre 2013).

Le produit des émissions de titres super-subordonnés nets des coupons payés à leurs détenteurs s'élève à 3 564 millions d'euros.

18.2.1 Émission de titres super-subordonnés

GDF SUEZ SA a effectué le 22 mai 2014 une émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée. Cette opération, qui a permis au Groupe de lever un montant équivalent à 2 milliards d'euros, a été réalisée en deux tranches 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.

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 1 974 millions d'euros.

Les coupons attribuables aux détenteurs de ces titres, dont 67 millions d'euros payés en 2014, 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.

Le 3 juillet 2013, GDF SUEZ SA avait réalisé une émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée. Cette transaction, qui avait permis au Groupe de lever un montant équivalent à 1,7 milliard d'euros, avait été répartie en trois tranches offrant un coupon moyen de 4,4%.

18.2.2 Capacité distributive de GDF SUEZ SA

La capacité distributive totale de la société GDF SUEZ SA s'élève à 38 690 millions d'euros au 31 décembre 2014 (contre 40 747 millions d'euros au 31 décembre 2013), dont 32 506 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

18.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par GDF SUEZ SA au titre des exercices 2013 et 2014.

	Montant réparti (en millions d'euros)	Dividende net par action (en euros)
Au titre de l'exercice 2013		
Acompte (payé le 20 novembre 2013)	1 959	0,83
Solde du dividende au titre de 2013 (payé le 6 mai 2014)	1 583	0,67
Au titre de l'exercice 2014		
Acompte (payé le 15 octobre 2014)	1 184	0,50

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la loi de Finances 2012, réglée au titre des dividendes et acomptes distribués respectivement en mai et octobre 2014 s'élève à 86 millions d'euros (106 millions d'euros pour les versements effectués en 2013) et est comptabilisée en compte de résultat.

L'Assemblée Générale du 28 avril 2014 a décidé la distribution d'un dividende de 1,50 euro par action au titre de l'exercice 2013. Un acompte de 0,83 euro par action ayant été payé en numéraire le 20 novembre 2013 pour un montant de 1 959 millions d'euros, GDF SUEZ SA a réglé en numéraire le 6 mai 2014 le solde du dividende de 0,67 euro par action pour un montant de 1 583 millions d'euros. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 30 juillet 2014 a décidé la mise en paiement le 15 octobre 2014 d'un acompte sur dividende de 0,50 euro par action pour un montant total de 1 184 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2014

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2014 de verser un dividende unitaire de 1 euro par action soit un montant total de 2 379 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2014. Un acompte de 0,50 euro par action sur ce dividende a déjà été versé le 15 octobre 2014 soit 1 184 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, le dividende, net de l'acompte versé, détaché le 30 avril 2015, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2014, les états financiers à fin 2014 étant présentés avant affectation.

18.3 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 2014 et au 31 décembre 2013, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Actifs financiers disponibles à la vente	462	415
Couverture d'investissement net	(197)	245
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(904)	(203)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	195	(40)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	163	(47)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(347)	(219)
Écarts de conversion	193	(1 353)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(435)	(1 201)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

18.4 Gestion du capital

GDF SUEZ 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 18.1.2 «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, GDF SUEZ SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 19 Provisions

En millions d'euros	31 déc. 2013 ⁽¹⁾	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2014
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	4 390	230	(317)	(5)	51	170	5	1 708	6 233
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	4 239	77	(28)	-	-	203	-	-	4 491
Démantèlement des installations ⁽²⁾	3 767	1	(31)	(18)	(21)	174	3	38	3 911
Reconstitution de sites	1 191	1	(22)	(29)	(9)	27	(16)	202	1 345
Litiges, réclamations et risques fiscaux	871	126	(87)	(90)	15	7	44	4	891
Autres risques	1 640	377	(392)	(40)	11	28	7	37	1 668
TOTAL PROVISIONS	16 098	813	(876)	(183)	47	609	43	1 989	18 539

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Dont 3 467 millions d'euros au 31 décembre 2014 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 3 364 millions d'euros au 31 décembre 2013.

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 2014 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global».

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2014
Résultat des activités opérationnelles	234
Autres produits et charges financiers	(609)
Impôts	13
TOTAL	(362)

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

19.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

19.2 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.

19.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires 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 2014, les caractéristiques de base des provisions, scénario industriel de gestion, programme et calendrier de mise en œuvre, analyses techniques détaillées (inventaires physiques et radiologiques), estimation du montant et échéancier des dépenses, de même que taux d'actualisation, correspondent à celles approuvées par la Commission des provisions nucléaires, le Groupe s'étant assuré que ces hypothèses demeurent les plus adéquates. L'évolution des provisions en 2014 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 2014 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.

19.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur, le combustible nucléaire irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux scénarii peuvent être

considérés pour la gestion du combustible irradié : soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement, soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires est un scénario «mixte» : une partie du combustible, soit environ le quart du combustible total, est retraitée, pour réutilisation dans les centrales belges, 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 2013 et 2028 ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement, les opérations de retraitement étant réalisées entre 2016 et 2026. 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 ;
- entre 2017 et 2053, les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné seront transférés à l'ONDRAF ;
- 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 doit arrêter pour 2015 son plan de gestion du combustible irradié et des déchets radioactifs. 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.

19.2.3 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 séquençement 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.

19.2.4 Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux réel 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.

19.3 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, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, soit 250 ans selon l'Agence Internationale de l'Énergie, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

19.4 Reconstitution de sites

19.4.1 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.

19.5 Litiges et risques fiscaux

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux, et des réclamations et risques fiscaux.

NOTE 20 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

20.1 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

20.1.1 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 GDF SUEZ SA, GrDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, GDF SUEZ 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 GDF SUEZ. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2014, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,3 milliards d'euros contre 2,5 milliards d'euros au 31 décembre 2013, l'augmentation étant essentiellement liée à la baisse des taux d'actualisation.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 18 ans.

20.1.2 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, GDF SUEZ 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 15% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2014. 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, concernant les cotisations versées depuis le 1^{er} janvier 2004, la loi impose un rendement annuel moyen sur la carrière de 3,25% minimum, le déficit éventuel étant à la charge de l'employeur. Il en résulte que, pour la partie des engagements correspondant aux cotisations versées depuis cette date, le régime doit être considéré comme un plan à prestations définies. Cependant, le régime reste comptabilisé par le Groupe comme un régime à cotisations définies, en l'absence notamment de passif net matériel identifié. Une comparaison entre le rendement réalisé et le taux minimum garanti a été effectuée, et le sous-financement constaté n'est pas significatif au 31 décembre 2014.

La charge comptabilisée en 2014 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 21 millions d'euros contre 20 millions d'euros en 2013.

20.1.3 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 GDF SUEZ comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2014 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 73 millions d'euros contre 94 millions d'euros en 2013.

20.1.4 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 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.

20.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

20.2.1 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.

20.2.1.1 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, GDF SUEZ fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée de GDF SUEZ et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. GDF SUEZ prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulté imputable aux agents de GDF SUEZ 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 2,8 milliards d'euros au 31 décembre 2014. La durée de l'engagement est de 23 ans.

20.2.1.2 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.

20.2.1.3 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.

20.2.2 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.

20.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de prépension, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

20.3 Plans à prestations définies

20.3.1 Montants présentés dans l'état de situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des droits à remboursement comptabilisés dans l'état de situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursement
AU 1^{er} JANVIER 2013 ⁽¹⁾	(5 564)	19	159
Différence de change	38	-	-
Variations de périmètre et autres	639	(5)	-
Pertes et gains actuariels	623	9	3
Charge de l'exercice	(548)	(5)	4
Plafonnement d'actifs	(1)	-	-
Cotisations / prestations payées	423	54	1
AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾	(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	(6 233)	41	176

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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.

Les «Variations de périmètre et autres» en 2013 sont principalement liées à la perte de contrôle de SUEZ Environnement pour 641 millions d'euros.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève à 469 millions d'euros en 2014 (553 millions d'euros en 2013). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 20.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone Euro représente 94% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2014 (contre 93% au 31 décembre 2013).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 3 138 millions d'euros au 31 décembre 2014, contre 1 415 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent une perte actuarielle de 1 762 millions d'euros en 2014 et un gain actuariel de 624 millions d'euros en 2013. La perte

actuarielle générée en 2014 provient essentiellement de la baisse des taux d'actualisation (cf Note 20.3.6).

20.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe GDF SUEZ, 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. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	Retraites ⁽²⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽³⁾	Avantages à long terme ⁽⁴⁾	Total	Retraites ⁽²⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽³⁾	Avantages à long terme ⁽⁴⁾	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dettes actuarielles début de période	(6 363)	(2 383)	(531)	(9 276)	(7 700)	(2 679)	(537)	(10 916)
Coût des services rendus de la période	(229)	(32)	(40)	(301)	(278)	(45)	(42)	(365)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(251)	(88)	(16)	(355)	(252)	(90)	(16)	(357)
Cotisations versées	(13)	-	-	(13)	(15)	-	-	(15)
Modification de régime	10	1	3	14	(2)	-	-	(2)
Variations de périmètre	(85)	-	-	(85)	856	252	21	1 129
Réductions / cessations de régimes	16	-	-	16	4	2	-	6
Événements exceptionnels	(3)	(4)	-	(7)	(4)	(5)	-	(9)
Pertes et gains actuariels financiers	(941)	(1 036)	(36)	(2 014)	469	67	(9)	527
Pertes et gains actuariels démographiques	(36)	58	10	32	44	8	(2)	51
Prestations payées	361	92	47	500	357	100	54	511
Autres (dont écarts de conversion)	(47)	(2)	-	(49)	157	8	-	165
Dettes actuarielles fin de période	A (7 580)	(3 393)	(564)	(11 537)	(6 363)	(2 383)	(531)	(9 276)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	4 955	5	-	4 960	5 324	51	-	5 375
Produit d'intérêts des actifs de couverture	201	-	-	201	184	2	-	187
Pertes et gains actuariels financiers	195	(2)	-	193	42	2	-	44
Cotisations perçues	270	14	-	284	331	26	-	357
Variations de périmètre	36	-	-	36	(441)	(53)	-	(495)
Cessations de régimes	(12)	(1)	-	(13)	(2)	1	-	(1)
Prestations payées	(333)	(14)	-	(347)	(352)	(24)	-	(376)
Autres (dont écarts de conversion)	36	-	-	36	(131)	-	-	(131)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 5 349	3	-	5 351	4 955	5	-	4 960
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B (2 231)	(3 391)	(564)	(6 186)	(1 408)	(2 378)	(531)	(4 316)
Plafonnement d'actifs	(6)	-	-	(6)	(1)	(1)	-	(2)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(2 237)	(3 391)	(564)	(6 192)	(1 409)	(2 379)	(531)	(4 318)
TOTAL PASSIF	(2 278)	(3 391)	(564)	(6 233)	(1 481)	(2 379)	(531)	(4 390)
TOTAL ACTIF	41	-	-	41	72	-	-	72

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(3) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(4) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

En 2013, les variations de périmètre résultaient principalement de la perte de contrôle de SUEZ Environnement (1 136 millions d'euros sur la dette actuarielle et 495 millions d'euros sur les actifs de couverture).

20.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Juste valeur en début d'exercice	167	159
Produit d'intérêts des placements	7	4
Pertes et gains actuariels financiers	6	3
Rendement réel	13	7
Réductions/cessations de régime	(1)	-
Cotisations employeurs	13	22
Cotisations employés	2	2
Prestations payées	(18)	(22)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	176	167

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

20.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2014 et 2013 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Coûts des services rendus de la période	301	365
Charge d'intérêts nette	153	171
Pertes et gains actuariels ⁽²⁾	27	11
Modifications de régimes	(14)	2
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(5)	(5)
Événements exceptionnels	7	9
TOTAL	469	553
<i>Dont comptabilisés en résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>	<i>315</i>	<i>382</i>
<i>Dont comptabilisés en résultat financier</i>	<i>153</i>	<i>171</i>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Sur avantages à long terme.

20.3.5 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>	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
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)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 414)	4 418	(1)	(997)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(496)	542	(1)	45
Plans non financés	(3 366)	-	-	(3 366)
AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾	(9 276)	4 960	(2)	(4 318)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

<i>En %</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Actions	31	30
Obligations souveraines	20	19
Obligations privées	29	31
Actifs monétaires	9	11
Actifs immobiliers	4	3
Autres actifs	7	6
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2014.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 8% en 2014.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2014 s'est élevé à environ 7% en assurance de groupe et à 4% 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	22	1	11	4	100
Obligations souveraines	75	-	24	1	-	100
Obligations privées	84	9	2	4	1	100
Actifs monétaires	86	-	4	10	-	100
Actifs immobiliers	87	4	5	3	1	100
Autres actifs	33	18	29	15	5	100

20.3.6 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	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Taux d'actualisation	2,8%	4,1%	2,1%	3,5%	1,8%	3,5%	2,5%	3,9%
Taux d'inflation	2,0%	2,2%	1,7%	2,0%	1,8%	2,0%	1,9%	2,1%
Durée résiduelle de service	15 ans	15 ans	16 ans	15 ans	16 ans	16 ans	15 ans	15 ans

20.3.6.1 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 15%.

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 14%.

20.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2,7%.

Concernant les soins médicaux, une variation d'un point 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	3	(2)
Effet sur les engagements de retraite	48	(36)

20.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2015 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2015, des cotisations de l'ordre de 225 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 93 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.

20.4 Plans à cotisations définies

En 2014, le Groupe a comptabilisé une charge de 139 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (123 millions d'euros en 2013). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 21 Activité exploration-production

21.1 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 2013 ⁽¹⁾	1 066	1 125	7 837	10 028
Variations de périmètre	(19)	-	-	(19)
Acquisitions	38	596	234	868
Écarts de conversion	(33)	(95)	(454)	(581)
Autres	(9)	(183)	224	32
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	1 043	1 443	7 841	10 327
Variations de périmètre	-	(39)	(147)	(186)
Acquisitions	24	805	178	1 007
Cessions	-	(12)	(99)	(112)
Écarts de conversion	108	94	(216)	(15)
Autres	(69)	(885)	999	45
AU 31 DÉCEMBRE 2014	1 106	1 406	8 555	11 067
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS				
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	(379)	(40)	(3 530)	(3 949)
Variations de périmètre	19	-	-	19
Amortissements et pertes de valeur	(15)	-	(687)	(702)
Écarts de conversion	9	1	171	182
Autres	5	3	(7)	-
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	(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)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	682	1 408	3 788	5 878
AU 31 DÉCEMBRE 2014	668	1 402	3 708	5 778

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2014 comprend notamment les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Cygnus au Royaume-Uni et de Jangkrik en Indonésie. La ligne «Cessions» comprend principalement la cession d'un actif en production chez GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH en Allemagne.

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2013 comprend notamment les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Cygnus au Royaume-Uni et de Gudrun en Norvège.

21.2 Coûts d'exploration pré-capitalisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration pré-capitalisés :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Valeur à l'ouverture	599	609
Coûts d'exploration de la période pré-capitalisés	162	194
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(278)	(142)
Autres	(53)	(62)
VALEUR A LA CLÔTURE	430	599

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les coûts d'exploration pré-capitalisés sont présentés dans l'état de situation financière au sein de la rubrique «Autres actifs».

21.3 Flux d'investissement de la période

Les dépenses d'investissement réalisées au titre des activités d'exploration-production en 2014 et 2013 s'élèvent respectivement à 1 094 millions d'euros et 954 millions d'euros. Elles sont présentées au sein de la ligne «Investissements corporels et incorporels» du tableau de flux de trésorerie.

NOTE 22 Contrats de location-financement

22.1 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ 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 GDF SUEZ Energy International (essentiellement Enersur - Pérou) et des centrales de cogénération de Cofely.

Paielements minimaux futurs, valeur actualisée :

En millions d'euros	Paielements minimaux de leasing au 31 déc. 2014		Paielements minimaux de leasing au 31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	100	98	109	106
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	391	367	336	311
Au-delà de la 5 ^e année	70	50	112	81
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	561	515	557	499

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière (cf. Note 16.2.1 «Dettes financières»), et les paielements minimaux non actualisés par échéance se présente de la manière suivante :

En millions d'euros	Total	1 ^{re} année	2 ^e à 5 ^e année	Au-delà de la 5 ^e année
Dettes de location-financement	515	92	376	47
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	46	8	15	23
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	561	100	391	70

22.2 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ 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), Solvay (Electrabel - Belgique) et Lanxess (Electrabel - Belgique).

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Paievements minimaux non actualisés	1 180	727
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	38	29
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	1 218	756
Produits financiers non acquis	192	117
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	1 026	638
dont valeur actualisée des paievements minimaux	999	618
dont valeur résiduelle non garantie actualisée	28	20

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés en Note 16.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

Les paievements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Au cours de la 1 ^{re} année	122	121
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	401	313
Au-delà de la 5 ^e année	657	293
TOTAL	1 180	727

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

NOTE 23 Contrats de location simple

23.1 Information sur les contrats de location simple – GDF SUEZ 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 2014 et 2013 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Loyers minimaux	(905)	(1 102)
Loyers conditionnels	(18)	(26)
Revenus de sous-location	87	84
Charges de sous-location	(39)	(53)
Autres charges locatives	(206)	(247)
TOTAL	(1 081)	(1 343)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

La charge nette 2013 comprenait 199 millions d'euros au titre des charges de location simple de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

Les paiements minimaux futurs à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Au cours de la 1 ^{re} année	642	617
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 601	1 477
Au-delà de la 5 ^e année	1 465	1 646
TOTAL	3 708	3 740

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

23.2 Information sur les contrats de location simple – GDF SUEZ 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 2014 et 2013 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Loyers minimaux	579	640
Loyers conditionnels	113	89
TOTAL	692	729

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Au cours de la 1 ^{re} année	550	510
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 351	1 528
Au-delà de la 5 ^e année	19	20
TOTAL	1 919	2 058

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

NOTE 24 Paiements fondés sur des actions

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

En millions d'euros	Note	Charge de la période	
		31 déc. 2014	31 déc. 2013
Plans de stock-options	24.1	-	9
Augmentations de capital réservées aux salariés	24.2	11	-
Share Appreciation Rights ⁽¹⁾	24.2	-	1
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	24.3	10	83
Autres plans du Groupe		1	-
TOTAL		22	93

(1) Émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

24.1 Plans de stock-options

En 2014, comme en 2013, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan d'options d'achat d'actions GDF SUEZ.

Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs à 2013 sont décrits dans les précédents Documents de Référence de SUEZ, puis de GDF SUEZ.

24.1.1 Historique des plans de stock-options en vigueur

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 31/12/2013	Levées	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31/12/2014	Date d'expiration	Durée de vie restante
17/01/2007 ⁽¹⁾	27/04/2004	17/01/2011	36,6	2 173	1 218 000	5 672 033	-	64 174	5 607 859	16/01/2015	-
14/11/2007 ⁽¹⁾	04/05/2007	14/11/2011	41,8	2 107	804 000	4 411 672	-	54 097	4 357 575	13/11/2015	0,9
12/11/2008 ⁽¹⁾	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	6 075 634	-	76 570	5 999 064	11/11/2016	1,9
10/11/2009 ⁽¹⁾	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	-	4 960 345	-	101 620	4 858 725	09/11/2017	2,9
TOTAL					4 637 000	21 119 684	-	296 461	20 823 223		
Dont :											
Plans d'options d'achat d'actions						11 035 979	-	178 190	10 857 789		
Plans de souscriptions d'actions						10 083 705	-	118 271	9 965 434		

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2014.

Le cours moyen de l'action GDF SUEZ était de 19,02 euros en 2014.

24.1.2 Suivi du nombre d'options GDF SUEZ

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen (en euros)
Solde au 31 décembre 2013	21 119 684	34,9
Options annulées	(296 461)	34,1
Solde au 31 décembre 2014	20 823 223	34,9

24.2 Augmentations de capital réservées aux salariés

24.2.1 Description des formules proposées par GDF SUEZ

En 2014, les salariés du Groupe ont pu souscrire à des augmentations de capital GDF SUEZ réservées au sein de plans mondiaux d'actionnariat salarié dénommé «LINK 2014». Ces souscriptions ont été réalisées au moyen des formules suivantes :

- **Link Classique** : formule avec décote et abondement, permettant aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, des actions à un prix décoté par rapport au cours de bourse ;
- **Link Multiple** : formule permettant aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions à un prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum ;
- **Share Appreciation Rights (SAR)** : programme à effet de levier permettant par l'acquisition d'un titre de bénéficier d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé au salarié, en trésorerie, à l'expiration d'une période de 5 ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des *warrants*.

Par ailleurs, le plan Link Classique était assorti d'un abondement aux conditions suivantes :

- Pour les salariés français, des actions GDF SUEZ ont été offertes gratuitement à la souscription en fonction de l'apport personnel dans le plan :
 - pour les 10 premières actions souscrites, l'abondement était de 1 action offerte pour 1 action souscrite ;
 - à partir de la 11^e action souscrite, l'abondement était de 1 action offerte pour 4 actions souscrites avec, pour cette tranche, un maximum de 10 actions.

L'abondement était plafonné à 20 actions offertes par salarié.

- Pour tous les salariés des autres pays, des actions GDF SUEZ ont été offertes via un plan d'attribution d'actions gratuites, assorti d'une condition de présence du salarié et en fonction de l'apport personnel dans le plan :

- pour les 10 premières actions souscrites, l'abondement était de 1 action gratuite offerte pour 1 action souscrite ;
- à partir de la 11^e action souscrite, l'abondement était de 1 action gratuite offerte pour 4 actions souscrites avec, pour cette tranche, un maximum de 10 actions.

L'abondement était plafonné à 20 actions gratuites offertes par salarié pour la souscription de 50 actions.

Les actions seront attribuées gratuitement aux salariés le 10 décembre 2019, sous réserve d'une condition de présence dans le Groupe GDF SUEZ le 30 septembre 2019.

S'agissant d'un plan d'attribution d'actions gratuites, la méthode d'évaluation est décrite au paragraphe 24.3.

24.2.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2014 est défini par la moyenne des cours d'ouverture de l'action GDF SUEZ sur l'Eurolist de NYSE Euronext Paris durant les 20 jours de bourse du 15 octobre au 11 novembre 2014 inclus diminué de 20%, soit 14,68 euros.

La charge comptable des plans Link Classique et Multiple correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription. La juste valeur tient compte de la condition d'incessibilité des titres sur une période de 5 ans, prévue par la législation française, ainsi que, pour le plan d'épargne à effet de levier, du gain d'opportunité implicitement supporté par GDF SUEZ en permettant à ses salariés de bénéficier de conditions de tarification plus favorables que celles qu'ils pourraient obtenir en tant que particuliers.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

- taux d'intérêt sans risque à 5 ans : 0,5% ;
- *spread* du réseau bancaire *retail* : 4,2% ;
- taux de financement pour un salarié : 4,7% ;
- coût du prêt de titres : 1,0% ;
- cours à la date d'attribution : 19,45 euros ;
- *spread* de volatilité : 3,8%.

Il en résulte une charge totale de 18 millions d'euros sur l'exercice 2014 au titre des 22,2 millions d'actions souscrites et des 0,3 million d'actions offertes en abondement, portant le montant final de l'augmentation de capital et des primes d'émission liées à ces souscriptions à 329,7 millions d'euros (hors frais d'émission).

	Link classique	Link Multiple	Abondement France	Total
Montant souscrit (millions d'euros)	42	283	5	330
Nombre d'actions souscrites (millions d'actions)	2,9	19,3	0,3	22,5
Décote (€/action)	3,7	3,7	18,3	
Coût d'incessibilité pour le salarié (€/action)	(5,1)	(5,1)	(5,1)	
Mesure du gain d'opportunité (€/action)		0,7		
COÛT POUR LE GROUPE (MILLIONS D'EUROS)	-	13	4	18

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie résultat. Au

31 décembre 2014, la juste valeur de la dette relative aux attributions de 2010 et 2014 s'élève à 1 million d'euros.

24.3 Actions gratuites et actions de performance

24.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2014

Plan d'actions de performance GDF SUEZ du 10 décembre 2014

Le Conseil d'Administration du 10 décembre 2014 a approuvé l'attribution de 3,4 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 2018, 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 2019, sans période d'incessibilité.

Chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une double condition de performance :

- une condition portant sur le Total Shareholder Return (TSR) du titre GDF SUEZ comparé à ceux des sociétés constituant l'indice Eurostoxx Utilities Eurozone, évalué pour la période entre novembre 2014 et janvier 2018 ;

- une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent part Groupe des exercices 2016 et 2017.

Plan d'actions gratuites du 11 décembre 2014

Dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), à raison de 1 action gratuite pour chacune des 10 premières actions souscrites, puis de 1 action gratuite pour 4 actions souscrites au delà de 10 actions souscrites, dans la limite de 20 actions gratuites par bénéficiaire. Au total ce sont ainsi 125 142 actions gratuites qui ont été attribuées. L'attribution est soumise à une condition de présence dans le Groupe GDF SUEZ le 30 septembre 2019.

24.3.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par GDF SUEZ en 2014.

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
26 février 2014	14 mars 2016	14 mars 2018	17,6 €	1,0 €	7,8%	1,9 €	non	13,6 €
26 février 2014	14 mars 2017	14 mars 2019	17,6 €	1,0 €	7,8%	1,6 €	non	12,9 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 26 février 2014								13,3 €
10 décembre 2014	14 mars 2018	14 mars 2020	19,5 €	1,0 €	7,1%	1,7 €	oui ⁽¹⁾	11,8 €
10 décembre 2014	14 mars 2019	14 mars 2019	19,5 €	1,0 €	7,1%	NA	oui ⁽¹⁾	12,7 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 10 décembre 2014								12,1 €
11 décembre 2014	10 décembre 2019	10 décembre 2019	19,4 €	1,0 €	NA	NA	non	13,4 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 11 décembre 2014								13,4 €

(1) Plan à double condition de performance.

24.3.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2.

L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture. Les réductions de volume opérées en 2014 au titre de la non atteinte de conditions de performance ont concerné le plan d'actions de performance de janvier 2011. Il en a résulté un produit de 40 millions d'euros.

24.3.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2014 et impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante :

			Charge de la période (en millions d'euros)	
Date d'attribution	Volume attribué	Juste valeur unitaire ⁽¹⁾ (en euros)	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Plans en titres GDF SUEZ				
Plans d'actions gratuites				
Plan GDF SUEZ juillet 2009	3 297 014	20	-	2
Plan d'abondement Link août 2010	207 947	19	1	1
Plan GDF SUEZ juin 2011	4 173 448	20	7	18
Plan GDF SUEZ octobre 2012	6 106 463	12	16	18
Plan d'abondement Link décembre 2014	125 142	13	-	-
Plans d'actions de performance				
Plan GDF SUEZ novembre 2009	1 693 840	25	-	2
Plan GDF SUEZ janvier 2011	3 426 186	18	(38)	18
Plan GDF SUEZ Trading mars 2011	57 337	23	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2011	2 996 920	11	10	10
Plan GDF SUEZ Trading février 2012	70 778	15	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2012	3 556 095	8	8	8
Plan GDF SUEZ Trading février 2013	94 764	9	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2013	2 801 690	8	6	-
Plan GDF SUEZ Trading février 2014	89 991	13	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2014	3 391 873	12	1	-
Plans en titres SUEZ Environnement				6
TOTAL			10	83

(1) Valeur moyenne pondérée le cas échéant.

NOTE 25 Transactions avec des parties liées

L'objet de la présente Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 26 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

25.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

25.1.1 Relations avec l'État français

L'État détient 33,29% du capital de GDF SUEZ ainsi que 4 représentants sur 17 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 de GDF SUEZ 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.

Un contrat de service public précisant leur mise en œuvre a été signé le 23 décembre 2009, confortant 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 renforce ses engagements en matière de sécurité des biens et des personnes, de solidarité et de prise en charge des clients démunis, et de développement durable et de recherche ;
- au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat s'est accompagné de la publication d'un décret qui redéfinit le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France. L'ensemble de ce dispositif améliore la visibilité sur les conditions d'évolution des tarifs réglementés, en prévoyant notamment leur évolution en fonction des coûts engagés.

Un nouveau contrat de service public entre le Groupe et l'État français est actuellement en cours d'examen.

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.

25.1.2 Relation 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 de GDF SUEZ SA, ont été créées respectivement au 1^{er} janvier 2007 et au 1^{er} janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

25.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

25.3 Transactions avec les partenariats qualifiés d'activités conjointes

Les transactions avec les partenariats qualifiés d'activités conjointes au sein du Groupe ne présentent pas d'incidence significative sur les états financiers au 31 décembre 2014.

NOTE 26 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 20 membres au 31 décembre 2014 contre 19 en 2013.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Avantages à court terme	25	30
Avantages postérieurs à l'emploi	4	4
Paielements fondés sur des actions	(2)	5
Indemnités de fin de contrat	7	7
TOTAL	33	46

NOTE 27 Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs

27.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2014	Variation du BFR au 31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Stocks	30	(137)
Clients et autres débiteurs	(45)	54
Fournisseurs et autres créanciers	1 125	689
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(782)	172
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	(1 156)	(388)
Autres	(393)	(481)
TOTAL	(1 221)	(91)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

27.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Stocks de gaz naturel, nets	2 269	2 489
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	411	322
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	2 210	2 162
TOTAL	4 891	4 973

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

27.3 Autres actifs et autres passifs

Les autres actifs courants (10 049 millions d'euros) et les autres actifs non courants (557 millions d'euros) sont constitués principalement de créances fiscales.

Les autres passifs courants (14 370 millions d'euros) et les autres passifs non courants (1 363 millions d'euros) comprennent principalement des dettes fiscales et sociales.

NOTE 28 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 2014 s'élève à 891 millions d'euros contre 871 millions d'euros au 31 décembre 2013.

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.

28.1 Litiges et arbitrages

28.1.1 Electrabel - État de Hongrie

Electrabel, Groupe GDF SUEZ, 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»). Le 30 novembre 2012, le Tribunal arbitral a rejeté les demandes du Groupe, à l'exception de la demande basée sur le principe de traitement juste et équitable. La décision de principe sur cette demande est pendante ; si le Tribunal arbitral retient une infraction par la Hongrie à ce principe de traitement juste et équitable, la décision finale fixant le montant du dédommagement sera reportée à 2016, après la fin initialement prévue du contrat long terme (2015) afin de permettre au Tribunal arbitral de juger des dits dommages ⁽¹⁾ sur base d'une évaluation précise des coûts échoués.

28.1.2 OPR sur Electrabel

À la suite de l'offre publique de reprise (OPR), lancée par SUEZ 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 GDF SUEZ 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.

28.1.3 La Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, GDF SUEZ 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. GDF SUEZ détient aujourd'hui 59% des titres de La Compagnie du Vent.

Depuis 2011, différents litiges opposent GDF SUEZ à Jean-Michel Germa et SOPER quant à sa révocation du poste de PDG. Après une annulation par la Cour d'Appel de Montpellier de la première Assemblée Générale de La Compagnie du Vent du 27 mai 2011, une seconde Assemblée Générale, le 3 novembre 2011, a finalement désigné un nouveau dirigeant proposé par GDF SUEZ.

Restent cependant principalement pendants : (i) le litige intenté le 23 août 2011, par La Compagnie du Vent devant le Tribunal de Commerce de Montpellier contre SOPER afin de condamner cette dernière à réparer le préjudice moral subi par La Compagnie du Vent, pour abus de minorité, à hauteur de 500 000 euros, (ii) le litige intenté le 15 février 2012 devant le Tribunal de Commerce de Paris par Jean-Michel Germa contre GDF SUEZ en responsabilité contractuelle et responsabilité délictuelle à l'occasion de sa révocation en tant que PDG de La Compagnie du Vent, (iii) la procédure intentée devant le Tribunal de Commerce de Montpellier, par SOPER le 21 mai 2012, contre GDF SUEZ, La Compagnie du Vent et l'actuel PDG, SOPER demandant une expertise judiciaire à propos de certaines décisions de gestion afin d'en obtenir réparation, (iv) la procédure intentée par SOPER, le 18 janvier 2013 devant le Tribunal de Commerce de Paris, afin de condamner GDF SUEZ 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 et, (v) la procédure introduite le 16 mai 2013, par SOPER devant le Tribunal de Commerce de Paris, demandant à ce que GDF SUEZ ne puisse exercer les bons de souscription d'actions, aux conditions convenues dans le pacte d'associés en alléguant que GDF SUEZ aurait empêché La Compagnie du Vent de réaliser les niveaux de performance qui conditionnent leur exercice.

S'agissant de la promesse d'achat à raison de 5% des actions de La Compagnie du Vent détenues par SOPER, le prix des actions a été fixé par un expert à l'issue de la procédure prévue contractuellement. Le transfert de ces actions a été effectué le 18 février 2013. 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. L'affaire a été portée devant le Tribunal de Commerce de Créteil.

(1) Voir aussi Note 28.2.3 «Contrats à long terme en Hongrie».

28.1.4 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.

28.1.5 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. L'affaire est pendante.

En conséquence 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.

28.1.6 Italie - Vado Ligure

À la suite de la publication d'articles de presse, 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, risques pour la santé publique et violation de l'autorisation d'exploitation (IPPC). Le 14 mai 2014, TP a déposé

une requête en révocation de la décision de mise sous séquestre. Cette requête a été écartée.

En parallèle, des procédures administratives ont été mises en œuvre par le Ministère de l'Environnement (MATM) concernant différentes unités de production de la centrale thermique de Vado Ligure, dont certaines sont contestées devant le Tribunal administratif.

28.1.7 Argentine

Pour mémoire, SUEZ et SUEZ Environnement ont – préalablement à la fusion de SUEZ avec Gaz de France et 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 GDF SUEZ – 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. GDF SUEZ 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.

Par deux décisions datées du 30 juillet 2010, le CIRDI a 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 doit être fixée par des experts.

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions de dollars américains.

Un premier rapport d'expert portant sur la concession de Buenos Aires a été remis au CIRDI en septembre 2013. Le rapport de l'expert sur la concession de Santa Fé a été remis au CIRDI en avril 2014. Une série d'audiences ont eu lieu fin juillet et début août 2014. Les procédures suivent leurs cours.

28.1.8 Fos Cavaou – Construction

Fosmax LNG ⁽¹⁾, 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 délai impératif pour l'achèvement complet et l'obtention de l'ouvrage avait été fixé au 15 septembre 2008, délai 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.

(1) Ex Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou.

(2) Loi du 23 décembre 2009.

(3) Loi du 29 décembre 2010.

(4) Loi du 8 janvier 2012.

28.1.9 Cofely Espagne

Des collaborateurs de Cofely Espagne ont été interpellés le 27 octobre 2014 et mis en cause par la Justice espagnole dans le cadre d'une enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés. Cofely Espagne a, par la suite, été mise en examen.

28.1.10 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 GDF SUEZ, 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 ⁽²⁾, 2010 ⁽³⁾ et 2011 ⁽⁴⁾ puis doublée en 2012, 2013 et 2014. Electrabel s'est donc, à ce 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 11 juin 2013, Electrabel a introduit devant la Cour constitutionnelle un recours en annulation partielle de la loi du 27 décembre 2012 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 550 millions d'euros à la charge des exploitants nucléaires au titre de l'année 2012, dont 479 millions d'euros à la charge d'Electrabel. Le 17 juillet 2014, la Cour constitutionnelle a rejeté le recours formé par Electrabel.

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. 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.

La loi du 19 décembre 2014 a instauré une contribution nucléaire de 470 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.

28.1.11 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 35,9 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.

28.1.12 Tihange 1 – Belgique

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'Autorité Fédérale de Contrôle Nucléaire, 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. L'affaire sera plaidée le 16 mars 2015.

28.1.13 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 GDF SUEZ, 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 réclame au Groupe le remboursement des pertes subies (environ 45,8 millions d'euros) et ce au titre du contrat de cession des sociétés concernées.

28.1.14 Réclamations du fisc belge et de l'Administration de l'énergie

L'Administration de l'énergie a réclaté 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, 2013 et 2014 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 et 2014 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.

28.1.15 Réclamation du fisc français

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ pour un montant de 995 millions d'euros. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à GDF SUEZ SA le maintien de leur position, laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011.

Concernant le contentieux précompte – objet de la cession de créance précitée – proprement dit, en 2014, 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 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. GDF SUEZ a interjeté appel de ce jugement et entend également faire appel de l'arrêt de la Cour d'Appel de Paris.

En parallèle, en novembre 2014, la Commission européenne a formellement reconnu le bien-fondé des arguments développés par GDF SUEZ 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.

28.1.16 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 sera 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.

28.1.17 Total Energie Gaz

GDF SUEZ 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, GDF SUEZ 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.

28.2 Concurrence et concentrations

28.2.1 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 GDF SUEZ, GRTgaz et ELENGY une évaluation préliminaire dans laquelle elle considérait que GDF SUEZ 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, GDF SUEZ, 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 GDF SUEZ, GRTgaz et ELENGY des observations des tiers. Le 21 octobre 2009, GDF SUEZ, 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 se poursuit.

28.2.2 Compagnie Nationale du Rhône

Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a été condamnée par la Commission européenne par décision du 10 juin 2009 à une amende de 20 millions d'euros pour ne pas avoir notifié la prise de contrôle de la Compagnie Nationale du Rhône à la Commission européenne dès fin 2003 et pour avoir mis en œuvre cette prise de contrôle avant qu'elle ait été autorisée par la Commission européenne. Cette décision fait suite à la notification de griefs envoyée le 17 décembre 2008 à laquelle il a été répondu par un mémoire en réponse le 16 février 2009. Electrabel a introduit devant le Tribunal de l'Union européenne le 20 août 2009 un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne. Dans son arrêt du 12 décembre 2012, le Tribunal a rejeté dans son intégralité le recours formé contre la décision de la Commission. Electrabel a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Ce pourvoi a été rejeté par la Cour de Justice de l'Union européenne le 3 juillet 2014. La décision de la Commission européenne est donc devenue définitive.

28.2.3 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 est pendant et la Cour n'a pas indiqué la date à laquelle elle rendra son arrêt.

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. En 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. Ce pourvoi est pendant et la Cour n'a pas indiqué la date à laquelle elle rendra son arrêt.

28.2.4 Enquête dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique

Le Service de la concurrence belge a procédé en septembre 2009 et juin 2010 à des perquisitions au sein d'entreprises actives dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique, dont Electrabel, Groupe GDF SUEZ.

Le 29 novembre 2013 l'Auditorat a transmis un projet de décision au Président de la nouvelle Autorité belge de la concurrence ⁽²⁾ ainsi qu'à Electrabel. Le projet de décision, qui confirmait le rapport de l'Auditorat déposé le 7 février 2013, alléguait l'existence d'abus de position dominante dans le chef d'Electrabel ⁽³⁾. Electrabel a contesté formellement ces allégations dans ses observations écrites et lors d'une audience qui s'est tenue devant le Collège de la concurrence le 20 mai 2014.

Le Collège a rendu sa décision le 18 juillet 2014 condamnant Electrabel pour abus de position dominante et lui imposant une amende de 2 millions d'euros. Le Collège a écarté la plupart des griefs retenus par l'Auditorat à l'encontre d'Electrabel. Il a en effet considéré d'une part, qu'Electrabel n'avait pas suivi de stratégie de retrait de capacités et, d'autre part, qu'elle avait pleinement respecté ses obligations contractuelles vis-à-vis d'Elia, gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Le Collège retient simplement qu'Electrabel aurait, de manière marginale, offert sur le marché de gros à court terme une partie minimale de ses réserves (50 MW, soit

moins de 0,5% de ses capacités) à un prix qui aurait mené à une marge injustifiée. Aucun pourvoi n'ayant été déposé, la décision du Collège est devenue définitive.

28.2.5 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 de GDF SUEZ 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 GDF SUEZ, 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, GDF SUEZ devra suspendre toute activité de commercialisation de ses offres de marché de gaz naturel.

GDF SUEZ 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.

GDF SUEZ a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'Appel.

GDF SUEZ met actuellement en œuvre les mesures conservatoires imposées par l'Autorité afin de se conformer à sa décision et donne ainsi accès aux éléments des fichiers concernés aux fournisseurs alternatifs en ayant fait la demande.

NOTE 29 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2014.

(1) Voir aussi Note 28.1.1 «Litiges et arbitrages / Electrabel – État de Hongrie».

(2) Suite à l'entrée en vigueur, le 6 septembre 2013, de la loi du 3 avril 2013 portant sur l'insertion du Livre IV et V dans le Code de droit économique, l'Autorité belge de la concurrence remplace désormais le Conseil de la concurrence.

(3) La nouvelle instance de décision de l'Autorité.

NOTE 30 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité de marché financier, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par GDF SUEZ SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du Groupe GDF SUEZ.

L'Assemblée Générale de GDF SUEZ 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				Mazars	
	Montant		%		Montant		%		Montant	%
	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾
Audit										
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés										
• GDF SUEZ SA	1,9	1,9	17,7%	16,3%	1,2	1,1	8,5%	6,2%	1,1	25,2%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	6,8	7,8	63,6%	68,8%	11,1	14,3	76,7%	76,9%	2,6	59,7%
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissariat aux comptes										
• GDF SUEZ SA	0,4	0,3	3,7%	2,7%	0,7	0,8	4,5%	4,3%	0,1	3,3%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	1,0	0,6	9,3%	5,1%	0,9	1,1	6,1%	6,2%	0,5	11,5%
SOUS-TOTAL	10,1	10,6	94,4%	92,9%	13,8	17,3	95,8%	93,5%	4,4	99,7%
Autres prestations										
• Fiscal	0,6	0,7	5,6%	6,0%	0,5	0,8	3,2%	4,5%	-	-
• Autres	-	0,1	-	1,0%	0,1	0,4	1,0%	2,0%	-	0,3%
SOUS-TOTAL	0,6	0,8	5,6%	7,1%	0,6	1,2	4,2%	6,5%	-	0,3%
TOTAL	10,7	11,4	100%	100%	14,4	18,5	100%	100%	4,4	100%

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les honoraires au titre de 2013 comprennent les honoraires de la branche SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013, date de la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company par le Groupe (cf. Note 5.7).

NOTE 31 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 : GDF SUEZ Energie Nederland NV, GDF SUEZ Energie Nederland Holding BV, Electrabel Nederland Retail BV, Electrabel 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, GDF SUEZ Portfolio Management BV, Electrabel Invest Luxembourg, GDF SUEZ Corp Luxembourg SARL, GDF SUEZ Treasury Management SARL et GDF SUEZ 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 2014, sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société GDF SUEZ, 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.

I. 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.

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.

II. 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 crise économique et financière et de volatilité importante des marchés 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 et notamment celles des UGT *goodwills* significatives « *UGT Energie – Central Western Europe* », « *UGT Distribution* », « *UGT Global Gaz & GNL* » et « *UGT Energy – Amérique du Nord* ».

Nous avons examiné les données et les hypothèses-clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable, 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, 8.2. et 13 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 19 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 19 et 28 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

Règles et méthodes comptables

Nous avons examiné le caractère approprié des traitements comptables retenus, en particulier en ce qui concerne la déclinaison pratique des dispositions d'IAS 39 – *Instruments financier : comptabilisation et évaluation* relatives à la qualification de contrat relevant de « l'activité normale », domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions ou précisions spécifiques dans le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne.

Nous avons par ailleurs 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.

III. 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.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 3 mars 2015
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce
Charles-Emmanuel Chosson

6.4 COMPTES SOCIAUX

	PAGE		PAGE
6.4.1	Etats financiers sociaux	330	
6.4.2	Notes aux comptes sociaux	334	
NOTE 1	Immobilisations incorporelles et corporelles	338	
NOTE 2	Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	338	
NOTE 3	Crédit-bail	339	
NOTE 4	Immobilisations financières	340	
NOTE 5	Stocks et en-cours	341	
NOTE 6	Échéancier des créances	341	
NOTE 7	Dépréciations d'actifs hors immobilisations	341	
NOTE 8	Valeurs mobilières de placement	342	
NOTE 9	Comptes de régularisation	342	
NOTE 10	Capitaux propres	342	
NOTE 11	Autres fonds propres	345	
NOTE 12	Provisions	345	
NOTE 13	Dettes financières	347	
NOTE 14	Échéancier des dettes	348	
NOTE 15	Répartition de la dette par devise et par taux	350	
NOTE 16	Résultat d'exploitation	351	
NOTE 17	Résultat financier	352	
NOTE 18	Résultat exceptionnel	353	
NOTE 19	Situation fiscale	354	
NOTE 20	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	356	
NOTE 21	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	366	
NOTE 22	Éléments relatifs aux entreprises et parties liées	371	
NOTE 23	Filiales et participations	372	
NOTE 24	Rémunérations des membres du conseil d'administration et du comité exécutif	374	
NOTE 25	Événements postérieurs à la clôture	374	
6.4.3	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	374	
6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices	375	

6.4.1 Etats financiers sociaux

Bilan actif

En millions d'euros	Référence annexe	31 déc. 2014		31 déc. 2013	
		Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISÉ					
Immobilisations incorporelles	C 1-2	1 449	780	669	677
Immobilisations corporelles	C 1-2	1 005	587	418	437
Immobilisations financières	C 4				
Titres de participation		67 071	2 436	64 635	64 522
Autres immobilisations financières		1 355	396	959	1 261
TOTAL ACTIF IMMOBILISE	I	70 880	4 199	66 681	66 897
ACTIF CIRCULANT					
Stocks et en-cours	C 5-7				
Gaz		1 650		1 650	1 843
Autres stocks et en-cours		0		0	1
Avances et acomptes versés sur commandes		2		2	1
Créances d'exploitation	C 6-7				
Créances clients et comptes rattachés		4 783	305	4 478	4 102
Autres créances		951		951	818
Créances diverses	C7				
Comptes courants de filiales		5 509		5 509	3 654
Autres créances		1 325	21	1 304	1 141
Valeurs mobilières de placement	C 8	1 534		1 534	2 646
Disponibilités		36		36	20
TOTAL ACTIF CIRCULANT	II	15 790	326	15 464	14 226
COMPTES DE RÉGULARISATION	III C 9	648		648	369
Écarts de conversion - Actif	IV	530		530	389
TOTAL GÉNÉRAL	(I À IV)	87 848	4 525	83 323	81 881

Bilan passif

En millions d'euros	Référence annexe	31 déc. 2014	31 déc. 2013
FONDS PROPRES			
CAPITAUX PROPRES	C 10		
Capital social		2 435	2 413
Prime d'émission et prime de fusion		32 505	32 207
Écarts de réévaluation		42	42
Réserve légale		243	241
Autres réserves		254	220
Report à nouveau		6 704	9 617
Résultat net de l'exercice		411	663
Acompte sur dividendes		(1 184)	(1 960)
Provisions réglementées et subventions d'investissement	C 12	486	541
I		41 896	43 984
AUTRES FONDS PROPRES	II C 11	31	175
I + II		41 927	44 159
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	III C 12	2 968	2 814
DETTES			
Dettes financières	C 13-14-15		
Emprunts		28 445	26 115
Dettes rattachées à des participations		514	480
Comptes courants des filiales		35	54
Autres		701	656
		29 695	27 305
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		1	1
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		5 657	4 657
Dettes fiscales et sociales		916	1 104
Autres dettes		1 601	1 128
IV		37 870	34 195
COMPTES DE RÉGULARISATION	V C 9	99	335
Écarts de conversion - Passif	VI	459	378
TOTAL GÉNÉRAL	(I À VI)	83 323	81 881

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Référence annexe	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Ventes d'énergie		22 703	26 773
Autre production vendue		1 859	1 835
Chiffre d'affaires	C 16	24 562	28 608
Variation de la production stockée		0	0
Production immobilisée		7	26
Production		24 569	28 634
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(18 180)	(21 019)
Autres achats		(17)	(27)
Autres charges externes		(6 436)	(6 753)
Valeur ajoutée		(64)	835
Impôts et taxes nets des subventions perçues		(52)	(86)
Charges de personnel	C 16	(687)	(773)
Excédent brut d'exploitation		(803)	(24)
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations	C 16	(187)	(206)
Dotations nettes aux provisions	C 16	(219)	(301)
Autres charges et produits d'exploitation		(145)	(145)
Résultat d'exploitation		(1 354)	(676)
Résultat financier	C 17	1 590	1 054
Résultat courant		236	378
Résultat exceptionnel	C 18	(203)	(483)
Impôt sur les sociétés	C 19	378	768
RÉSULTAT NET		411	663

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2014	31 déc. 2013
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice	1	698	798
Variation des stocks	2a	(194)	(168)
Variation des créances clients (nets des clients créditeurs)	2b	431	(930)
Variation des dettes fournisseurs	2c	(1 114)	111
Variation des autres postes	2d	479	490
2. Variation du besoin en fonds de roulement (2a+2b+2c+2d)	2	(398)	(497)
Excédent de trésorerie d'exploitation	(1 - 2) I	1 096	1 295
II - Investissements nets et assimilés			
1. Investissements			
Immobilisations incorporelles et corporelles		135	138
Immobilisations financières		926	190
Variation des dettes d'investissement			
	1	1 061	328
2. Ressources			
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		910	94
Réduction des immobilisations financières		213	33
	2	1 123	127
Investissements nets et assimilés	(1 - 2) II	(62)	201
III - Disponible après financement des investissements	(I - II) III	1 158	1 094
IV - Financement			
1. Diminution et Augmentation de capital	1	176	(281)
2. Dividende et acompte versés aux actionnaires ⁽¹⁾	2	(2 767)	(3 539)
3. Appel au marché financier			
Emprunts obligataires		4 457	2 149
Autres emprunts et crédits à moyen et court terme ⁽²⁾		512	476
	3	4 969	2 625
4. Remboursements			
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme ⁽²⁾		3 159	2 279
	4	3 159	2 279
Financement	(1 + 2 + 3 - 4) IV	(781)	(3 474)
V - Variation de la trésorerie	(III + IV) V	377	(2 380)

(1) Le montant de 2 767 millions d'euros correspond au dividende courant 2014 net de l'acompte versé en 2014 soit 1 583 millions d'euros et de l'acompte sur dividende 2014 pour 1 184 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. Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2014 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général, 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. GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 compteur (cf. Gaz livré non relevé), les provisions et les engagements hors bilan liés aux avantages du personnel.

La crise économique et financière a conduit GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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.

Autres fonds propres – titres participatifs

GDF SUEZ SA a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 1986 dans le cadre de la loi n° 83.1 du 10 janvier 1983 et de la loi n° 85.695 du 11 juillet 1985. Ils figurent au passif pour leur valeur nominale et sont remboursables uniquement au gré de GDF SUEZ SA. Leur rémunération relève des charges financières (cf. note 11).

Le cas échéant, les titres participatifs rachetés et non encore annulés sont comptabilisés en « valeurs mobilières de placement ».

Le résultat réalisé lors de l'annulation des titres participatifs rachetés figure en résultat financier.

La totalité des titres participatifs ont été rachetés sur 2014.

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.

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.

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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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.

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.

Stocks de 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.

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 chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Les clients, principalement la clientèle 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 GDF SUEZ 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.

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

Les provisions sont destinées à couvrir, à terme, le coût estimé de la remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz, compte tenu des dispositions générales relatives à la protection de l'environnement et des dispositions législatives et réglementaires spécifiques à certains ouvrages.

Leur montant reflète la meilleure estimation des coûts à terme en fonction des informations actuelles relatives aux coûts et à l'état des connaissances techniques ainsi que de l'expérience acquise d'une part et des exigences réglementaires actuelles ou en cours d'adoption d'autre part.

L'effet des révisions d'estimations (calendrier de remise en état, estimation des coûts à engager...) est pris en compte de manière prospective. 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, 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.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Conformément à la méthode préférentielle recommandée par le Conseil National de la Comptabilité, 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

GDF SUEZ 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, GDF SUEZ 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 GDF SUEZ SA.

Conformément à l'avis du Comité d'Urgence du CNC n° 2005-C et en application de la méthode retenue par GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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.

GDF SUEZ 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

GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, GDF SUEZ SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à GDF SUEZ 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.

Droit individuel à la formation

Les droits acquis au 31 décembre 2014 sont présentés en note 16B.

En application de l'avis 2004 F du Comité d'Urgence du CNC relatif à la comptabilisation du droit individuel à la formation, GDF SUEZ SA n'a provisionné aucune obligation dans les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2014 dans la mesure où les droits des salariés sont intégrés dans le plan de formation de l'Entreprise.

B. Comparabilité des exercices

Les états financiers arrêtés au 31 décembre 2014 et 31 décembre 2013 sont comparables.

C. 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2013	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2014
Incorporelles	1 364	102	(15)	(2)	1 449
Applications informatiques	658	-	(15)	86	729
Mali technique	285	-	-	-	285
Autres	323	-	-	-	323
En-cours	98	102	-	(88)	112
Corporelles	1 008	32	(37)	2	1 005
Terrains	38	-	(1)	-	37
Constructions	516	-	(13)	22	525
Installations techniques	175	1	(1)	25	200
Autres	227	-	(22)	1	206
En-cours	52	31	-	(46)	37
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	2 372	134	(52)	0	2 454

Les frais de recherche et développement constatés en charges s'élèvent à 61 millions d'euros en 2014 contre 43 millions d'euros en 2013.

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 :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2013	Dotations par contrepartie au compte de résultat	Reprises par contrepartie au compte de résultat	Au 31 déc. 2014
Incorporelles	687	104	(11)	780
Applications informatiques	422	99	(11)	510
Mali technique	-	-	-	-
Autres	265	5	-	270
Corporelles	571	45	(29)	587
Terrains	-	-	-	-
Constructions	362	18	(9)	371
Installations techniques	90	8	-	98
Autres	119	19	(20)	118
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	1 258	149	(40)	1 367

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2013	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2014
Immobilisations incorporelles	200	-	(13)	187
Immobilisations corporelles	-	-	-	-
TOTAL	200	-	(13)	187

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2014	Au 31 déc. 2013
Dotations aux amortissements d'exploitation	149	160
Dotation aux amortissements linéaires	146	157
Dotation aux amortissements dégressifs	2	2
Dotation aux amortissements de dépréciation	1	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 déc. 2014	Valeur nette au 31 déc. 2013
Incorporelles	1 449	593	187	669	677
Applications informatiques	729	510	-	219	236
Mali technique	285	-	-	285	285
Autres	323	83	187	53	58
En-cours	112	-	-	112	98
Corporelles	1 005	587	-	418	437
Terrains	37	-	-	37	38
Constructions	525	371	-	154	154
Installations techniques	200	98	-	102	85
Autres	206	118	-	88	108
En-cours	37	-	-	37	52
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	2 454	1 180	187	1 087	1 114

NOTE 3 Crédit-bail

Les immeubles et les autres immobilisations corporelles utilisés par GDF SUEZ 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	(6)	57	(35)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-

Les engagements contractuels sont :

<i>En millions d'euros</i>	Redevances					Valeur levée d'option
	Réglées en 2014	Restant à payer	À un an au plus	De un à cinq ans	À plus de cinq ans	
Immeubles	5	7	4	3	-	-
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 :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2013	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2014
Titres de participation	66 976	154	(76)	17	67 071
Titres de participation consolidés	66 555	36	-	158	66 749
Titres de participation non consolidés	421	118	(76)	(141)	322
Autres immobilisations financières	1 649	2 831	(3 125)	-	1 355
Autres titres immobilisés ⁽¹⁾	141	416	(530)	-	27
Créances rattachées à des participations	1 449	25	(199)	-	1 275
Prêts	19	10	(10)	-	19
Autres immobilisations financières	40	2 380	(2 386)	-	34
TOTAL	68 625	2 985	(3 201)	17	68 426

(1) Dans le cadre du contrat de liquidité, GDF SUEZ SA détient 450 000 actions propres au 31 décembre 2014 pour une valeur d'acquisition de 8,77 millions d'euros et une valeur de marché de 8,87 millions d'euros. Ces titres n'ont pas fait l'objet d'une provision pour dépréciation au 31 décembre 2014 (cf. note 4B – rubrique Autres). 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 2014 s'explique essentiellement par :

- achat de titres NNB Développement Company (activité nucléaire en UK) pour 108 millions d'euros (portant ainsi la détention de GDF SUEZ SA à 100%) ;
- acquisition de GDF SUEZ New Ventures (participation dans des sociétés innovantes) pour 28 millions d'euros à SI Finance ;
- achat de titres Gaz Transport et Technigaz pour 8 millions d'euros suite à l'introduction en bourse et à la prise de contrôle ;
- cession d'actions SI finance (holding) pour 69 millions d'euros en vue de la réduction du capital ;
- souscription à l'augmentation de capital de Electrabel (apport de la succursale belge) pour 17 millions d'euros.

Note 4 B. Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2013	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2014
Titres de participation consolidés	2 158	83	(55)	-	2 186
Titres de participation non consolidés	296	15	(60)	-	251
Créances rattachées à des participations	372	22	-	-	394
Autres	16	-	(15)	-	1
TOTAL	2 842	120	(130)	-	2 832

Les principales variations des dépréciations s'expliquent par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de la Compagnie du Vent pour 54 millions d'euros, de GDF SUEZ IT pour 20 millions d'euros, de GDF SUEZ Management Company pour 8 millions d'euros et de Ecometering pour 12 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres SI Finance suite aux rachats de titres pour 46 millions d'euros, de GENFINA pour 35 millions d'euros, de STORENGY pour 12 millions d'euros, COGAC pour 8 millions d'euros ;
- la reprise de provision pour dépréciation du contrat de liquidité pour 16 millions d'euros.

Note 4 C. Valeurs nettes

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes au 31 déc. 2014	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2014	Valeurs nettes au 31 déc. 2013
Titres de participation	67 071	(2 436)	64 635	64 522
Titres de participation consolidés	66 749	(2 186)	64 563	64 397
Titres de participation non consolidés	322	(250)	72	125
Autres immobilisations financières	1 355	(396)	959	1 261
Autres titres immobilisés	27	(1)	26	125
Créances rattachées à des participations	1 275	(394)	881	1 077
Prêts	19	(1)	18	19
Autres immobilisations financières	34	-	34	40
TOTAL	68 426	(2 832)	65 594	65 783

NOTE 5 Stocks et en-cours

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes au 31 déc. 2013	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2014
Gaz	1 843	1 448	1 641	1 650
Autres stocks et en-cours	1	-	1	-
TOTAL	1 844	1 448	1 642	1 650

NOTE 6 Échéancier des créances

<i>En millions d'euros</i>	Degré de liquidité			
	Montants bruts au 31 déc. 2014	À fin 2015	De 2016 à 2019	2020 et au-delà
Actif immobilisé	1 355	769	89	497
Créances rattachées à des participations	1 275	758	77	440
Prêts	19	4	5	10
Contrat de liquidité	9	-	-	9
Autres immobilisations financières	52	7	7	38
Actif circulant	12 570	12 541	29	-
Créances clients et comptes rattachés	4 783	4 765	18	-
Comptes courants de filiales	5 509	5 509	-	-
Autres créances d'exploitation	951	951	-	-
Autres créances	1 325	1 314	11	-
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	2	2	-	-
TOTAL	13 925	13 310	118	497

NOTE 7 Dépréciations d'actifs hors immobilisations

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2013	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2014
Créances d'exploitation	267	162	(124)	305
Créances diverses	21	-	-	21
Valeurs mobilières de placement	25	-	(25)	-
TOTAL	313	162	(149)	326

NOTE 8 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement qui figurent au bilan en valeur nette pour 1 534 millions d'euros, ont une valeur de marché de 1 450 millions d'euros au 31 décembre 2014.

La moins-value latente concerne les actions GDF SUEZ 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 n'ont pas fait l'objet d'une dépréciation au 31 décembre 2014, le cours de clôture étant au-dessus du cours d'acquisition et s'élèvent à 254 millions d'euros au 31 décembre 2014.

Les autres valeurs mobilières de placement ont une valeur de marché supérieure à leur valeur d'acquisition.

NOTE 9 Comptes de régularisation

Actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2013	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2014
Primes de remboursement des emprunts	137	43	(24)	156
Frais d'émission d'emprunt à étaler	79	26	(20)	85
Instruments financiers	153	382	(128)	407
TOTAL	369	451	(172)	648

Passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2013	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2014
Contrats optionnels	70	331	(388)	13
Instruments financiers	265	86	(265)	86
TOTAL	335	417	(653)	99

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	2 412 824 089
Actions émises en cours d'exercice par souscription d'actions par les salariés	22 460 922
Actions émises suite à distribution du dividende	-
Nombre total d'actions composant le capital social	2 435 285 011

Au cours de l'exercice 2014, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 20 932 267 actions et des cessions cumulées de 27 657 267 actions ayant généré une plus-value nette de 8,9 millions d'euros. Au 31 décembre 2014, GDF SUEZ SA détient

450 000 actions propres dans le cadre du contrat de liquidité contre 7 175 000 au 31 décembre 2013.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (cf. note 10 C), GDF SUEZ SA détient, au 31 décembre 2014, 44 379 797 actions propres.

Note 10 B. Évolution des capitaux propres

En millions d'euros

Capitaux propres au 31 déc. 2013	43 984
Souscription d'actions par les salariés (opération Link 2014)	323
Dividendes distribués et acompte sur dividende	(2 767)
Provisions réglementées	(55)
Résultat	411
Capitaux propres au 31 déc. 2014	41 896

GDF SUEZ SA a versé en 2014 :

- au titre de l'exercice 2013, un dividende net de l'acompte sur dividende versé en 2013, soit 0,67 euro par action pour un montant total de 1 582 millions d'euros, déduction faite des actions auto-détenues au jour de la mise en paiement du dividende pour 34 millions d'euros. Le dividende total 2013 s'élève à 1,50 euro par action, pour un montant total de 3 576 millions d'euros ;
- un acompte sur dividende 2014 de 0,50 euro par action soit 1 184 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 ou, antérieurement à la fusion de Gaz de France et Suez, les plans de souscriptions 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 concernent une population plus large que les bénéficiaires d'options.

Au cours de l'exercice 2014, GDF SUEZ SA a attribué, à certains salariés du Groupe GDF SUEZ, 3 607 006 actions gratuites. Aucune option d'achat d'actions n'a été attribuée en 2014.

En 2014, GDF SUEZ SA a livré 977 082 actions aux salariés du Groupe.

Compte tenu de l'ensemble des plans en-cours, du nombre de bénéficiaires et d'hypothèses de turn-over, GDF SUEZ SA estime son obligation de livraison d'actions à 30 535 596 actions au 31 décembre 2014, dont 10 853 409 actions à livrer en cas d'exercice des options d'achat accordées.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2014, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 44 379 797 au 31 décembre 2014, pour un montant total de 948 millions d'euros net de provision. Leur valeur de marché au 31 décembre 2014 ressort à 862 millions d'euros.

HISTORIQUE DES PLANS EN VIGUEUR

Actions gratuites attribuées	Volumes d'actions attribuées	Volumes d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge période	
				2014	2013
Plan GDF SUEZ 12 novembre 2008 ⁽¹⁾	-	-	19,93	-	0,1
Plan GDF SUEZ 8 juillet 2009 ⁽¹⁾	-	-	19,93	-	3,5
Plan GDF SUEZ 10 novembre 2009 ⁽¹⁾	309 626	277 360	24,53	0,3	1,7
Plan GDF SUEZ 24 août 2010	182 980	-	25,34	1,6	0,7
Plan GDF SUEZ 13 janvier 2011 ⁽¹⁾	2 743 434	636 811	24,59	(2,4)	23,5
Plan GDF SUEZ 2 mars 2011 ⁽¹⁾	26 554	28 375	24,53	-	0,3
Plan GDF SUEZ 22 juin 2011	1 883 110	-	25,34	18,3	23,1
Plan GDF SUEZ 6 décembre 2011	2 707 618	-	25,34	23,4	19,4
Plan GDF SUEZ 29 février 2012 ⁽¹⁾	66 399	34 536	24,93	0,5	0,6
Plan GDF SUEZ 30 octobre 2012	5 486 014	-	25,00	50,8	32,0
Plan GDF SUEZ 6 décembre 2012	3 266 684	-	24,85	28,1	18,6
Plan GDF SUEZ 27 février 2013	89 236	-	25,27	1,1	0,6
Plan GDF SUEZ 11 décembre 2013	2 576 322	-	23,19	17,5	0,8
Plan GDF SUEZ 26 février 2014	84 423	-	22,26	0,6	-
Plan GDF SUEZ 10 décembre 2014	3 117 735	-	19,93	1,0	-
Plan LINK Abond 10 décembre 2014	110 117	-	19,93	-	-
TOTAL	22 650 252	977 082		140,8	124,9

(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	
			2014	2013
Plan GDF SUEZ 12 novembre 2008	5 998 064	32,74	-	-
Plan GDF SUEZ 10 novembre 2009	4 855 345	29,44	-	-

Les options de souscription d'actions, octroyées par Suez SA préalablement à la fusion ont été reprises par GDF SUEZ SA.

Compte tenu des options exercées et en l'absence de nouvelle attribution d'options de souscription d'actions depuis la fusion, le nombre maximal d'actions que GDF SUEZ SA pourrait avoir à émettre ressort à 20 823 223 actions au 31 décembre 2014.

NOTE 11 Autres fonds propres

En millions d'euros

	Au 31 déc. 2014	Au 31 déc. 2013
Titres participatifs	-	148
Contrevaleur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants	31	27
TOTAL	31	175

GDF SUEZ SA a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et en 1986 dans le cadre de la loi n° 83.1 du 1^{er} janvier 1983 et de la loi n° 85.695 du 11 juillet 1985. Depuis août 1992, ces titres participatifs sont remboursables à tout moment, en tout ou partie, au gré de GDF SUEZ SA à un prix égal à 130 % de leur nominal.

Au cours de l'exercice 2014, GDF SUEZ a procédé au rachat total des 194 440 titres restants pour un montant de 140 millions d'euros en nominal correspondant à un décaissement de 191,6 millions d'euros.

La rémunération des titres participatifs comporte, dans la limite d'un taux de rendement compris dans la fourchette [85%, 130%] du taux moyen des obligations, une partie fixe égale à 63% du TMO et une partie variable assise sur la progression de la valeur ajoutée de l'exercice précédent de GDF SUEZ SA ou du Groupe (part Groupe) si cette dernière est plus favorable.

Au 31 décembre 2014, la charge financière s'élève à 7 millions d'euros.

NOTE 12 Provisions

Note 12 A. Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2013	Dotations Compte de résultat	Reprises Compte de résultat	Au 31 déc. 2014
Provisions réglementées	541	126	(181)	486
Amortissements dérogatoires	334	126	(127)	333
Provision pour hausse de prix	207	-	(54)	153
Provision pour investissement	-	-	-	-
Subventions d'investissement	-	-	-	-
TOTAL	541	126	(181)	486

Note 12 B. Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2013	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31 déc. 2014
Provisions pour reconstitution des sites (note 12 B1)	28	-	(11)	-	-	17
Provisions relatives au personnel (note 12 B2)	322	161	(83)	-	-	400
Provisions pour impôts (note 12 B3)	257	9	(92)	-	-	174
Provisions pour intégration fiscale (note 12 B4)	1 575	106	(150)	-	-	1 531
Garantie sur cessions (note 12 B5)	48	2	(35)	-	-	15
Risques sur filiales (note 12 B6)	23	-	(2)	-	-	21
Autres provisions pour risques et charges (note 12 B7)	561	488	(206)	(29)	(4)	810
TOTAL	2 814	766	(579)	(29)	(4)	2 968

Note 12 B.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2014 s'élèvent à 17 millions d'euros contre 28 millions d'euros en 2013. Elles concernent la remise en état des terrains ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé. En 2014, la provision a été utilisée à hauteur de 11 millions d'euros pour des travaux de réhabilitation.

Note 12 B.2 Provisions relatives au personnel**Provisions au titre des avantages accordés au personnel**

Les engagements de retraites sont couverts par des fonds assurantiels. Au 31 décembre 2014, les provisions correspondantes s'élèvent à 7 millions d'euros.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 26 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 provisionnés à hauteur de 93 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 126 millions d'euros au 31 décembre 2014. La note 21 D reprend le détail de la variation de ces provisions.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 28 millions d'euros au 31 décembre 2014.

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 2014, les provisions constituées au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 271 millions d'euros contre 203 millions d'euros au 31 décembre 2013.

En 2014, GDF SUEZ SA a constaté une dotation de 148 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 80 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 plan 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 B.3 Provisions pour impôts

Les provisions pour impôts s'élèvent à 174 millions au 31 décembre 2014 contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2013. Elles concernent principalement 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 2014 s'élève à 92 millions d'euros.

Note 12 B.4 Provisions pour intégration fiscale

GDF SUEZ SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale. À ce titre, GDF SUEZ 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 sur-amortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, GDF SUEZ 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 2014, 115 millions d'euros correspondant à la neutralisation du sur-amortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris contre 109 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Au 31 décembre 2014, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 531 millions d'euros dont 1 212 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel du GrDF.

Note 12 B.5 Provisions pour garantie sur cessions

Au 31 décembre 2014, les provisions pour garantie sur cessions s'élèvent à 15 millions d'euros contre 48 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Note 12 B.6 Provisions pour risques sur filiales

Les risques sur filiales s'élèvent au 31 décembre 2014 à 21 millions d'euros contre 23 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Note 12 B.7 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 2014 s'élèvent à 810 millions d'euros contre 561 millions d'euros en 2013.

Le solde au 31 décembre 2014 concerne principalement les provisions sur les instruments financiers pour 383 millions d'euros, les pertes sur contrats pour 262 millions d'euros et les risques sur perte de change pour 86 millions.

NOTE 13 Dettes financières

En millions d'euros

	Au 31 déc. 2014	Au 31 déc. 2013
Emprunts	28 445	26 115
Emprunts obligataires hybrides ⁽¹⁾	3 735	1 710
Emprunts obligataires	18 891	19 135
Autres emprunts	5 819	5 270
Dettes rattachées à des participations	514	480
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	35	54
Autres Dettes Financières	701	656
Dépôts reçus de la clientèle	33	38
Intégration	65	-
Part courue des charges d'intérêts	541	545
Soldes créditeurs de banques	29	40
Divers	33	33
TOTAL	29 695	27 305

(1) GDF SUEZ a lancé le 3 juillet 2013 une émission de titres super subordonnés à durée indéterminée. Cette transaction, qui a permis de lever un montant équivalent à 1,7 milliard d'euros, a été réalisée en trois tranches offrant un coupon moyen de 4,3% :

- 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 2014 du fait de :

- l'émission d'un Greenbond pour 2 500 millions d'euros ;
- l'émission d'emprunts obligataires hybrides pour 2 000 millions d'euros ;

- l'augmentation des US commercial paper pour 542 millions d'euros ;

- un effet change de 376 millions d'euros.

Ces augmentations sont compensées par :

- la réduction des emprunts obligataires pour 3 094 millions d'euros due à des rachats anticipés pour 1 677 millions et des emprunts arrivés à échéance pour 1 417 millions d'euros.

NOTE 14 Échéancier des dettes

En millions d'euros	Au 31 déc. 2014	Degré d'exigibilité		
		À fin 2015	De 2016 à 2019	2020 et au-delà
Dettes financières	29 695	7 210	9 218	13 267
Emprunts obligataires hybrides	3 735	-	1 985	1 750
Emprunts obligataires	18 891	750	6 624	11 517
Autres emprunts	5 819	5 219	600	-
Dettes rattachées à des participations	514	514	-	-
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	35	35	-	-
Autres dettes financières	701	692	9	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	5 657	5 657	-	-
Dettes fiscales et sociales	916	916	-	-
Autres dettes	1 601	1 601	-	-
Avances clients et comptes rattachés	286	286	-	-
Autres	1 315	1 315	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	1	1	-	-
TOTAL	37 870	15 385	9 218	13 267

Note 14 A. Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2014	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 déc. 2014	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	750	02/2009	02/2015	5,000%	Luxembourg
• en millions d'euros	762	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	1 000	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	661	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 de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
• en millions de livres sterling	525	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	3,703%	Aucune
• en millions de dollars	50	04/2013	04/2033	3,750%	Paris
• en millions de couronnes norvégiennes	500	04/2013	04/2024	4,02%	Paris

Note 14 C. Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2014, les autres emprunts concernent principalement des billets de trésorerie libellés en euros à hauteur de 3 730 millions d'euros (dont 1 350 millions d'euros à taux variable et 2 380 millions d'euros à taux fixe) et des US commercial paper en dollars américains à taux fixe pour une contrevaletur de 1 490 millions d'euros. Leurs échéances respectives sont inférieures à un an. En 2014, GDF SUEZ SA a également une ligne de crédit

utilisée à hauteur de 600 millions d'euros. Un emprunt groupe a été souscrit auprès de la société International Power à hauteur de 400 millions de livres sterling pour une contrevaletur de 514 millions d'euros à échéance 2015.

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 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
À taux variable				
Emprunts obligataires	3 949	4 100	300	424
Dettes rattachées à des participations	-	-	514	480
Autres emprunts	3 928	2 000	1 850	2 440
Comptes courants des filiales	35	54	35	54
Autres dettes financières	701	656	701	656
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 735	1 710	3 735	1 710
Emprunts obligataires	14 942	15 035	18 591	18 711
Dettes rattachées à des participations	514	480	-	-
Autres emprunts	1 891	3 270	3 969	2 830
TOTAL	29 695	27 305	29 695	27 305

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 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	18 891	1 350	14 034	1 350
Emprunts obligataires	3 350	19 135	3 350	13 835
Dettes rattachées à des participations	514	480	-	-
Autres emprunts	5 819	5 270	4 365	4 323
Comptes courants des filiales	35	54	35	54
Autres dettes financières	696	653	696	653
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	385	360	385	360
Emprunts obligataires	-	-	4 857	5 300
Dettes rattachées à des participations	-	-	514	480
Autres emprunts	-	-	1 454	947
Autres dettes financières	5	3	5	3
TOTAL	29 695	27 305	29 695	27 305

NOTE 16 Résultat d'exploitation

Note 16 A. Ventilation du chiffre d'affaires

CHIFFRE D'AFFAIRES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Ventes d'énergie		
• en France	12 630	17 020
• à l'étranger	10 073	9 753
Travaux, études et prestations de services	1 313	1 151
Produits des activités annexes et autres ventes	546	684
TOTAL	24 562	28 608

Note 16 B. Charges de personnel

ÉVOLUTION DES EFFECTIFS PAR COLLÈGE

	Au 31 déc. 2013	Variation	Au 31 déc. 2014
Exécution	510	(87)	423
Maîtrise	2 324	(123)	2 201
Cadre	3 311	(224)	3 087
TOTAL	6 145	(434)	5 711

L'effectif moyen annuel s'élève, en 2014, à 5 879 contre 6 367 en 2013.

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Traitements et salaires	357	377
Charges sociales	168	190
Intéressement	29	30
Autres charges	133	176
TOTAL	687	773

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 GDF SUEZ 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 700 euros net ;
- sur le Plan d'Épargne Retraite Collectif – PERCO et permet de bénéficier d'un abondement de 150% dans la limite annuelle de 700 euros net.

Ces deux abondements sont cumulatifs.

L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

Droit individuel à la formation

La loi n°2004-391 du 4 mai 2004 relative à la formation professionnelle ouvre pour les salariés bénéficiant d'un contrat de travail à durée indéterminée de droit privé, un droit individuel à la formation d'une durée de 20 heures minimum par an, cumulable sur une période de six ans. Au terme de ce délai de six ans, et à défaut de son utilisation en tout ou partie, le droit individuel à la formation est plafonné à 120 heures.

En application de l'avis 2004-F du Comité d'Urgence du Conseil National de la Comptabilité relatif à la comptabilisation du droit individuel à la formation, aucun droit n'a été provisionné au 31 décembre 2014. À cette date, le nombre d'heures accumulées non consommées par les salariés de GDF SUEZ SA s'élève à 568 203 heures.

Note 16 C. Dotations nettes aux provisions et transferts de charges d'exploitation

1. DOTATIONS NETTES AUX PROVISIONS

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Provision pour renouvellement des biens en concession	3	1
Provision pour reconstitution des sites	(11)	(2)
Provisions relatives au personnel	(22)	(39)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	249	341
TOTAL	219	301

2. TRANSFERTS DE CHARGES D'EXPLOITATION

Les transferts de charges, inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 16,3 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 3,4 millions d'euros au 31 décembre 2013. Ils comprennent pour l'essentiel les reclassements des coûts salariaux relatifs au plan Perform 2015 en exceptionnel en cohérence avec la provision dotée en 2013.

NOTE 17 Résultat financier

En millions d'euros	31 déc. 2014 Charges	31 déc. 2014 Produits	31 déc. 2014 Net	31 déc. 2013 Net
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 466)	824	(642)	(979)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations		43	43	52
Résultat de change	(717)	668	(49)	53
Dividendes reçus		2 297	2 297	1 778
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(130)	71	(59)	150
TOTAL	(2 313)	3 903	1 590	1 054

La réduction des autres intérêts, charges et produits assimilés résulte pour l'essentiel des opérations de restructuration de la dette.

NOTE 18 Résultat exceptionnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014 Charges	31 déc. 2014 Produits	31 déc. 2014 Net	31 déc. 2013 Net
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(11)	24	13	4
Cessions d'immobilisations financières	(933)	889	(44)	(28)
Provision pour hausse des prix	0	54	54	3
Amortissements dérogatoires	(126)	127	1	111
Dotations et reprises des dépréciations afférentes aux participations	(121)	116	(5)	(299)
Autres	(325)	103	(222)	(274)
TOTAL	(1 516)	1 313	(203)	(483)

Les cessions d'immobilisations financières comprennent pour l'essentiel le contrat de liquidité (prix de cession de 863 millions d'euros pour une valeur nette de 838 millions d'euros).

La ligne « Autres » comprend notamment le résultat de restructuration des dettes dans le cadre des remboursements anticipés des émissions obligataires et titres participatifs pour 267 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, est renouvelable tous les 5 ans par tacite reconduction.

Note 19 B. Impôt sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2014 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	2014			2013		
	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net
Impôt sur les sociétés de l'exercice de GDF SUEZ SA (hors groupe fiscal) ⁽¹⁾		0 ⁽¹⁾			0 ⁽¹⁾	
• dont impôts sur le résultat courant	236	0	236	378	0	378
• dont impôts sur le résultat exceptionnel	(203)	0	(203)	(483)	0	(483)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale) ⁽²⁾		378 ⁽²⁾	378		768 ⁽²⁾	768
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		368			441	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		128			408	
• dont autres		(118)			(81)	
TOTAL	33	378	411	(105)	768	663

* Un signe positif traduit un profit d'impôt.

(1) En 2014 comme en 2013, le résultat fiscal individuel de GDF SUEZ 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 4 millions d'euros au titre du Crédit Impôt Compétitivité Emploi (CICE). Au titre de l'exercice 2013, GDF SUEZ SA a bénéficié de 2,6 millions d'euros au titre du CICE. Cette somme a contribué en 2014, au financement de travaux de R&D prospectifs, conformément aux objectifs fixés par la loi : Nanotechnologies, Programme Gaz Naturel, « Power to gas » - hydrogène, Smart Energy & Environnement et stockage d'énergie.

(2) Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 378 millions d'euros contre un produit d'impôt de 768 millions d'euros en 2013 s'expliquant principalement par :

- un produit d'intégration fiscale de 368 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 441 millions d'euros en 2013 qui résulte de la différence entre :
 - le crédit d'impôt au titre du groupe fiscal intégré qui est de 14,3 millions d'euros au 31 décembre 2014, contre un impôt exigible par le Trésor de 3,7 millions d'euros en 2013,
 - et la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à GDF SUEZ SA de 354 millions d'euros, contre 445 millions d'euros en 2013 ;
- une reprise nette de provision pour impôt de -128 millions d'euros en 2014 contre -408 millions d'euros en 2013 intégrant notamment :
 - 59 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à GDF SUEZ SA contre 213 millions d'euros de reprise nette en 2013,
 - 104,5 millions d'euros de reprise nette relative au sur-amortissement 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 de 10,7% pour 2015;
 - 82,9 millions d'euros de reprise nette 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.

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.

En millions d'euros

	2014	2013
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	530	390
• Produits comptabilisés non imposés	343	381
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	1 123	885
• Produits imposés non comptabilisés	456	447
Base fiscale différée nette	706	560
• Effet théorique d'imposition différée au taux de 34.43%	243	193

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, pour un montant de 995 millions d'euros. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à GDF SUEZ SA le maintien de leur position, laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011.

Concernant le contentieux précompte – objet de la cession de créance précitée – proprement dit, en 2014, 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 CJUE, mais en

réduisant très sensiblement le quantum du remboursement accordé à SUEZ 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. GDF SUEZ a interjeté appel de ce jugement et entend également faire appel de l'arrêt de la Cour d'Appel de Paris.

En parallèle, en novembre 2014, la Commission Européenne a *formellement* reconnu le bien-fondé des arguments développés par GDF SUEZ et plusieurs autres contribuables français contre les principes de calcul des sommes à rembourser par le Conseil d'Etat et a demandé des explications à l'Etat Français.

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 GDF SUEZ.

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 GDF SUEZ SA. La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (GDF SUEZ Finance), et au Luxembourg (GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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. GDF SUEZ 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 :

- GDF SUEZ SA dispose d'un encours de 12 285 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédit syndiquées de 4 500 millions et 5 000 millions d'euros respectivement à échéance mars 2018 et avril 2019. Au 31 décembre 2014, GDF SUEZ utilise ces lignes de crédit à hauteur de 600 millions d'euros.

Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit.

- GDF SUEZ 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 1 808 millions de dollars au 31 décembre 2014, et Billets de Trésorerie pour un montant de 5 000 millions d'euros, utilisé à hauteur de 3 780 millions d'euros au 31 décembre 2014.

2. Risque de contrepartie

GDF SUEZ 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, GDF SUEZ 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, GDF SUEZ 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

GDF SUEZ 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.

GDF SUEZ 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 GDF SUEZ sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

Notionnel au 31 déc. 2014

En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste Valeur	Notionnel au 31 déc. 2013
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
Payeur taux fixe / receveur taux variable	500	4 665	3 097	660	8 922	(1 245)	15 243
Payeur taux variable / receveur taux fixe	2 437	5 065	4 679	1 055	13 236	1 543	11 517
VENTE D'UNE OPTION SUR UN SWAP							
Payeur taux fixe / receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	581
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	-	-	-	1 699	-	7 075
TOTAL EN EUROS	4 636	9 730	8 776	1 715	24 857	299	35 416
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
Payeur taux fixe / receveur taux variable	-	303	-	-	303	(11)	507
TOTAL NOK	-	303	-	-	303	(11)	507
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
Payeur taux fixe / receveur taux variable	-	452	696	-	1 148	(32)	1 011
Total USD	-	452	696	-	1 148	(32)	1 011
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
Payeur taux fixe / receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	-
Payeur taux variable / receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL CAD	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	4 636	10 485	9 472	1 715	26 308	256	36 934

Notionnel au 31 déc. 2014

En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste Valeur	Notionnel au 31 déc. 2013
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux fixe / receveur taux fixe	-	-	746	2 476	3 222	(38)	2 759
Payeur taux fixe/ receveur taux variable	514	514	-	-	1 028	28	960
TOTAL GBP	514	514	746	2 476	4 250	(10)	3 719
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux variable / receveur taux fixe	-	-	1 579	-	1 579	(50)	622
Payeur taux variable / receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	124
TOTAL JPY	-	-	1 579	-	1 579	(50)	746
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux fixe / receveur taux fixe	-	204	-	-	204	(4)	244
Payeur taux variable / receveur taux fixe	-	-	309	-	309	18	366
TOTAL CHF	-	204	309	-	513	14	610
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux fixe / receveur taux fixe	-	478	-	32	510	19	580
Payeur taux variable / receveur taux fixe	-	-	477	-	477	27	544
TOTAL USD	-	478	477	32	987	46	1 124
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux fixe / receveur taux fixe	-	-	7	-	7	(11)	60
TOTAL NOK	-	-	7	-	7	(11)	60
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux variable / receveur taux variable	-	-	-	-	-	(2)	-
TOTAL MXN	-	-	-	-	-	(2)	-
TOTAL	514	1 196	3 118	2 508	7 336	(13)	6 259

Les opérations de couverture du risque de taux en vie au 31 décembre 2014 sont les suivantes :

- GDF SUEZ 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 2 437 millions d'euros sur les billets de trésorerie ;
- GDF SUEZ SA a recours à des swaps de taux payeurs de taux variable à l'émission de toute nouvelle obligation, sauf décision particulière du Management. Par la suite et au regard de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de swaps et options de taux ;
- Dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, GDF SUEZ SA a mis en place depuis 2009 des macro-couvertures permettant de fixer la dette du Groupe en USD pour un montant de 1 071 millions d'euros et en NOK pour un montant de 303 millions d'euros ;
- Dans le cadre de la protection du budget alloué à la charge de la dette nette pour les années 2013 et 2014, des FRA (Forward Rate Agreement) ont été mis en place. L'utilisation de FRA protège le coût de la dette nette, mais ne permet pas de profiter d'éventuelles baisses de taux.

4. Risque de change

GDF SUEZ SA est exposée au risque de change principalement sur les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de

gaz naturel compte tenu des modes d'indexation des différents contrats d'achat ou de vente de gaz sur les prix des produits pétroliers qui eux-mêmes sont pour la plupart cotés en dollars.

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, GDF SUEZ 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, GDF SUEZ 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 2014, les engagements correspondants sont les suivants :

	Engagements part fixe au 31/12/2014			Contrevaleur au 31 déc. 2014	Différentiel de change au 31 déc. 2014	Engagement part fixe au 31 déc. 2013
	Par échéance					
En millions d'euros						
Contrats à terme	2015	2016	2017 et au-delà			
Position acheteur						
Devise AUD	3	-	-	3	-	5
Devise CHF	-	-	-	-	-	-
Devise EUR	145	95	10	224	(26)	-
Devise GBP	1 101	8	-	1 109	-	40
Devise NOK	983	-	-	984	1	336
Devise MXN	53	-	-	53	-	28
Devise JPY	-	-	-	-	-	-
Devise RON	120	-	-	120	-	-
Devise USD	2 970	255	10	3 313	78	2 206
Devise CZK	29	-	-	29	-	-
Position vendeur						
Devise AUD	3	-	-	3	-	5
Devise CHF	588	-	-	619	31	268
Devise EUR	131	85	8	250	26	-
Devise GBP	3 125	-	-	3 125	-	415
Devise HUF	134	-	-	136	2	107
Devise MXN	106	-	-	111	5	57
Devise NOK	984	-	-	983	(1)	418
Devise RON	120	-	-	122	2	77
Devise USD	859	94	11	938	(26)	690
Devise CZK	3	-	-	3	-	-

5. Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2014	Échéance		
		À fin 2015	de 2016 à 2019	2020 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties de bonne fin et autres	1 866	1 416	313	137
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	3 581	795	191	2 595
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Sûretés personnelles données	1 988	31	957	1 000
Garanties cautions et avals aux filiales	4 579	652	1 026	2 901
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	258	193	-	65
AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS				
Garanties sur convention de cessions d'activités	4 397	346	590	3 461
Engagements de location simple	388	62	247	79
Engagements de crédit-bail	7	4	3	-
Engagements relatifs aux méthaniers	423	57	212	154

Les sûretés personnelles données pour 1 988 millions d'euros correspondent pour l'essentiel :

- aux dettes émises et aux engagements donnés par le GIE GDF SUEZ Alliance bénéficiant aux membres de ce GIE, hormis GDF SUEZ SA. GDF SUEZ SA s'est porté garant en faveur de chaque membre dans le cas d'appel en paiement d'un membre au-delà de sa quote-part. La responsabilité de chaque membre au paiement de sa quote-part est par ailleurs constatée en engagement reçu ;
- pour le reste à des garanties de paiements accordées à des contreparties de GDF SUEZ SA.

Les garanties, cautions et avals aux filiales pour 4 579 millions d'euros correspondent à des garanties de paiements accordées par GDF SUEZ 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 GDF SUEZ SA. Les tirages sur ces lignes s'élèvent à 125 millions d'euros au 31 décembre 2014 pour un montant initial de 383 millions d'euros, soit 258 millions d'euros restant à tirer.

Les garanties sur convention de cessions d'activités pour 4 397 millions d'euros portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- de Nalco (activité eau aux États-Unis), GDF SUEZ SA est contre garant en cas de défaillance des vendeurs Léo Holding et Nalco International SAS à échéance 2015 ;
- 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 2 595 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 700 millions d'euros à échéance 2026 ;
- pour EFOG (champs pétroliers en mer du Nord), GDF SUEZ 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 388 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 GDF SUEZ 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 méthaniers pour 423 millions d'euros concernent les contrats d'affrètement des méthaniers.

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 (92 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, GDF SUEZ garantissant sa filiale des conséquences correspondantes). GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ SA (étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de co-gestion, le Groupe Swire a consenti un engagement d'indemnisation maintenant pour

cette période le partage 50/50 de la responsabilité ultime entre les deux groupes) ;

- à « Ayr Environnemental Services » et « Caledonian 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 GDF SUEZ SA, de Dumez GTM filiale de Vinci, de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et Vinci contre-garantissant GDF SUEZ SA ;
- En 2008, Suez Environnement a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par GDF SUEZ SA (anciennement par Suez SA) pour le pôle environnement et non déjà contre-garanties par elle ;

- 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. GDF SUEZ SA est amenée à émettre diverses garanties de cette nature, conformément aux pratiques de ce secteur d'activité ;
- 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 GDF SUEZ SA. Il subsiste 182 contrats de ce type ;
- GDF SUEZ 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 déc. 2014	Échéance		
		À fin 2015	de 2016 à 2019	2020 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHES				
Garanties reçues	-	-	-	-
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	11 685	700	10 985	-
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
AUTRES ENGAGEMENTS REÇUS				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 941	30	911	1 000
Contre-garanties sur engagements activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	181	54	114	13
Engagements de crédit-bail	7	4	3	-
Engagements relatifs aux méthaniers	423	57	212	154

GDF SUEZ SA dispose notamment de lignes de crédit revolving de 4,5 milliards d'euros depuis mai 2005, dont l'échéance initialement prévue en 2012 a été reportée à mars 2018, et de 5 milliards d'euros depuis avril 2014, à échéance 2019. Les banques

prêteuses disposent d'une possibilité de sortie individuelle en cas de changement du contrôle majoritaire de l'entreprise.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE GDF SUEZ 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, GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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. GDF SUEZ SA réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2014, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 485 Terawattheures (TWh) à moins d'un an, 2 133 TWh entre deux et cinq ans et 3 087 TWh à plus de cinq ans.

Par ailleurs, GDF SUEZ 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 2014, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 15 TWh d'achats à terme et de 100 TWh de ventes à terme.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, GDF SUEZ SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2014, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 40 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 16 TWh pour les ventes à terme d'électricité. Par ailleurs, dans le cadre de ses activités d'intermédiaire sur les quotas de CO₂, GDF SUEZ SA a souscrit en volume d'achats pour 94 365 quotas de CO₂.

2. Produits dérivés

Les instruments dérivés sur matières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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 déc. 2014					
	en GWh par échéance			en millions d'euros		
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans	Juste valeur au 31 déc. 2014 en millions d'euros		Notionnel au 31 déc. 2013 en GWh
SWAPS (position acheteur)						
Gaz naturel	399 994	97 061	17 564	8 966 129	(1 434 844)	237 767
Produits pétroliers	167 338	58 715	6 406	6 863 461	(769 747)	213 135
CER EUA – CO ₂	-	-	-	-	-	-
SWAPS (position vendeur)						
Gaz naturel	(295 942)	(101 105)	(8 948)	(10 523 028)	1 585 741	(222 970)
Produits pétroliers	(171 840)	(17 597)	(3 121)	(6 567 987)	718 166	(109 790)
Électricité	-	-	-	-	-	-
CER EUA – CO ₂	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
FORWARD (position acheteur)						
Gaz naturel	10 567	4 016	858	175 086	(25 141)	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	16	-	-	1	-	38
CO ₂	-	-	-	-	-	-
FORWARD (position vendeur)						
Gaz naturel	(21 125)	(3 810)	-	(481 020)	52 130	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(310)	(354)	(175)	(40)	3	(1 677)
CO ₂	-	-	-	-	-	-

Note 20 C. Certificats d'économie d'énergie

La loi de Programme n°2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les Orientations de la Politique Énergétique (POPE) a instauré le système des Certificats d'Économies d'Énergie à compter du 1^{er} juillet 2006. Ce système 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.

L'obligation annuelle de chaque fournisseur d'énergie reste cependant inchangée, et est déterminée en fonction du volume de ses ventes et d'un coefficient de proportionnalité par énergie :

Énergies	Coefficient obligation
Électricité :	0,168 kWh cumac * / kWh vendu
Gaz naturel :	0,095 kWh cumac * / kWh vendu

*cumac : Unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement.

Les obligations définitives par entreprise afférentes à la période 2011-2014 seront arrêtées par décret en mars 2015, une fois la liste définitive des obligés connue (à partir du 15 février 2015).

Le décret n°2014-1668 du 29 décembre 2014 fixe les nouvelles modalités de répartition des obligations d'économie d'énergie pour la 3^e période du dispositif des CEE du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017. Les obligations nationales d'économie d'énergie passent à 700 TWh cumac, objectif en forte progression par rapport à la période précédente, qui doit permettre à la France de remplir ses engagements d'économie d'énergie.

Note 20 D. 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), GDF SUEZ 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 E. Litiges

1. Situation en Argentine

Pour mémoire, SUEZ et SUEZ Environnement ont – préalablement à la fusion de SUEZ avec Gaz de France et à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement Company – conclu un accord portant

(1) comparable à la procédure française de redressement judiciaire

(2) environ 40 millions de dollars américains

Pour la première période triennale d'obligations d'économie d'énergie du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009, GDF SUEZ SA avait rempli ses obligations.

L'objectif national d'économie d'énergie pour la seconde période triennale, du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013, a été fixé à 345 Terawattheures (TWh) sur 3 ans. Le décret n°2010-1663 du 29 décembre 2010 fixe les nouvelles modalités de calcul et de répartition de l'objectif national entre les entreprises.

Cette seconde période d'obligation a été prolongée jusqu'à fin 2014.

transfert économique au profit de SUEZ Environnement des droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ dans AASA et 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 GDF SUEZ SA – 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 Aguas Argentinas (AASA) et Aguas Provinciales de Santa Fe (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. GDF SUEZ SA 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.

Par deux décisions datées du 30 juillet 2010, le CIRDI a 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 doit être fixée par des experts.

Un premier rapport d'expert portant sur la concession de Buenos Aires a été remis au CIRDI en septembre 2013.

Le rapport de l'expert sur la concession de Santa Fé a été remis au CIRDI en avril 2014. Une série d'audiences ont eu lieu fin juillet et début août 2014. Les procédures suivent leurs cours.

2. OPR sur Electrabel

À la suite de l'offre publique de reprise (OPR) lancée par SUEZ 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 GDF SUEZ 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.

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 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.

4. La Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, GDF SUEZ 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 P-DG de La Compagnie du Vent. GDF SUEZ détient aujourd'hui 59% des titres de La Compagnie du Vent.

Depuis 2011, différents litiges opposent GDF SUEZ à Jean-Michel Germa et SOPER quant à sa révocation du poste de P-DG. Après une annulation par la Cour d'Appel de Montpellier de la première Assemblée Générale de La Compagnie du Vent du 27 mai 2011, une seconde Assemblée Générale, le 3 novembre 2011, a finalement désigné un nouveau dirigeant proposé par GDF SUEZ.

Restent cependant principalement pendants : (i) le litige intenté le 23 août 2011, par La Compagnie du Vent devant le Tribunal de Commerce de Montpellier contre SOPER afin de condamner cette dernière à réparer le préjudice moral subi par La Compagnie du Vent, pour abus de minorité, à hauteur de 500 000 euros, (ii) le litige intenté le 15 février 2012 devant le Tribunal de Commerce de Paris par Jean-Michel Germa contre GDF SUEZ en responsabilité contractuelle et responsabilité délictuelle à l'occasion de sa révocation en tant que P-DG de La Compagnie du Vent, (iii) la procédure intentée, devant le Tribunal de Commerce de Montpellier, par SOPER le 21 mai 2012, contre GDF SUEZ, La Compagnie du Vent et l'actuel P-DG, SOPER demandant une expertise judiciaire à propos de certaines décisions de gestion afin d'en obtenir réparation, (iv) la procédure intentée par SOPER, le 18 janvier 2013 devant le Tribunal de Commerce de Paris, afin de condamner GDF SUEZ 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 et, (v) la procédure introduite le 16 mai 2013, par SOPER devant le Tribunal de commerce de Paris, demandant à ce que GDF SUEZ ne puisse exercer les bons de souscription d'actions, aux conditions convenues dans le pacte d'associés en alléguant que GDF SUEZ aurait empêché La Compagnie du Vent de réaliser les niveaux de performance qui conditionnent leur exercice.

S'agissant de la promesse d'achat à raison de 5% des actions de La Compagnie du Vent détenues par SOPER, le prix des actions a été fixé par un expert à l'issue de la procédure prévue contractuellement. Le transfert de ces actions a été effectué le 18 février 2013. 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. L'affaire a été portée devant le Tribunal de commerce de Créteil.

5. Total Energie Gaz

GDF SUEZ 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 de prix contractuel avec effet au 1er mai 2011. Les négociations n'ayant pas abouti avec TEGAZ, GDF SUEZ a soumis en mars 2012 le différend portant sur la révision de 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 de 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 1er 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.

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 GDF SUEZ, GRTgaz et ELENGY une évaluation préliminaire dans laquelle elle considérait que GDF SUEZ 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, GDF SUEZ, 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 GDF SUEZ, GRTgaz et ELENGY des observations des tiers. Le 21 octobre 2009, GDF SUEZ, 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 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 de GDF SUEZ 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 GDF SUEZ, 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, GDF SUEZ devra suspendre toute activité de commercialisation de ses offres de marché de gaz naturel.

GDF SUEZ 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 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 et le contenu du courrier devant être adressé aux clients résidentiels a été légèrement modifié afin de ne pas préjuger de l'enquête au fond.

GDF SUEZ a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel.

GDF SUEZ met actuellement en œuvre les mesures conservatoires imposées par l'Autorité afin de se conformer à sa décision et donne ainsi accès aux éléments des fichiers concernés aux fournisseurs alternatifs en ayant fait la demande.

NOTE 21 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

RÉCAPITULATIF DES ENGAGEMENTS

En millions d'euros	Au 31 déc. 2014 ⁽¹⁾	Au 31 déc. 2013
RETRAITE	2 517	2 071
• Régime des IEG	2 213	1 772
• Autres régimes	304	299
AUTRES AVANTAGES DE FIN DE CARRIÈRE ET POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	536	414
• Avantage en nature énergie et eau	384	283
• Indemnités de fin de carrière	59	52
• Indemnités de secours immédiat	54	41
• Autres *	39	38
AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL	102	89
• Pensions d'invalidité et autres	94	82
• Médailles du travail	8	7
TOTAL	3 155	2 574

* indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex Suez)

(1) Dont 126 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	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Taux d'actualisation	2,05%	3,61%	2,18%	3,76%	1,76%	3,32%	2,08%	3,64%
Taux d'inflation	1,75%	2,00%	1,77%	2,00%	1,71%	2,00%	1,76%	2,00%
Durée résiduelle de service	16 ans	15 ans	16 ans	15 ans	16 ans	16 ans	16 ans	15 ans

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 15%.

La baisse des taux d'actualisation génère une augmentation de 622 millions d'euros.

Note 21 A. Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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

Depuis le 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des Industries Électriques et Gazières (IEG) est

assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale, et du Budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. 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.

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.

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 soit pour GDF SUEZ SA 3,25% 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ SA sont les suivantes :

- verser à la CNIEG sa quote-part des cotisations dues aux régimes de retraites de droit commun, cotisations que la CNIEG reverse à la CNAV, l'AGIRC et l'ARRCO ;
- verser à la CNIEG 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 CNIEG 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 CNIEG 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 CNIEG les contributions tarifaires.

2. Les réformes du régime spécial de retraite de 2008 et 2010

Le régime spécifique de retraite des industries électriques et gazières a été modifié en 2008 par le décret n° 2008-69 du 22 janvier 2008 et en 2010 par le décret n°2011-290 du 18 mars 2011. Les impacts de ces décrets concernent essentiellement :

- l'allongement de la durée de cotisation ;
- la mise en place d'un mécanisme de décote et de surcote ;
- les modalités de revalorisation des pensions.

La durée de cotisation nécessaire pour bénéficier d'une retraite à taux plein a été portée à 41,5 ans. Cet allongement progressif s'appliquera au régime spécial des IEG à compter de 2017. L'âge légal de départ à la retraite et l'âge d'annulation de la décote seront ainsi progressivement reportés pour atteindre respectivement 62 ans et 67 ans en 2024.

La revalorisation des pensions et des rentes d'invalidité est calculée, à compter du 1^{er} janvier 2009, sur la base de l'indice des prix à la consommation hors tabac.

3. Faits marquants impactant le montant des engagements.

Le modèle de calcul actuariel de la CNIEG intègre les éléments suivants :

- la réforme des régimes complémentaires de droit commun AGIRC et ARCCO.

Un accord national interprofessionnel a été signé avec les régimes complémentaires de retraite AGIRC et ARRCO le 13 mars 2013. Cet accord a acté l'augmentation du taux de cotisation de 0,10 point par an en 2014 et 2015 ainsi qu'une moindre revalorisation des pensions versées par l'AGIRC et l'ARRCO sur trois ans dès l'année 2013 ;

- la réforme du régime général de retraite

La loi portant réforme du régime général de retraite a été adoptée par l'Assemblée Nationale le 18 décembre 2013 et validée par le Conseil Constitutionnel le 16 janvier 2014.

Les modifications portent notamment sur :

- l'allongement progressif de la durée de cotisation à partir de 2018 pour atteindre 172 trimestres en 2033, conduisant à une minoration des engagements ;
- l'augmentation des cotisations sociales patronales dues à la CNAV entre 2014 et 2017 générant une hausse du financement des cotisations de préretraite ;
- le report de la revalorisation annuelle des pensions du 1^{er} avril au 1^{er} octobre de chaque année réduisant les engagements.

L'année 2014 n'a pas connu d'événement réglementaire particulier. L'ensemble des dernières évolutions réglementaires ont été prises en compte lors de la clôture 2013.

4. Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements de GDF SUEZ 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 reversions 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.

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 Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous condition d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantages 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, GDF SUEZ fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée de

GDF SUEZ et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. GDF SUEZ prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulté imputable aux agents de GDF SUEZ résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement de GDF SUEZ SA relatif à la fourniture de gaz aux agents de GDF SUEZ SA, relevant des IEG, et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire.

2. Les indemnités de fin de carrière

Suite à la modification du régime des IEG intervenue le 1^{er} juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent dorénavant, 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

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	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	1 772	1 928	299	274	414	426	89	95	2 574	2 723
Coût des services rendus de la période	32	46	1	2	7	8	10	9	50	65
Charges d'intérêt sur obligation	64	62	9	9	15	14	3	3	91	88
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	419	(144)	9	28	122	(14)	9	(9)	559	(139)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) ⁽¹⁾	(74)	(71)	(14)	(14)	(22)	(20)	(9)	(9)	(119)	(114)
Autres ⁽²⁾	-	(49)	-	-	-	-	-	-	-	(49)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	2 213	1 772	304	299	536	414	102	89	3 155	2 574

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 119 millions au 31 décembre 2014 contre 114 millions au 31 décembre 2013.

(2) Impact de l'application de la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02) a conduit à réduire l'engagement au titre des frais de gestion de la CNIIEG.

Note 21 D. Provisions

GDF SUEZ SA provisionne les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles et rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité en cours de service à la clôture de l'exercice 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 GDF SUEZ 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 2014, GDF SUEZ SA a provisionné 126 millions d'euros, contre 117 millions d'euros en 2013, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 9 millions d'euros.

Pour rappel, au 31 décembre 2013, GDF SUEZ SA a provisionné 117 millions d'euros, contre 126 millions d'euros au 31 décembre 2012, 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	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Provision de début de période	8	9	27	30	82	87	117	126
Charges (produits) de la période	-	-	4	2	20	4	24	6
<i>Dont coût des services rendus de la période</i>	-	-	1	1	10	9	11	10
<i>Dont charges d'intérêt sur obligation</i>	-	-	-	1	3	3	3	4
<i>Dont pertes et gains actuariels générés sur l'obligation</i>	-	-	3	-	7	(8)	10	(8)
<i>Dont Autres</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(1)	(1)	(5)	(5)	(9)	(9)	(15)	(15)
Provision de fin de période	7	8	26	27	93	82	126	117

(1) En 2014, comme en 2013, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG.

(2) Congés exceptionnels de fin de carrière (16 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex Suez (7 millions d'euros) et prime eau (3 millions d'euros).

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (65 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (18 millions d'euros), d'amiante (2 millions d'euros) et médailles du travail (8 millions d'euros).

Note 21 E. Contrats d'assurance

GDF SUEZ 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 2014 sur ces fonds assurantiels pour un montant de 4 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 910 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 1 856 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Note 21 F. Variation de la juste valeur des actifs de couverture

En millions d'euros	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2014		2013		2014	2013
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG		
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 633	190	1 600	190	32	32
Rendement attendu des actifs	59	5	52	5	1	1
Primes nettes de frais de gestion ⁽¹⁾	-	4	-	15	-	-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	71	1	54	(6)	2	2
Prestations payées par les actifs de couverture ⁽¹⁾	(73)	(12)	(73)	(14)	(4)	(3)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 690	188	1 633	190	31	32

(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 85 millions au 31 décembre 2014 contre un produit net de 75 millions au 31 décembre 2013.

INFORMATION RELATIVE AU RENDEMENT DES ACTIFS

	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2014		2013		2014	2013
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG		
Rendement réel des actifs de couverture	8,3%	3,67%	6,7%	3,21%	9,3%	8,4%

Le taux de rendement attendu des actifs retenu pour l'exercice 2014 est de 2,05% pour les actifs de couverture retraite et de 1,74% pour les autres.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	2014		2013	
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG
Placements actions	33%	10%	34%	10%
Placements obligataires	51%	80%	47%	82%
Autres (y compris monétaires)	16%	10%	19%	8%
	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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à GDF SUEZ SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par GDF SUEZ SA au 31 décembre 2014 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 GDF SUEZ 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 2014 contre 7 millions d'euros en 2013.

NOTE 22 Éléments relatifs aux entreprises et parties liées

<i>En millions d'euros</i>	Entreprises liées	Entreprises associées
Titres de participation	62 320	2 314
Créances rattachées à des participations	891	-
Dépôts et cautionnements	25	-
Créances clients et comptes rattachés	2 550	19
Comptes courants créditeurs des filiales	66	-
Autres immobilisations incorporelles	-	250
Autres créances	297	1
Comptes courants débiteurs des filiales	5 501	1
Fournisseurs et comptes rattachés	2 378	1
Dettes sur immobilisations	1 150	-
Autres dettes	432	-
Chiffre d'affaires	10 266	105
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz	6 657	17
Autres charges externes	3 900	-
Autres charges d'exploitation	453	-
Autres produits d'exploitation	352	(10)
Autres charges financières	5	-
Autres produits financiers	2 173	118

Toutes les transactions significatives effectuées par GDF SUEZ SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Suite à la fusion entre Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, l'État détient 33,29% du capital de GDF SUEZ et a ainsi que 4 représentants sur 17 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 de GDF SUEZ 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.

Un contrat de service public précisant leur mise en œuvre a été signé le 23 décembre 2009, confortant 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 renforce ses engagements en matière de sécurité des biens et des personnes,

de solidarité et de prise en charge des clients démunis, et de développement durable et de recherche ;

Au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat s'accompagne de la publication d'un décret qui redéfinit le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France. L'ensemble de ce dispositif améliore la visibilité sur les conditions d'évolution des tarifs réglementés, en prévoyant notamment leur évolution en fonction des coûts engagés. Ce contrat porte sur la période 2010-2013 et a été prorogé de plein droit de six mois soit jusqu'au 30 juin 2014.

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. Les éléments tarifaires sont fixés par arrêté ministériel.

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

			Valeur comptable des titres détenus au 31/12/2014		
En millions d'euros	Capital social au dernier bilan connu	Autres capitaux propres au dernier bilan connu hors capital social	% du capital détenu au 31/12/2014	Brut	Provision
Raison sociale					
A - Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1% du capital de GDF SUEZ SA soit 24 352 850 euros					
1. Filiales (quote-part du capital détenu par GDF SUEZ SA supérieure à 50%)					
Aguas Provinciales de Santa Fe ⁽¹⁾	6	(160)	64,19%	39	(39)
Celizan	-	-	100,00%	31	(31)
Cogac	1 433	(991)	100,00%	1 434	(152)
Electrabel	4 640	17 945	99,13%	34 117	-
Elengy	109	405	100,00%	516	-
GDF International	3 972	705	100,00%	3 972	-
GDF SUEZ Energy Services	699	1 071	100,00%	2 931	-
GDF SUEZ Finance	5 460	529	100,00%	5 567	-
GDF SUEZ IT	45	13	100,00%	78	(20)
GDF SUEZ Management Company	60	(35)	100,00%	60	(35)
GDF SUEZ New Ventures	5	22	100,00%	28	(1)
Genfina	1 750	(500)	100,00%	2 627	(1 352)
GIE GDF SUEZ ALLIANCE	100	(48)	64,00%	62	-
GrDF	1 800	3 967	100,00%	8 400	-
GRTgaz	537	3 090	75,00%	1 850	-
La Compagnie du vent	17	101	59,00%	428	(384)
NNB Development Company	38	117	100,00%	141	-
SFIG	55	8	96,51%	57	-
Sopranor	-	5	99,90%	245	(240)
Storengy	1 044	(237)	100,00%	1 904	-
2. Participations (quote-part du capital détenu par GDF SUEZ SA inférieure à 50%)					
Aguas Argentinas	15	(467)	48,20%	145	(145)
SUEZ Environnement Company	2 041	4 726	33,70%	2 293	-
B - Renseignements concernant les autres filiales ou participations					
1. Filiales non reprises au paragraphe A					
Valeurs françaises				91	(33)
Valeurs étrangères ⁽¹⁾				13	3
2. Participations non reprises au paragraphe A					
Valeurs françaises				51	(3)
Valeurs étrangères ⁽¹⁾				-	-
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A					
Valeurs françaises				17	-
Valeurs étrangères ⁽¹⁾				-	-
TOTAL				67 098	(2 436)

(1) Données en monnaie locale d'opération (millions d'unités)

Montant des Prêts et avances consentis par GDF SUEZ SA	Montant des Cautions et avals fournis par GDF SUEZ SA	Chiffre d'affaires du dernier exercice connu	Bénéfice net (+) ou perte (-) du dernier exercice connu	Dividendes encaissés par GDF SUEZ SA au cours de l'exercice	Date de clôture du dernier exercice connu ⁽²⁾
15	-	-	(48)	-	12/2014
-	-	-	-	-	12/2014
2	-	-	(258)	-	12/2014
-	-	13 169	1 462	-	12/2014
125	-	229	121	176	12/2014
142	-	1	396	557	12/2014
-	-	2 130	168	202	12/2014
6 031	-	685	215	403	12/2014
-	-	385	37	-	12/2014
-	-	142	(8)	-	12/2014
-	-	-	-	-	12/2014
-	-	-	10	-	12/2014
-	-	-	(48)	-	12/2014
-	-	3 225	(25)	576	12/2014
-	-	1 956	253	209	12/2014
-	-	51	10	-	12/2014
-	-	-	87	-	12/2014
-	-	45	2	-	12/2014
-	-	-	-	-	12/2014
-	-	1 295	136	-	12/2014
-	-	-	(164)	-	12/2014
-	-	6	342	118	12/2013
-	-	-	-	4	
-	-	-	-	-	
1	-	-	-	53	
-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	
2 297					

(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 2014 au Président-Directeur Général, au Vice-Président et Directeur-Général Délégué et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 27 millions d'euros.

D'autre part, les avantages postérieurs à l'emploi, pour ces mêmes personnes, s'élèvent à 99,5 millions au 31 décembre 2014.

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale reçoivent des jetons de présence, leur montant est de 0,8 million d'euros pour 2014.

NOTE 25 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtée au 31 décembre 2014.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Cessions totales ou partielles

En euros	% au 31 déc. 2013	% au 31 déc. 2014	Reclassement au sein du groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES ⁽¹⁾						
Merizan	100,00	0,00	X		0,00	Immobilier
PARTICIPATIONS ⁽²⁾						

(1) Quote-part du capital détenu par GDF SUEZ SA supérieure à 50%

(2) Quote-part du capital détenu par GDF SUEZ SA inférieure à 50%

Achats totaux ou partiels

En euros	% au 31 déc. 2013	% au 31 déc. 2014	Reclassement au sein du groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES ⁽¹⁾						
GDF SUEZ New Ventures	0,00	100,00	X		27 272 120,25	Financier
GDF SUEZ New Business	0,00	100,00	X		46 641,57	Financier
GDF SUEZ China Invest. CY	0,00	100,00	X		40 000,00	Financier
PARTICIPATIONS ⁽²⁾						

(1) Quote-part du capital détenu par GDF SUEZ SA supérieure à 50%

(2) Quote-part du capital détenu par GDF SUEZ SA inférieure à 50%

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices

	2014	2013	2012	2011	2010
Capital en fin d'exercice					
Capital social (en euros)	2 435 285 011	2 412 824 089	2 412 824 089	2 252 636 208	2 250 295 757
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 412 824 089	2 412 824 089	2 252 636 208	2 250 295 757
Nombre maximum d'actions futures à créer :					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	20 823 223	10 083 705	15 803 200	22 584 740	30 841 031
Opérations et résultat de l'exercice <i>(en millions d'euros)</i>					
Chiffre d'affaires hors taxes	24 562	28 608	27 915	24 126	25 373
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	390	424	749	1 460	1 592
Impôts sur les sociétés (- = produit d'impôt)	(378)	(768)	(542)	(295)	(356)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements et provisions et transfert des amortissements de caducité	411	663	890	2 389	857
Montant des bénéfices distribués (y compris part des actions propres en 2014)	2 402	3 576	3 503	3 347	3 336
Résultat par action (en euros)					
Résultat après impôt et participation mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,32	0,49	0,54	0,78	0,87
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,17	0,27	0,37	1,06	0,38
Dividende versé par action ⁽¹⁾	1,00	1,50	1,50	1,50	1,50
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	5 879	6 367	6 641	6 952	7 511
Montant de la masse salariale de l'exercice	357	377	374	445	471
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales...)	330	396	363	324	234

(1) Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2014 de verser un dividende unitaire de 1 euro par action, soit un montant total de 2 402 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2014.

6.5 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS

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 2014, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société GDF SUEZ, 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.

I. 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.

II. Justification des appréciations

Les estimations comptables ont été réalisées dans un contexte de crise économique et financière et de volatilité importante des marchés dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme. C'est dans ce contexte, décrit en note A 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 A 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 la note A 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 A 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.

III. 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 des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 3 mars 2015
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce
Charles-Emmanuel Chosson

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

	PAGE		PAGE
7.1 DISPOSITIONS LÉGALES ET STATUTAIRES PARTICULIÈRES	378	7.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC	384
7.1.1 Objet social de l'Émetteur	378	7.3.1 Politique d'information	384
7.1.2 Organes d'administration et de direction	378	7.3.2 Calendrier des communications financières	384
7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	381	7.4 RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	385
7.1.4 Modification des droits attachés aux actions	382	7.4.1 Personne responsable du Document de Référence	385
7.1.5 Assemblées Générales	382	7.4.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	385
7.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations	382	7.5 MANDATS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	386
7.1.7 Modification du capital	383	7.5.1 Commissaires aux comptes titulaires	386
7.2 LITIGES ET ARBITRAGES - CONCURRENCE ET CONCENTRATIONS	383	7.5.2 Commissaires aux comptes suppléants	386

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 gdfsuez.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 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, ainsi que la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie ;
- 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 de GDF SUEZ 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 représentants de l'État, aux Administrateurs représentant les salariés et à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Les Administrateurs représentants de l'État sont nommés conformément aux dispositions de l'article 2 du décret-loi du 30 octobre 1935 modifié, 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 que le Conseil d'Administration du 16 mars 2015 a décidé de mettre en œuvre le titre II de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique. En vertu de l'article 4 de l'ordonnance, l'Etat 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'Etat peut proposer (voir page 123).

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 par un Administrateur indépendant. Il accepte l'évaluation de sa propre action au sein 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, à l'exception du premier mandat des Administrateurs représentant les salariés élus après la fusion entre Gaz de France et Suez, qui est de cinq ans, les mandats suivants étant 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.

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.

Censeurs

L'Assemblée Générale Ordinaire peut nommer auprès de la Société un ou plusieurs Censeurs, dans la limite d'un nombre maximum de quatre personnes physiques ou morales, choisies parmi les actionnaires ou en dehors d'eux, pour une durée des fonctions de quatre ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, à l'effet de statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

Les Censeurs sont indéfiniment rééligibles ; ils peuvent être révoqués à tout moment par décision de l'Assemblée Générale. Les nominations de Censeurs peuvent être faites à titre provisoire par le Conseil d'Administration sous réserve de ratification par la plus prochaine Assemblée Générale.

Le Comité des Nominations et des Rémunérations examine et formule un avis ou une recommandation sur toute candidature à la nomination à un poste de Censeur.

Les Censeurs peuvent être convoqués aux réunions du Conseil d'Administration par le Président du Conseil d'Administration. Ils assistent aux réunions du Conseil d'Administration avec voix consultative.

Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article L. 111-70 du Code de l'énergie, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et de ses Comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Direction Générale

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 4.3 «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 4.1.4.1 «Attributions du Conseil d'Administration».

Vice-Président du Conseil d'Administration

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 l'un des Vice-Présidents ou, à défaut, par un Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

Décisions du Conseil d'Administration

Le Conseil se réunit sur la convocation du Président du Conseil d'Administration qui fixe le lieu de la réunion et l'ordre du jour. Tout Administrateur qui souhaite entretenir le Conseil d'une question non inscrite à l'ordre du jour en informe le Président préalablement à la séance, à charge pour ce dernier d'en informer le Conseil.

Lorsque le Conseil d'Administration ne s'est pas réuni depuis plus de deux mois, le tiers au moins des membres du Conseil d'Administration peut demander au Président de le convoquer sur un ordre du jour déterminé.

Le Président peut prendre l'initiative d'organiser des réunions du Conseil d'Administration par visioconférence, par télétransmission par internet ou par des moyens de télécommunication, dans les limites et sous les conditions fixées par la loi et la réglementation en vigueur et, le cas échéant, le Règlement Intérieur.

Les délibérations du Conseil d'Administration sont prises aux conditions du quorum et de majorité prévues par la loi. En cas de partage des voix, celle du Président de séance est prépondérante.

Conventions réglementées

Toute convention intervenant directement ou par personne interposée entre GDF SUEZ 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 GDF SUEZ et auxquelles une des personnes visées à l'alinéa précédent est indirectement intéressée, ainsi que des conventions intervenant entre GDF SUEZ 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 Administrateurs et des Censeurs

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 et les Censeurs 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.

Les représentants des salariés bénéficient d'un crédit d'heures égal à la moitié de la durée légale du travail.

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-propriétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter dans les conditions et selon 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 Sections 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.

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 GDF SUEZ, 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 l'un des Vice-Présidents du Conseil d'Administration, ou en l'absence de ceux-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 troisième 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 son identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au Bulletin des annonces légales obligatoires (BALO).

7.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations

Notifications lors des franchissements de seuil (article 9 des statuts)

Outre les seuils prévus par l'article L. 233-7 du Code de commerce toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir directement ou indirectement une fraction du capital ou de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société – égale ou supérieure à 0,5%, a l'obligation d'en informer la Société par lettre recommandée avec accusé de réception, dans un délai de cinq jours de bourse à compter du franchissement dudit seuil de 0,5%, en lui précisant son identité ainsi que celle des personnes agissant de concert avec elle, et en indiquant le nombre total d'actions, de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital qu'elle possède seule directement ou indirectement ou encore de concert. Cette obligation

d'information porte également sur la détention de chaque fraction additionnelle de 0,5% du capital ou des droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société, étant précisé que la détermination des seuils à déclarer en application du présent paragraphe est réalisée conformément aux dispositions des articles L. 233-7 et L. 233-9 du Code de commerce et à la réglementation en vigueur. Cette même obligation d'information s'applique selon les mêmes délais, en cas de franchissement à la baisse du seuil de 0,5% ou d'un multiple de celui-ci.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur d'actions conformément au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des actions, d'effectuer les déclarations prévues au présent article, pour l'ensemble des actions au titre desquelles il est inscrit en compte.

Conformément aux dispositions de l'article L. 233-7 du Code de commerce, en cas de non-respect des dispositions qui précèdent, un ou plusieurs actionnaires détenant plus de 0,5% du capital ou des droits de vote pourra demander l'application des sanctions prévues aux deux premiers alinéas de l'article L. 233-14 du Code de commerce.

Identification des titres au porteur (article 9 des statuts)

En vue de l'identification des titres au porteur, la Société peut demander dans les conditions légales et réglementaires et sous les sanctions prévues par le Code de commerce, au dépositaire central qui assure la tenue du compte émission de ses titres, les renseignements permettant l'identification des détenteurs de titres

de la Société conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses assemblées d'actionnaires et notamment la quantité de titres détenue par chacun d'eux.

S'il s'agit de titres de forme nominative, donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues par le Code de commerce est tenu de révéler l'identité des propriétaires de ces titres, sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

L'inobservation par les détenteurs de titres ou les intermédiaires de leur obligation de communication des renseignements visés ci-dessus peut, dans les conditions prévues par la loi, entraîner la suspension voire la privation du droit de vote et du droit au paiement du dividende attachés aux actions.

7.1.7 Modification du capital

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi, sous réserve des dispositions particulières relatives à la participation de l'État dans le capital et à l'action spécifique de l'État précisées à l'article 6 des statuts (se référer également à la Section 7.1.3 «Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions»).

7.2 LITIGES ET ARBITRAGES – CONCURRENCE ET CONCENTRATIONS

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et, d'autre part, fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont présentés dans la Note 28 de la Section 6.2 «Comptes Consolidés».

7.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Les documents relatifs à GDF SUEZ devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques de GDF SUEZ, ainsi que des filiales du Groupe GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ 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 de GDF SUEZ 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 : gdfsuez.com

Le Document de Référence de GDF SUEZ est traduit en anglais.

Outre le présent Document de Référence déposé auprès de l'AMF, le Groupe publie annuellement un rapport d'activité.

7.3.2 Calendrier des communications financières

Publication des résultats annuels 2014	26 février 2015
Publication des résultats du premier trimestre 2015	27 avril 2015
Assemblée Générale des actionnaires	28 avril 2015
Publication des résultats semestriels 2015	30 juillet 2015

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 données dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence. Cette lettre ne contient pas d'observations.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014 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. 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 sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2014 présentés dans la Section 6.4 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant à la Section 6.5 qui ne contient pas d'observations.

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 GDF SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 20 mars 2014 sous le numéro D. 14-0176.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012, 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 2012 de GDF SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 22 mars 2013 sous le numéro D. 13-0206.

Les informations financières *pro forma* de l'exercice clos le 31 décembre 2013 présentées dans la Section 6.1.1.7 du Document de Référence 2013 de GDF SUEZ ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux qui ne contient pas d'observations et figurant en Section 6.1.2 du Document de Référence 2013 de GDF SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 20 mars 2014 sous le numéro D. 14-0176.

Les informations financières *pro forma* de l'exercice clos le 31 décembre 2012 présentées dans la Section 6.1.1.6 du Document de Référence 2012 de GDF SUEZ ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux qui ne contient pas d'observations et figurant en Section 6.1.2 du Document de Référence 2012 de GDF SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 22 mars 2013 sous le numéro D. 13-0206».

Courbevoie, le 23 mars 2015

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. Charles-Emmanuel Chosson et 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.

A

ANNEXE A – LEXIQUE

	PAGE		PAGE
UNITÉS DE MESURE ÉNERGÉTIQUES	388	SIGLES ET ACRONYMES	389
Table de conversion	388	GLOSSAIRE	391
Unités de mesure	388		

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)
Gm ³	Giga m ³ (1 milliard de mètres cubes)
GW	Gigawatt (1 milliard de watts)
GWh	Gigawattheure (1 million de kilowattheures)
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/h	Tonne par heure
T	Téra (mille milliards)
TWh	Térawattheure (1 milliard de kilowattheures)
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

SIGLES ET ACRONYMES

ACP	Autorité de Contrôle Prudentiel des établissements bancaires
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	<i>Enterprise Risk Management</i> (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 GDF SUEZ)
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
SO ₂	Dioxyde de soufre

SRV	<i>Shuttle Regasification Vehicle</i> (méthanier équipé de regazéificateurs embarqués qui peut se connecter à une bouée sous-marine, ce qui lui permet d'émettre le GNL regazéifié directement sur un réseau de gazoducs)
TMO	Taux Mensuel 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	Contrat par lequel un armateur (le fréteur) s'engage à mettre à disposition d'un tiers (l'affréteur) un navire moyennant le paiement d'une somme (le fret). Il existe plusieurs types de contrat d'affrètement : • affrètement coque nue : le navire est livré mais sans équipage, combustible, ni provisions de route ; • affrètement au voyage : l'armateur s'engage à transporter une cargaison d'un port à un autre port à un prix convenu ; • affrètement au temps : l'armateur met à la disposition de l'affréteur, pour une certaine période (pouvant aller jusqu'à 20 ans), un navire avec son équipage, moyennant un prix mensuel lié au tonnage.
Base d'Actifs Régulés (BAR)	La base d'actifs régulés est la valeur économique des actifs, reconnue par le régulateur, pour les actifs exploités par un opérateur d'infrastructures régulées.
Biogaz	Ensemble des gaz qui résultent de la fermentation des matières organiques (déchets, boues des stations d'épuration...) dans un milieu en raréfaction d'air, tels que le méthane et le dioxyde de carbone. Cette fermentation est le résultat d'une activité bactérienne, naturelle ou contrôlée. À ce titre, le biogaz entre dans la catégorie des énergies renouvelables.
Biomasse	Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.
Branchement	Ouvrage de transport assurant la liaison entre le réseau de transport et un ou des postes de livraison, et destiné exclusivement ou principalement à l'alimentation d'un client ou d'un réseau de distribution. Le branchement fait partie du réseau.
Canalisation de gaz	Conduite assurant le transport d'un gaz combustible.
Capacité de transport	Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.
Centrale à cycle combiné	Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbo-générateur.
Centrale thermique	Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.
Certified Emission Reduction (CER)	Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO ₂ , un CER équivalant alors à un quota.
Code Afep-Medef	Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées, dans sa version publiée par l'Afep-Medef en juin 2013
Cogénération	Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.
Commercialisateur	Vendeur d'énergie à des tiers (client final, distributeur, etc.).
Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz – Belgique (CREG)	Organisme autonome, investi d'une mission de conseil après des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, la CREG surveille et contrôle l'application des lois et réglementations. Un Conseil général, composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux, des organisations représentatives des travailleurs, des employeurs et des classes moyennes, des associations environnementales ainsi que des producteurs, des distributeurs et des consommateurs, supervise son fonctionnement.
Commission de Régulation de l'Énergie – France (CRE)	La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.
Dark spread	Marge brute d'une centrale à charbon, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le <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.
Distribution	Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.
Droits en nature des concédants	Le poste Droits en nature des concédants est un poste spécifique aux entreprises délégataires de services publics. Il est la contrepartie des immobilisations en concession inscrites à l'actif du bilan. Sa valorisation traduit l'obligation de remise gratuite au concédant au terme du contrat, des immobilisations affectées au service public concédé, de sorte que, au terme d'un contrat donné, la valeur du poste Droits en nature des concédants est égale à la valeur nette comptable des immobilisations devant être remises au concédant.
EBITDA at Risk	L' <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. 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%.
Électricité verte	L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.
Eco Management and Audit Scheme (EMAS)	Système de Management Environnemental et d'Audit, fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.
Exploration	Ensemble des méthodes mises en œuvre pour découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures.
Facility management	Ensemble des prestations de management des services et utilité complémentaires à la fourniture d'énergie d'un client industriel. Ces prestations sont relatives à la gestion de l'environnement du client : gardiennage, propreté et hygiène, conduite et maintenance des équipements techniques, maîtrise d'ouvrage déléguée pour les travaux, gestion des équipements de sécurité, standard et accueil...
Gaz à Effet de Serre (GES)	Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc. produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.
Gaz coussin	Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.
Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL)	Hydrocarbures légers gazeux dans les conditions normales de température et de pression et maintenus à l'état liquide en élevant la pression ou en abaissant la température.
Gaz Naturel Liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à – 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.
Gaz Naturel Véhicule (GNV)	Composé à 100% de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propreté.
Gaz utile	Gaz disponible à l'intérieur d'un stockage souterrain et susceptible d'être soutiré.
Hub gazier	Plate-forme d'échange (point de jonction d'un réseau de transport où arrive le gaz en provenance de plusieurs sources et qui offre la possibilité physique d'échanger des volumes de gaz entre ces sources et les marchés finaux).
Independent Power Producer (IPP)	Producteur d'électricité indépendant dont les activités ne sont pas régulées par l'État. Le classement des IPP est uniquement basé sur les projets développés en dehors du pays d'origine.
Industries électriques et gazières (IEG)	Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.
International Organization for Standardization (ISO)	Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).
ISO 14001	Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.
ISO 9001	Norme internationale qui définit des critères de qualité au sein des procédures de travail. Elle concerne la conception d'un produit, la maîtrise de l'outil de production et du procédé de fabrication ainsi que le contrôle qualité du produit final.
Liquéfaction du gaz naturel	Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.
Marché spot	Marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (à la journée ou jusqu'à trois ans).
Méthanier	Navire transportant dans ses soutes du gaz naturel liquéfié (GNL) refroidi à – 163 °C.

Modulation	Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).
Ouvrages de raccordement	Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.
Partenariat public-privé	Ce partenariat repose sur un contrat par lequel l'autorité publique confie certaines missions à un délégataire en lui fixant des objectifs. Les pouvoirs publics fixent les objectifs de service à l'opérateur privé tout en conservant la propriété du patrimoine et le pouvoir de régulation. Les collectivités locales ont de plus en plus recours à ce type de partenariat dans la gestion de leurs services de l'eau.
Point d'échange de gaz	Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.
Prestataire de Services d'Investissement (PSI)	Prestataire de Services d'Investissement dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse.
Réseau principal	Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui 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 <i>via</i> une turbine.
Stockage	Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.
Stockage souterrain	Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.
Stress test	Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.
Take-or-pay	Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.
Tête de puits	Ensemble de raccords, vannes, buses, manomètres, thermomètres, etc. installés à la sortie d'un puits de production.

Terminal méthanier	Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).
Tolling	Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz...) en électricité.
Total Shareholder Return (TSR)	Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.
Trading d'énergie	Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).
Transport	Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.
Value at Risk (VaR)	La Value at Risk est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading. À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1 %, soit 2 ou 3 fois par an.
Virtual Power Plant (VPP)	Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.
Zone d'équilibrage	Ensemble comprenant des points d'entrée, des points de livraison et un point d'échange de gaz au sein duquel l'expéditeur doit assurer un équilibrage.

ANNEXE B – TABLES DE CONCORDANCE

TABLEAU DE CONCORDANCE AVEC LE RÈGLEMENT CE N° 809/2004	PAGE 396	INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT DE GESTION	PAGE 402
INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES	399	INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT FINANCIER ANNUEL	404

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	385
1.1. Personnes responsables	7.4.1. Personne responsable du Document de Référence	385
1.2. Attestation des personnes responsables	7.4.2. Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	385
2. Contrôleurs légaux des comptes	7.5. Mandats des Commissaires aux comptes	386
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	188
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 2014)	225
8. Propriétés immobilières, usines et équipements		
8.1. Immobilisations corporelles importantes	1.4. Propriétés immobilières, usines et équipements	45
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	176
10. Trésorerie et capitaux	6.1.2. Trésorerie et capitaux	193
10.1. Capitaux propres	6.1.1.5. Autres postes de l'état de situation financière	189
10.2. Flux de trésorerie	6.1.1.4. Évolution de l'endettement net	187
10.3. Conditions d'emprunt et structure de financement	6.1.2.1. Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	193
	5.1.6. Titres non représentatifs du capital	165
	6.2. Comptes consolidés – Note 16 (Instruments financiers)	275
10.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2. Restriction à l'utilisation des capitaux	193
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	194

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
11. Recherche et développement, brevets et licences	1.5. Politique de l'innovation, recherche et 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	177
12.2. Tendances connues, incertitudes ou demandes, engagements ou événements raisonnablement susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.8. Perspectives	193
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
	4.3.1. Le Comité de Direction Générale	125
	4.3.2. Le Comité Exécutif	126
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	4.5. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	132
15.2. Montant provisionné aux fins du versement de pensions, retraites ou d'autres avantages	4.5.3. Provision de retraite	143
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	4.4.3. Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	132
16.3. Comité d'Audit et Comité de Rémunération	4.1.5. Les comités permanents du Conseil	114
16.4. Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.4.2. 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 de GDF SUEZ détenues par les Administrateurs en exercice au 31 décembre 2014	111
	4.5. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	132
17.3. Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.2.5. Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié	73
18. Principaux actionnaires		
18.1. Franchissements de seuils légaux	5.2.3. Franchissement des seuils légaux	173
18.2. Droits de vote	5.1.1. Capital social et droits de vote	158
18.3. Contrôle	5.2.2. Répartition du capital – évolution et profil de l'actionnariat	172
	5.2.4. Action spécifique	173
18.4. Accord relatif au changement de contrôle	5.2.4. Action spécifique	173
19. Opérations avec des apparentés	4.4. Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service	127
20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur		
20.1. Informations financières historiques	6.2. Comptes consolidés	195
	6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	327
	6.4. Comptes sociaux	329
	6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	376
20.2. Informations financières <i>pro forma</i>	N/A	

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	195
	6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	327
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	327
	6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	376
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	195
	6.4. Comptes sociaux	329
20.6. Informations financières intermédiaires et autres	N/A	
20.7. Politique de distribution de dividendes	5.2.5. Politique de distribution des dividendes	174
20.8. Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2. Comptes consolidés – Note 28 (Litiges et concurrence)	320
	2.3.3. Risques juridiques	60
	7.2. Litiges et arbitrages – concurrence et concentrations	383
20.9. Changement significatif de la situation financière ou commerciale	6.2. Comptes consolidés – Note 29 (Événements postérieurs à la clôture)	325
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	158
	5.1.2. Capital potentiel et titres donnant accès au capital	158
	5.1.3. Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	159
21.1.2. Actions non représentatives du capital	5.1.6. Titres non représentatifs du capital	165
21.1.3. Actions détenues par l'émetteur ou ses filiales	5.1.5. Rachat d'actions	164
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	173
21.1.7. Historique du capital social	5.1.4. Évolution du capital social au cours des 5 derniers exercices	162
21.2. Acte constitutif et statuts	7.1. Dispositions légales et statutaires particulières	378
21.2.1. Objet social	7.1.1. Objet social de l'Émetteur	378
21.2.2. Organes d'administration et de direction	7.1.2. Organes d'administration et de direction	378
21.2.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	7.1.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	381
21.2.4. Modification des droits des actionnaires	7.1.4. Modification des droits attachés aux actions	382
21.2.5. Assemblées Générales	7.1.5. Assemblées Générales	382
21.2.6. Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.2.4. Action spécifique	173
	7.1.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	381
21.2.7. Divulgaration des franchissements de seuil	7.1.6. Dispositions relatives à la divulgation des participations	382
21.2.8. Modification du capital	7.1.7. Modification du capital	383
22. Contrats importants	6.1.2. Trésorerie et capitaux	193
	6.2. Comptes consolidés – Note 5 (Principales variations de périmètre)	240
	6.2. Comptes consolidés – Note 29 (Événements postérieurs à la clôture)	325
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	384
25. Informations sur les participations	6.2. Comptes consolidés – Note 4 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	231

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 «Recruiting for development» 69
		3.2.7 Données sociales 76
	Les rémunérations et leur évolution	3.2 Informations sociales 69
		3.2.4 Épargne salariale 73
Organisation du travail		3.2.7 Données sociales 76
	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 Relations sociales 72
	Le bilan des accords collectifs	3.2.3 Relations sociales 72
	Les conditions de santé et de sécurité au travail	3.2.6 Politique de santé et de sécurité 74
Santé et sécurité	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
	Les politiques mises en œuvre en matière de formation	3.2.1.3 «Learning for Development» 70
Égalité de traitement	Le nombre total d'heures de formation	3.2.7 Données sociales 76
	Les mesures prises en faveur de l'égalité entre les femmes et les hommes	3.2.1 Les politiques de développement des ressources humaines 69
	Les mesures prises en faveur de l'emploi et de l'insertion des personnes handicapées	3.2.2 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, divers et solidaire 70
Promotion et respect des stipulations des conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail relatives	La politique de lutte contre les discriminations	3.2.7 Données sociales 76
	Au respect de la liberté d'association et du droit de négociation collective	3.2.3.2 Accords collectifs Groupe 72
		3.1 Éthique et compliance 68
	À l'élimination des discriminations en matière d'emploi et de profession	3.2.3.2 Accords collectifs Groupe 72
		3.1 Éthique et compliance 68

Éléments requis		Chapitre du Document de Référence	Page
	À l'élimination du travail forcé ou obligatoire	3.2.3.2 Accords collectifs Groupe	72
		3.1 Éthique et compliance	68
	À l'abolition effective du travail des enfants	3.2.3.2 Accords collectifs Groupe	72
		3.1 Éthique et compliance	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 19 (Provisions)	300
		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	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
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

Éléments requis		Chapitre du Document de Référence	Page
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	3.1.1 Politique éthique 3.1.3 Conformité éthique	68 68
Loyauté des pratiques	Les mesures prises en faveur de la santé et de la sécurité des consommateurs	3.1.1 Politique éthique	68
	Les autres actions engagées au titre du présent 3°, en faveur des droits de l'homme	3.1.1 Politique éthique	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 de GDF SUEZ au 31 décembre 2014 :

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	176
		Chapitre 6.2. Comptes consolidés	195
	Évolution prévisible et perspectives d'avenir	Chapitre 6.1.1.8. Perspectives	193
	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 29 (Événements postérieurs à la clôture)	325
	Activités en matière de recherche et de développement	Chapitre 1.5. Politique de l'innovation, recherche et développement	48
Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 14.2 (Information sur les frais de recherche et développement)		272	
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	177
		Chapitre 6.1.1.2. Évolution des activités du Groupe	179
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	176
		Chapitre 6.1.2.1. Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	193
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 17 (Risques liés aux instruments financiers)	285
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 6.1.1.7. Comptes sociaux	192
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 – évolution et profil de l'actionnariat	172
		Chapitre 5.2.4. Action spécifique	173
		Chapitre 5.2.3. Franchissements de seuil légal	173
	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 5 (Principales variations de périmètre)	240
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	375
L. 225-211 du Code de commerce	Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	Chapitre 5.1.5. Rachat d'actions	164
		Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 18 (Éléments sur capitaux propres)	297

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
L. 225-102 al. 1	État de la participation des salariés au capital social	Chapitre 5.2.2. Répartition du capital – évolution et profil de l'actionnariat	172
L. 225-180 du Code de commerce		Chapitre 3.2.5. Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié	73
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	159
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	174
L. 464-2 I al. 5 du Code de commerce	Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 28.2 (Concurrence et concentrations)	324
		Chapitre 2.3.3. Risques juridiques	60
		Chapitre 7.2. Litiges et arbitrages – concurrence et concentrations	383
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 4.5. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	132
		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	159
		Chapitre 5.2.2. Répartition du capital – évolution et profil de l'actionnariat	172
		Chapitre 5.2.4. Action spécifique	173
		Chapitre 5.2.3. Franchissements de seuil légal	173
		Chapitre 7.1. Dispositions légales et statutaires particulières	378
		Chapitre 3.2.5. Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié	73
R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	Chapitre 3.2 Informations sociales	69
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 au 31 décembre 2014	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 4.5. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	132
		Chapitre 4.5.1. Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	132
L. 225-185 al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution de stock-options, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'Administration a pris la décision : • soit d'interdire aux dirigeants de lever leurs options avant la cessation de leurs fonctions ; • soit de leur imposer de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions tout ou partie des actions issues d'options déjà exercées	Chapitre 4.5.5.1 Disponibilité des actions issues de levées de stock-options et des Actions de Performance	145

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
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 4.5.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2014	156
L. 225-197-1, II al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution d'actions gratuites, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'Administration a pris la décision : • soit d'interdire aux dirigeants de céder avant la cessation de leurs fonctions les actions qui leur ont été attribuées gratuitement ; • soit de fixer la quantité de ces actions qu'ils sont tenus de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions	Chapitre 4.5.5.1 Disponibilité des actions issues de levées de stock-options et des Actions de Performance	145
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	69

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	329
Comptes consolidés du Groupe	Chapitre 6.2. Comptes consolidés	195
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	385
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	Chapitre 6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	376
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	Chapitre 6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	327
Honoraires des Commissaires aux comptes	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 30 (Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux)	326
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 GDF SUEZ	Chapitre 4.2. 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 GDF SUEZ	124

Ce document a été réalisé par un imprimeur éco-responsable sur du papier d'origine certifiée. Il est disponible sur le site gdfsuez.com où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être consultées, téléchargées ou commandées.

Nos valeurs

exigence

engagement

audace

cohésion

GDF SUEZ

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
VAT FR 13 542 107 651

gdfsuez.com