

Document de Référence **2013**

incluant le rapport financier annuel

1	PRÉSENTATION DU GROUPE	3
1.1	Profil, organisation et stratégie du Groupe	4
1.2	Chiffres clés	9
1.3	Présentation des branches	14
1.4	Propriétés immobilières, usines et équipements	46
1.5	Politique de l'innovation, recherche et développement	49
2	FACTEURS DE RISQUE	53
2.1	Processus de gestion des risques	55
2.2	Risques liés à l'environnement externe	57
2.3	Risques opérationnels	61
2.4	Risques industriels	65
2.5	Risques financiers	67
3	INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES	71
3.1	Éthique et compliance	72
3.2	Informations sociales	73
3.3	Informations environnementales	87
3.4	Informations sociétales	96
3.5	Rapport des Commissaires aux comptes, désignés organismes tiers indépendants, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de gestion	99
4	GOVERNEMENT D'ENTREPRISE	103
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	104
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	129
4.3	Direction Générale	130
4.4	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service	132
4.5	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	139
5	INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT	159
5.1	Informations sur le capital social	160
5.2	Actionnariat	170
6	INFORMATIONS FINANCIÈRES	173
6.1	Examen de la situation financière	174
6.2	Comptes consolidés	195
6.3	Rapports des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	316
6.4	Comptes sociaux	319
6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	367
7	INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES	369
7.1	Dispositions légales et statutaires particulières	370
7.2	Litiges et arbitrages - Concurrence et concentrations	375
7.3	Documents accessibles au public	376
7.4	Responsables du Document de Référence	377
7.5	Mandats des Commissaires aux comptes	378
A	ANNEXE A - LEXIQUE	379
	Unités de mesure énergétiques	380
	Sigles et acronymes	382
	Glossaire	384
B	ANNEXE B - TABLES DE CONCORDANCE	389
	Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004	390
	Informations sociales, environnementales et sociétales	394
	Informations relatives au rapport de gestion	396
	Informations relatives au rapport financier annuel	399

Document de Référence 2013

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 2014 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 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 330 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 22 mars 2013 sous le numéro D.13-0206 ;
- ▶ relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2011 de GDF SUEZ : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 242 à 394 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2012 sous le numéro D.12-0197.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2013.

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 6.1.1.9 «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.



Le présent Document de Référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 20 mars 2014 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.

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 (anciennement dénommée Gaz de France), telle qu'elle résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France le 22 juillet 2008. 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 4

1.1.1	Présentation générale	4
1.1.2	Histoire et évolution de la Société	4
1.1.3	Organisation	5
1.1.4	Priorités stratégiques	6
1.1.5	Amélioration de la performance	7
1.1.6	Positions concurrentielles	8

1.2 CHIFFRES CLÉS 9

1.2.1	Indicateurs financiers	9
1.2.2	Indicateurs opérationnels	10
1.2.3	Indicateurs extra-financiers	13

1.3 PRÉSENTATION DES BRANCHES 14

1.3.1	Branche Énergie Europe	14
1.3.2	Branche Energy International	23
1.3.3	Branche Global Gaz & GNL	32
1.3.4	Branche Infrastructures	38
1.3.5	Branche Énergie Services	43

1.4 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS 46

1.5 POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT 49

1.5.1	L'innovation au cœur de la stratégie	49
1.5.2	Un réseau mondial de centres de recherche	50
1.5.3	Propriété intellectuelle	51

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 de type PPA, 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, prévoyant que l'État détient désormais plus du tiers du capital de la Société, 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.

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, soit sur une période de deux ans. 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.

Les lois spécifiques régissant GDF SUEZ sont notamment 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, 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.

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

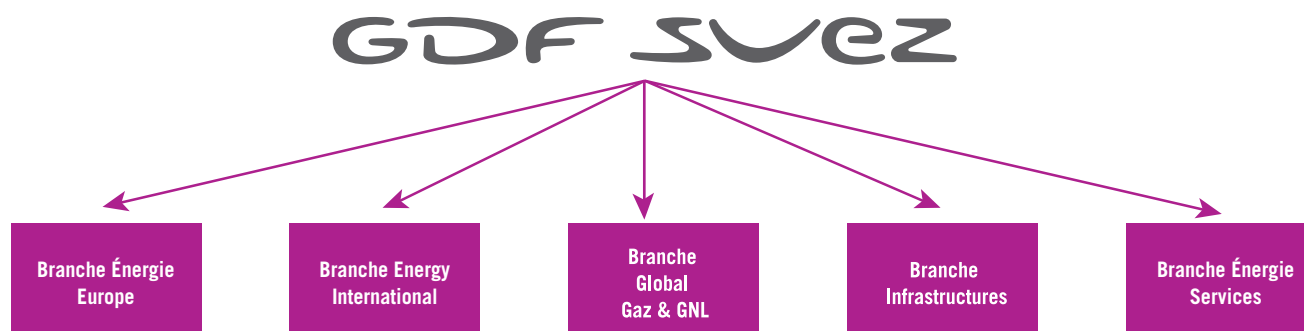
Au 31 décembre 2013, GDF SUEZ est organisé, sur le plan opérationnel, autour de cinq branches :

- 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 Europe ; 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⁽²⁾ ;

- 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 des services énergétiques.

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) Majoritairement en Hongrie et Roumanie.

(2) Ainsi que les activités associées aux actifs provenant d'International Power en Europe continentale.

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 2013. La liste des principales sociétés consolidées du Groupe figure au chapitre 6.2 «Comptes consolidés – Note n° 30 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2013)». La liste

des principales filiales et participations détenues directement par la Société figure au chapitre 6.4 «Comptes Sociaux – Note n° 27 (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 au chapitre 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 2011 et 2030 aura lieu hors OCDE selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE, World Energy Outlook 2013, scénario New Policies) ;
- ▶ en Europe, la transition énergétique a démarré dans de nombreux pays : la part des énergies renouvelables (hors hydraulique) dans le mix électrique progressera de 18% à 36% à l'horizon 2025 selon Capgemini (Observatoire européen des marchés de l'énergie), et les enjeux d'efficacité énergétique se développent ;
- ▶ l'énergie sera maîtrisée de plus en plus au niveau local, voire individuel (clients «consomm-acteurs») ;
- ▶ le gaz naturel voit son rôle renforcé au niveau mondial : ressources abondantes avec l'essor de la production de gaz de schiste (239 ans de réserve selon l'AIE) et une demande en forte hausse (+1,7% par an entre 2011 et 2030 selon l'AIE).

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, combinée avec des prix du gaz durablement élevés, a provoqué une crise prononcée de la production thermique : 130 GW ne couvrent pas leurs coûts fixes sur un parc total européen de 970 GW selon Capgemini. Par ailleurs, l'activité de stockage souterrain du gaz naturel subit également un contexte de marché défavorable, avec une baisse importante des réservations de capacité.

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 business (biogaz, smart energy, digitalisation...).

Les priorités stratégiques de GDF SUEZ se déclinent dans ses différentes activités.

En Europe, le Groupe doit s'adapter à la mutation profonde du secteur énergétique et renforcer la priorité donnée au client.

Le portefeuille d'approvisionnement en gaz du Groupe est en profonde restructuration, à travers notamment 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.

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 ces infrastructures à l'évolution de la demande ;
- ▶ 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 énergétique de référence de ses clients, entreprises, collectivités et particuliers, en s'appuyant sur l'accentuation du contenu technologique de ses métiers et sur une organisation orientée vers le client.

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.

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, et doubler son chiffre d'affaires hors d'Europe d'ici à 2019.

Pour implémenter cette stratégie, GDF SUEZ prévoit d'adapter son organisation en 2014, avec :

- la création d'une entité dédiée Électricité Thermique Europe (gaz, biomasse, charbon) au sein de la branche Énergie Europe (BEE) ;
- la création d'une entité dédiée Énergies Renouvelables Europe (éolien et solaire notamment) au sein de la BEE ;
- la réunion 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 business au niveau Groupe.

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 6.1.1.9 «Perspectives»).

Au sein de GDF SUEZ, la responsabilité environnementale et sociétale est fortement intégrée à l'élaboration de la stratégie de l'entreprise. Afin de contribuer pleinement à la création de valeur du Groupe, elle est abordée comme étant la combinaison :

- du *sustainable business* qui correspond 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 qui correspond à la gestion des risques des activités et des installations de GDF SUEZ liés à l'environnement, l'acceptabilité locale et internationale, la santé-sécurité, la gestion des ressources humaines, l'éthique et la gouvernance.

Grâce au développement de nouvelles solutions et de procédés plus adaptés aux enjeux de durabilité de la société en général, et à la gestion de plus en plus efficace et efficiente des processus extra-financiers, la responsabilité environnementale et sociétale contribue à la création de valeur de l'entreprise.

Pour assurer cette contribution à la création de valeur de GDF SUEZ, la politique de la responsabilité environnementale et sociétale du Groupe s'articule autour de trois axes :

- contribuer à / veiller à développer des solutions énergétiques qui permettent aux clients d'atteindre leurs propres objectifs de durabilité ;
- contribuer à / veiller à conduire les activités de GDF SUEZ de manière responsable ;
- contribuer à / veiller à construire des relations responsables avec les parties prenantes afin de créer de la valeur partagée.

1.1.5 Amélioration de la performance

En 2013, le Groupe a accéléré sa démarche d'amélioration continue de la performance. La démarche *Perform* 2015 a eu un impact brut positif de 1,0 milliard d'euros sur le compte de résultat grâce à des réductions de coûts OPEX et à la génération de marge supplémentaire. L'impact sur le résultat net récurrent part du Groupe s'est élevé à 400 millions d'euros. De plus, le programme *Perform* 2015 a généré 1,0 milliard d'euros de *cash* additionnel grâce à une optimisation des CAPEX et du besoin en fonds de roulement.

Perform 2015 a été lancé sur la période 2012-2015 pour supporter la stratégie du Groupe et améliorer de façon durable sa performance. Il vise à répondre aux défis auxquels le Groupe est confronté à court terme, notamment dans les pays européens, mais aussi à le transformer dans le moyen et long terme.

Le premier axe vise l'amélioration de l'efficacité opérationnelle et comprend des actions de réduction des coûts, d'augmentation des revenus et/ou de la marge brute et de génération de *cash* additionnel. Au vu des résultats supérieurs aux objectifs en 2013 et de l'environnement économique toujours dégradé en Europe, le Groupe a décidé d'augmenter de 800 millions d'euros la contribution

brute cumulée attendue à fin 2015. Ainsi, l'objectif brut au compte de résultat est porté à 3,3 milliards d'euros⁽¹⁾ et celui de génération de *cash* additionnel, grâce à l'optimisation des CAPEX et du besoin en fonds de roulement, à 1,2 milliards d'euros. L'initiative Achats est celle qui contribue le plus significativement avec en cible 2015, des gains à hauteur de 1,7 milliard d'euros⁽¹⁾, grâce notamment à une massification et une rationalisation de la demande. Les efforts de réduction des frais généraux se sont intensifiés en 2013, avec notamment la réorganisation du Siège et le regroupement de lieux de travail parisiens à la Défense. L'optimisation des modes de travail et la simplification organisationnelle, notamment avec l'initiation d'un projet de mise en place d'une direction des Services Partagés pour les fonctions support, vont se poursuivre.

Le deuxième axe porte sur le renforcement de la flexibilité financière. En 2013, le Groupe a ramené sa dette à un niveau inférieur à 30 milliards d'euros avec un an d'avance sur l'objectif.

L'ensemble des transactions annoncées en 2013 dans le cadre du programme d'optimisation d'actifs représente une réduction de la dette nette du Groupe d'environ 5 milliards d'euros.

(1) Hors SUEZ Environnement.

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.

GDF SUEZ a été classé 2^e *utility* cotée au monde dans le classement annuel 2013 publié par le magazine Forbes des 2 000 plus grandes entreprises mondiales cotées (95^e place du classement général, 6^e place des entreprises françaises).

- ▶ en Europe, GDF SUEZ est le 2^e acheteur de gaz naturel, disposant d'une capacité unique à approvisionner des clients dans 13 pays. Dans le GNL, GDF SUEZ est un acteur mondial : 1^{er} importateur en Europe et aux États-Unis, 3^e importateur⁽¹⁾ dans le monde. Il est aussi un acteur de taille significative en exploration-production (3^e énergéticien européen) ;
- ▶ 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 ;

- ▶ le rapprochement de GDF SUEZ et d'International Power a donné naissance au leader mondial des IPP (*Independent Power Producers*). Cette opération renforce également, à l'international, ses positions de 1^{er} producteur développeur dans les pays du Golfe, 1^{er} producteur indépendant d'électricité au Brésil, en Thaïlande et au Panama, 2^e au Pérou, 3^e au Chili. En électricité, le Groupe est le 5^e producteur⁽¹⁾ et le 5^e commercialisateur⁽¹⁾ en Europe.

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

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

Le Groupe est également le leader européen des services à l'énergie B2B : la branche Énergie Services a la position de numéro 1 en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie. 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 dans des pays plus éloignés tels que ceux de l'Europe centrale, l'Asie, l'Amérique Latine et le Canada.

(1) Source: Analyses internes GDF SUEZ, données 2012.

(2) Source: RTE, 2013.

(3) Source: étude IHS EER June 2013 (data 2012).

(4) Source: CREG, données 2012.

1.2 CHIFFRES CLÉS

1.2.1 Indicateurs financiers

En millions d'euros	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	GDF SUEZ 2011	GDF SUEZ 2012 publié	GDF SUEZ 2012 pro forma ^(a)	GDF SUEZ 2013 pro forma ^(a)	GDF SUEZ 2013
1. Chiffre d'affaires	79 908	84 478	90 673	97 038	81 960	81 278	89 300
dont réalisé hors de France	49 184	52 976	59 517	61 124	51 473	49 225	54 331
2. Résultat							
• EBITDA	14 012	15 086	16 525	17 026	14 600	13 419	14 775
• Résultat opérationnel courant	8 347	8 795	8 978	9 520	8 399	7 241	7 828
• Résultat net part du Groupe ^(b)	4 477	4 616	4 003	1 544	1 544	(9 737)	(9 289)
• Résultat net récurrent part du Groupe ^{(b)(c)}	N/A	N/A	3 455	3 825	3 825	3 440	3 440
3. Flux de trésorerie							
Flux issus des activités opérationnelles	13 628	12 332	13 838	13 607	11 368	11 357	12 024
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	13 016	14 736	16 117	16 612	14 591	13 307	14 313
Flux issus de l'investissement	(8 178)	(7 783)	(7 905)	(8 451)	(7 142)	(4 865)	(5 611)
Flux issus du financement	(4 282)	(3 683)	(2 496)	(8 322)	(7 085)	(6 986)	(6 982)
4. Bilan							
Capitaux propres part du Groupe ^{(b)(d)}	60 194	62 114	62 930	59 834	60 303	47 955	47 955
Capitaux propres totaux ^{(b)(d)}	65 436	70 627	80 270	71 303	66 372	53 490	53 490
Total bilan ^{(b)(d)}	171 198	184 430	213 410	205 448	181 006	159 611	159 611
5. Données par action (en euros)							
• Nombre moyen d'actions en circulation ^(e)	2 188 876 878	2 187 521 489	2 221 040 910	2 271 233 422	2 271 233 422	2 359 111 490	2 359 111 490
• Nombre d'actions à la clôture	2 260 976 267	2 250 295 757	2 252 636 208	2 412 824 089	2 412 824 089	2 412 824 089	2 412 824 089
• Résultat net par action ^{(b)(e)}	2,05	2,11	1,80	0,68	0,68	(4,13)	(3,94)
• Dividende distribué ^(f)	1,47	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
6. Effectifs moyens totaux	242 714	236 116	240 303	236 156	236 156	223 012	223 012
• Sociétés en intégration globale	201 971	213 987	218 905	219 253	139 434	138 841	178 577
• Sociétés en intégration proportionnelle	35 294	16 943	17 610	12 477	12 477	3 431	3 431
• Sociétés mises en équivalence	5 449	5 186	3 788	4 426	84 245	80 740	41 004

(a) Comptes retraités pour présenter SUEZ Environnement comme si elle était consolidée par mise en équivalence à compter du 1^{er} janvier 2012.

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

(c) Indicateur financier utilisé par le Groupe dans ses comptes consolidés depuis le 31 décembre 2012 (voir Note 8 du chapitre 6.2 «Comptes consolidés»). La donnée 2011 a été calculée pour comparaison.

(d) Données au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 retraitées ; voir Note 1.2. du chapitre 6.2 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2011.

(e) Le résultat par action est 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.

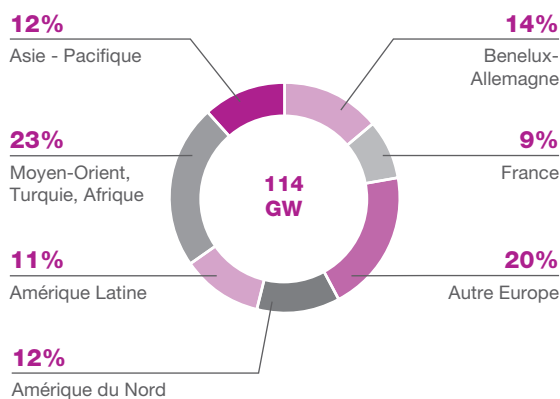
(f) Dividende 2013 : proposé y compris l'acompte de 0,83 euro payé en novembre 2013.

1.2.2 Indicateurs opérationnels

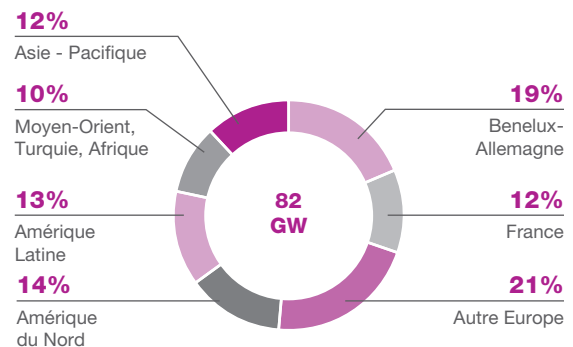
1.2.2.1 Production d'électricité

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 2013, calculée à 100%, atteint 114 GW⁽¹⁾ et calculée en quote-part 82 GW⁽²⁾.

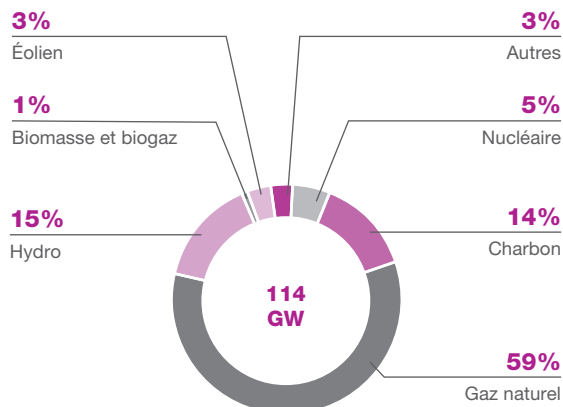
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR ZONE (À 100%)



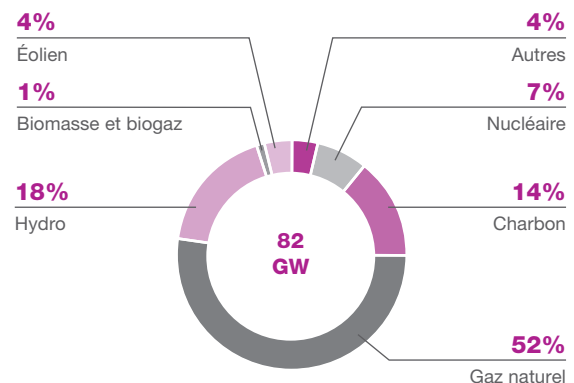
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR ZONE (QUOTE-PART)



RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR FILIÈRE (À 100%)



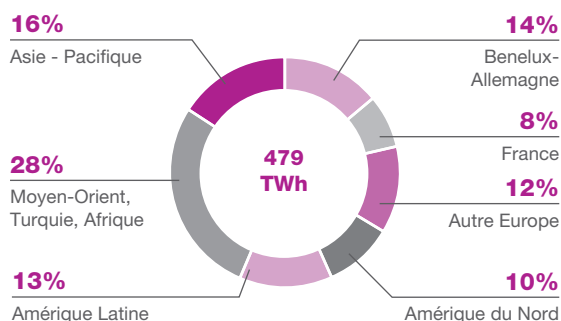
RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR FILIÈRE (QUOTE-PART)



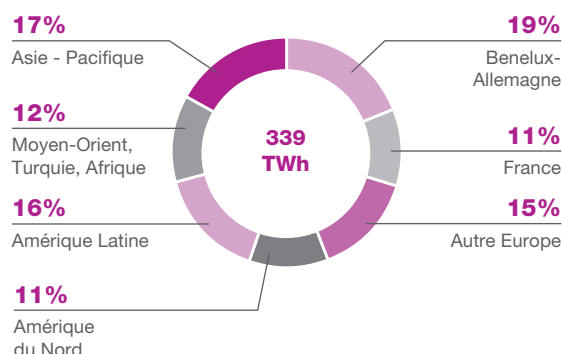
(1) Le calcul à 100% prend en compte l'intégralité des capacités des actifs de GDF SUEZ, quels que soient le taux réel de détention et la méthode de consolidation, sauf cas particulier des droits de tirage, ajoutés lorsque le Groupe en est détenteur et déduits lorsqu'ils sont octroyés par le Groupe à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

(2) Le calcul par 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.

PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR ZONE (À 100%)

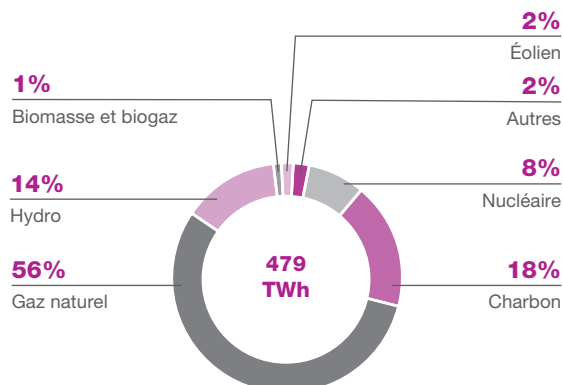


PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR ZONE (QUOTE-PART)

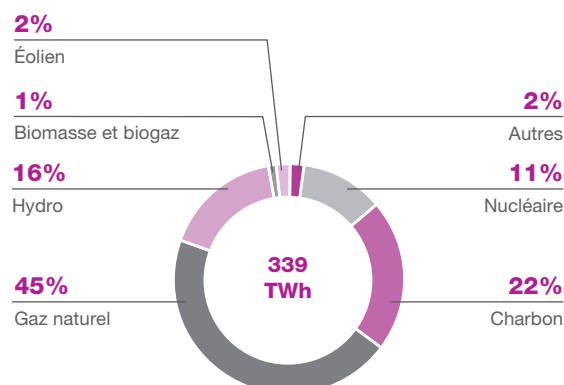


En 2013, le Groupe a produit, calculé à 100%, 479 TWh, et, calculé en quote-part, 339 TWh.

PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR FILIÈRE (À 100%)



PRODUCTION ÉLECTRIQUE PAR FILIÈRE (QUOTE-PART)



La puissance cumulée des projets du Groupe en cours de construction (calculée à 100%) atteint 10 GW au 31 décembre 2013, dont 24% à partir de gaz naturel.

Dans un contexte de marché défavorable en Europe, le Groupe optimise en continu son portefeuille d'actifs. Avec une part significative des 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 341 kg de CO₂eq./MWh en 2012 en Europe et se situe juste en dessous de la moyenne européenne évaluée par PricewaterhouseCoopers (PwC) à 350 kg de CO₂eq./MWh.

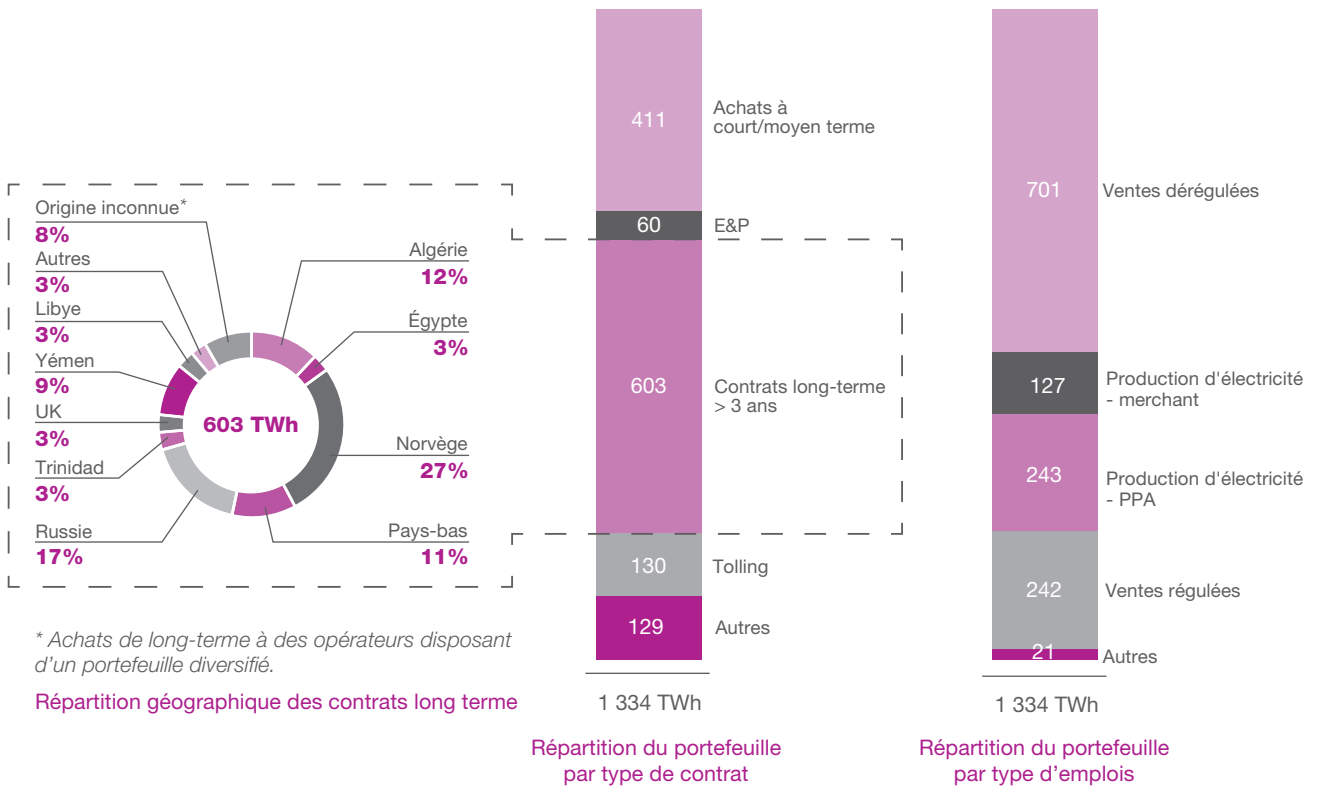
Le taux d'émission de GDF SUEZ est toutefois en légère hausse par rapport à l'année 2011 (337 kg de CO₂eq./MWh), ce qui reflète l'intégration en 2012 des actifs d'International Power en année pleine, dont le parc européen était en moyenne plus émetteur de CO₂ que celui de GDF SUEZ. Au niveau mondial, le taux d'émission du parc de production du Groupe évalué en 2012 était de 443 kg de CO₂eq./MWh.

1.2.2.2 Bilan emplois-ressources gaz

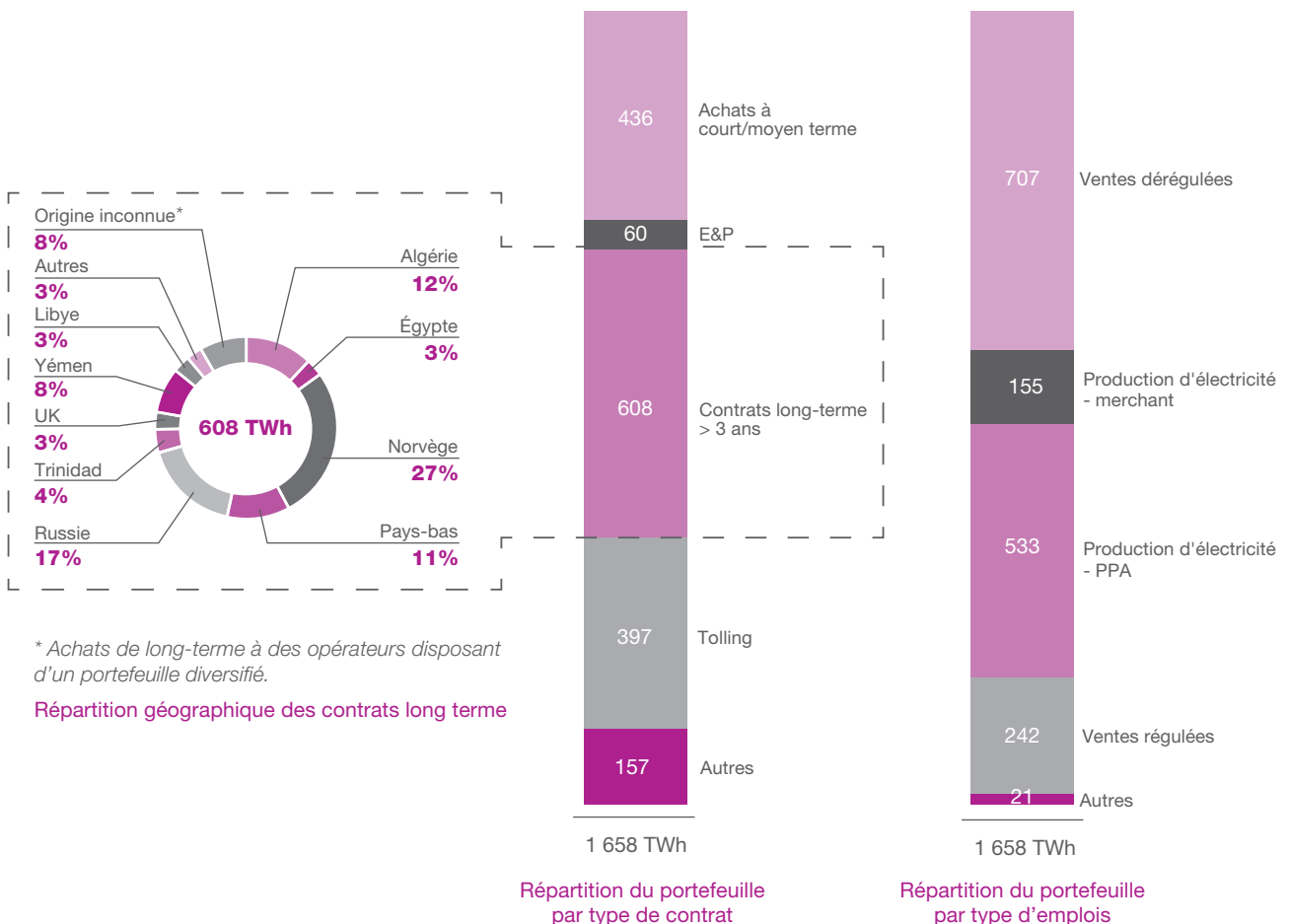
L'approvisionnement en gaz naturel du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille de contrats long terme parmi les plus diversifiés d'Europe, en provenance de plus d'une dizaine de pays. Ces contrats offrent à GDF SUEZ la visibilité nécessaire pour assurer son développement et la sécurité 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 1 334 TWh (calculé en quote part) soit environ 120 milliards de m³, est l'un des plus diversifiés d'Europe. Environ 14% du portefeuille est constitué de GNL ; pour le portefeuille de contrats long terme, la part du GNL s'élève à 29%.

RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE (CALCULÉ EN QUOTE-PART)



RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE (CALCULÉ À 100%)



1.2.3 Indicateurs extra-financiers

La performance extra-financière du Groupe se base sur l'établissement d'objectifs datés et chiffrés et sur une évaluation globale organisée autour de différents moyens de suivi (haut niveau de gouvernance, *reporting*, tableau de bord, revues de performance, indices 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) s'est fixé en matière de développement durable un périmètre ambitieux couvrant les politiques engagées, les perspectives et les plans d'actions. Le Comité de Direction Générale et le Comité Exécutif (voir chapitre 4. Gouvernance d'entreprise) statuent sur les orientations du Groupe en matière de développement durable. Le Comité de Pilotage 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 développement durable majeurs (lutte contre le changement climatique, responsabilité sociétale...). Dans ses projets d'investissement, le Groupe intègre l'analyse de l'aspect développement durable par l'utilisation de 10 critères relatifs à l'éthique, les émissions de CO₂, l'impact social, les ressources humaines, la gestion environnementale des écosystèmes, la coopération avec les parties prenantes les achats locaux ainsi que la santé et la sécurité.

Le tableau de bord développement durable constitue l'outil de mesure du degré d'application de la politique développement durable. Il est composé d'indicateurs qui assurent un équilibre en termes de couverture des trois axes de cette politique (voir Section 1.1.4 «Priorités stratégiques»). Annuellement, le tableau de bord est présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable⁽²⁾, et au Comité Exécutif 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.

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.

GDF SUEZ a formalisé ses engagements de développement durable notamment grâce à la publication d'objectifs datés et chiffrés en 2011 suivants :

- ▶ 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 6 en 2015 ;
- ▶ mixité : quatre objectifs d'ici à 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.

GDF SUEZ a décidé de se fixer un objectif de réduction du taux d'émission spécifique de CO₂⁽³⁾ de 10% pour l'ensemble de son parc de production mondial d'électricité et de chaleur associée entre 2012 et 2020.

En 2013, la place boursière NYSE Euronext et l'agence de notation extra-financière Vigéo ont créé six indices boursiers (World 120, Eurozone 120, Europe 120, France 20, UK 20 et USA 20), rassemblant les entreprises les mieux notées pour leur performance extra-financière, parmi les plus importantes capitalisations. Dès leur création, GDF SUEZ a intégré les quatre indices qui le concernent (Euronext Vigéo World 120, Euronext Vigéo Eurozone 120, Euronext Vigéo Europe 120, Euronext Vigéo France 20).

De plus, GDF SUEZ a été noté C+ par Oekom en 2011.

GDF SUEZ répond chaque année au questionnaire du Carbon Disclosure Project (CDP). En 2013, le Groupe a obtenu une note de 95 sur 100 pour la partie qualité et transparence de son reporting (en progression de 3 points) et une note B pour la partie performance (échelle de A à E, A étant la meilleure note). Le score obtenu a permis au Groupe d'intégrer le CDP France Climate Disclosure Leadership Index.

(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).

(2) Composé des représentants de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale, des responsables et des équipes Responsabilité Environnementale et Sociétale des branches, BU et filiales ainsi que des Directions fonctionnelles et filières (achats, ressources humaines, santé-sécurité, communication, affaires internationales, recherche et développement, délégations régionales France, etc.).

(3) Ratio des émissions rapportées à la production d'électricité et d'énergie associée.

1.3 PRÉSENTATION DES BRANCHES

1.3.1 Branche Énergie Europe

1.3.1.1 Mission

La branche GDF SUEZ 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 GW de capacité en opération et 1,6 GW en construction. Avec une présence industrielle dans 12 pays et une présence commerciale dans 14 pays^{(2) (3)}, GDF SUEZ Énergie Europe est au service de 22 millions de clients – comprenant l'industrie, le secteur tertiaire (entreprises commerciales et publiques) et des clients résidentiels.

1.3.1.2 Stratégie

La branche GDF SUEZ Énergie Europe a été créée pour disposer d'une organisation adaptée aux activités européennes du Groupe. Elle intervient aujourd'hui 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 :

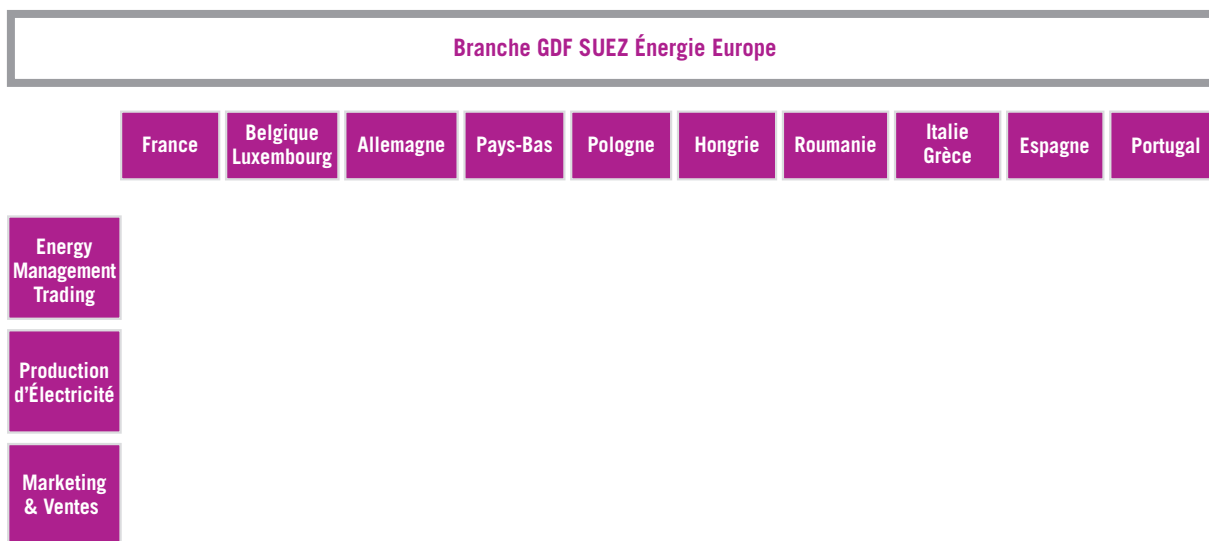
- conserver un mix énergétique diversifié ;
- se concentrer sur l'excellence opérationnelle et la réduction des coûts dans tous les métiers : restructuration accélérée de la flotte thermique, maximisation de la valeur au travers des activités de gestion d'énergie et trading, dont la renégociation dynamique du portefeuille d'approvisionnement gaz, adaptation adéquate des offres clients ;
- se développer dans les énergies renouvelables, les services liés à la transition énergétique et de nouvelles activités au travers du développement de l'innovation.

(1) Hors actifs de la branche Energy International en Europe continentale et hors infrastructures relevant de la branche Infrastructures.

(2) Au 31 décembre 2013, GDF SUEZ était auparavant implanté en Slovaquie au travers de SPP (cession finalisée le 23 janvier 2013); le Groupe ne conserve qu'une participation minoritaire dans Pozagas.

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

1.3.1.3 Organisation



La branche GDF SUEZ Énergie Europe est organisée selon une structure matricielle, pour combiner l'expérience et la connaissance des marchés des différents pays européens avec les leviers de synergie que représentent les trois métiers de la branche.

Rôle des métiers

Le métier Energy Management Trading (EMT) est en charge de l'optimisation des actifs du groupe GDF SUEZ en Europe continentale. Le rôle d'EMT est d'assurer des approvisionnements compétitifs tout en optimisant la valeur créée, dans un cadre de risque harmonisé. Les équipes d'EMT négocient les contrats d'approvisionnement en gaz naturel, optimisent les actifs (centrales électriques, contrats gaz à long terme, Virtual Power Plants, capacité de transport, stockage, capacités de regazéification, etc.) 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 du Groupe, au travers notamment de ses activités de *trading* et de sa présence sur les principales places de marché de l'énergie en Europe.

Le métier Production d'Électricité (Generation) comprend la construction, l'exploitation et la maintenance des centrales électriques

du Groupe en Europe, toutes sources d'énergies confondues (thermique, nucléaire et énergies renouvelables). Il coordonne les équipes locales de production en mettant en place des politiques transverses de gestion, de contrôle et de gouvernance. Le métier définit des orientations stratégiques permettant d'accroître les synergies transverses et de faciliter la mutualisation des ressources. Il assure aussi un support technique au *Business Development*.

Le métier Marketing et Ventes (Marketing & Sales – M&S) couvre la fourniture de gaz et d'électricité et les services associés sur l'ensemble des segments de clientèle (des particuliers aux Grands Comptes industriels). Il est aussi responsable d'activités d'infrastructure : distribution, transport ou stockage de gaz, principalement en Hongrie et en Roumanie. La fonction transverse du métier consiste à accompagner le développement commercial dans le cadre de la transition énergétique en Europe, à accroître les mutualisations et synergies entre pays pour répondre de manière plus efficiente aux besoins des clients. La branche Énergie Europe a choisi une approche transverse pour répondre aux besoins des Grands Comptes industriels paneuropéens et nationaux, et contribuer à leurs performances économiques. Aussi, la marque GDF SUEZ Global Energy propose des solutions sur-mesure, multi-énergies et multi-sites, innovantes en matière de prix, de gestion des risques et d'optimisation énergétique.

Afin d'accélérer la transformation du Groupe, plusieurs projets, nécessitant pour certains des modifications d'organisation, ont été lancés au 1^{er} janvier 2014 (voir chapitre 1.1 Profil, organisation et stratégie du Groupe).

1.3.1.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2013	2012	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	43 479	44 418	-2,1%
EBITDA	3 415	4 180	-18,3%

Capacités installées par fuel (en MW) – données à 100%	CWE ⁽¹⁾	Autre Europe
Charbon	1 322	2 494
Gaz naturel	8 891	10 646
Hydro	5 285	106
Éolien	1 653	980
Autres renouvelables	540	360
Autres non renouvelables	757	0
Nucléaire (y compris droits de tirage)	5 946	0
TOTAL	24 393	14 587

Capacités électriques par pays (en MW) – données à 100%	Capacités installées	Capacités en construction
Central Western Europe ⁽¹⁾	24 393	1 562
Autre Europe	14 587	70
TOTAL	38 980	1 632

Production d'électricité (en TWh) – données à 100%	CWE ⁽¹⁾	Autre Europe
Charbon	8,2	11,9
Gaz naturel	24,8	17,6
Hydro	21,0	0,3
Éolien	3,0	2,2
Autres renouvelables	1,9	1,6
Autres non renouvelables	2,5	0
Nucléaire (y compris droits de tirage)	38,8	0
TOTAL	100,1	33,6

Ventes aux clients finaux (en TWh) – consolidation comptable	Électricité	Gaz
France	23,5	275,0
Belgique	42,8	56,8
Reste de l'Europe	29,7	129,2
TOTAL	96,0	460,9

Y compris Global Energy : électricité 31,7 TWh & gaz 125,8 TWh

Nombre de contrats (en milliers) – données à 100%	Électricité	Gaz	Services
France	1 938	9 369	1 458
Belgique	2 568	1 338	61
Reste de l'Europe	928	3 570	640
TOTAL	5 433	14 277	2 159

Répartition du portefeuille d'approvisionnement gaz de la branche⁽²⁾ (en TWh)

Contrats long terme avec les tiers	416
Achats auprès de la BU GNL	62
Achats auprès de la BU Exploration-Production	7
Achats de court terme	262
TOTAL	747

Toutes les informations reflètent la situation au 31 décembre 2013.

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

(2) Sauf GDF SUEZ Trading.

À fin 2013, les effectifs de la branche Énergie Europe étaient de 26 015 personnes.

1.3.1.5 Faits marquants 2013

► Dans le métier *Energy Management Trading* :

- Janvier : nouvelle organisation du métier EMT.
- Septembre : signature avec le consortium Shah Deniz d'un contrat d'approvisionnement long terme en gaz naturel provenant d'Azerbaïdjan pour des volumes de 2,6 Gm³/an à compter de 2019.

► Dans le métier *Production d'Électricité* :

- Janvier – France : regroupement des filiales énergies renouvelables détenues à 100% par GDF SUEZ (Erelia, Eole Génération et GDF SUEZ ENR Opérations) au sein d'une nouvelle structure dédiée, Futures Energies SARL, en charge du développement, de la construction, de l'opération et la maintenance des parcs éoliens.
- Juin – Belgique : redémarrage de Doel 3 et Tihange 2, suite à l'autorisation de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire.
- Août – Portugal : signature d'un partenariat stratégique avec le Japonais Marubeni à travers la vente d'une participation de 50% du portefeuille d'actifs de production d'électricité thermique et renouvelable (3 108 MW).
- Décembre – France : signature d'un partenariat stratégique dans l'éolien terrestre avec Crédit Agricole Assurances via sa filiale Predica, qui entre à hauteur de 50% au capital de Futures Énergies Investissement Holding (FEIH)⁽¹⁾.

- En 2013, GDF SUEZ a fermé ou mis sous cocon les unités suivantes : Awirs 5 (294 MW, Belgique), Ruien 5-6-7 (627 MW, Belgique), Flevo (119 MW, Pays Bas), Cycfos PL1 et PL2 (490 MW, France), Montoir (435 MW, France), Combigoïfe (435 MW, France), Barmen (82 MW, Allemagne).
- En 2013, GDF SUEZ a mis en service 159 MW de capacités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

► Dans le métier *Marketing & Ventes* :

- Janvier – Belgique : baisse de l'ensemble des prix du gaz et de l'électricité pour tous les clients d'Electrabel en Belgique.
- Janvier – France : regroupement des activités d'Ecometering et de Smart Energy Services en France sous la bannière «Ecometering Smart Energy Solutions», proposant des solutions pour aider les clients à maîtriser et optimiser leurs dépenses d'énergie.
- Lancement des offres «Dolcenergies», dont l'offre 100% web «e-Dolce», et d'une campagne de communication rappelant la qualité et la compétitivité des offres commerciales en gaz naturel et en électricité en France.

► Changement de périmètre :

- Janvier – Slovaquie : cession de la participation de 24,5% de GDF SUEZ dans la société gazière slovaque SPP.

(1) Holding de détention des parts de Futures Énergies SARL. L'opération demeure soumise aux conditions usuelles de ce type d'opération et devrait se réaliser au deuxième trimestre de 2014.

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 des actifs (physiques et contractuels) et d'apporter un appui aux activités commerciales du Groupe en Europe.

Une nouvelle organisation a été mise en place le 1^{er} janvier 2013 autour de quatre entités : Portfolio & Risk Management (PRM), Optimization & Prompt (O&P), Origination & Sales Support (OSS) et Trading. Ces activités sont en partie réalisées au sein d'une filiale dédiée : GDF SUEZ Trading (GST).

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, contrats d'approvisionnement ou de fourniture de gaz ou d'électricité, capacités de transport, droits de stockage, etc.

PRM développe une vision intégrée et pluriannuelle de ces actifs et définit les stratégies de réduction des risques 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 en assurant la capacité à faire face aux aléas de production, d'approvisionnement et de consommation.

En particulier, 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 assure également 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 d'une part de la fourniture d'énergie aux entités commerciales du métier Marketing et Ventes et d'autre part des relations commerciales avec les contreparties (hors contreparties de marché), notamment les fournisseurs de gaz.

Contrats gaz à long terme

OSS achète, dans le cadre de contrats long terme, du gaz naturel auprès des principaux fournisseurs de l'Europe (Statoil, Gazprom, Sonatrach, Gas Terra...). 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 de *take-or-pay*, par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non (sauf en cas de défaut du vendeur ou de force majeure). La plupart des contrats prévoient aussi des clauses de flexibilité qui permettent de reporter sur une période ultérieure les éventuelles livraisons des volumes payés mais non enlevés (*make-up*) ou de déduire dans une certaine limite de l'obligation de *take-or-pay* des volumes enlevés au cours des années précédentes au-delà des volumes minimaux applicables à ces années (*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 2013, EMT a poursuivi la renégociation des contrats avec ses principaux fournisseurs afin d'adapter ces contrats aux nouvelles conditions de marché. Au 31 décembre 2013, près de 50% des volumes du portefeuille de contrats long terme en Europe étaient indexés sur les références au prix du gaz vendu sur les places de marché. Seule une part minoritaire des volumes sous contrat restent soumis à des formules de prix uniquement indexées sur le pétrole ou les produits pétroliers.

Enfin, en 2013, un nouveau contrat a été signé avec le consortium de Shah Deniz portant sur la livraison en Italie de gaz en provenance d'Azerbaïdjan pour 25 ans à compter de 2019.

Appui au métier Marketing & Ventes

OSS développe avec le métier Marketing & Ventes des solutions d'ingénierie de prix (*risk management*) qui sont intégrées dans les contrats de fourniture d'énergie aux clients du Groupe.

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 du Groupe à l'ensemble des marchés organisés relatifs à l'énergie : électricité et gaz, pétrole et produits pétroliers, change, CO₂, charbon, etc.

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)

Les activités de marché de O&P, OSS et Trading sont effectuées par GDF SUEZ Trading, filiale disposant d'un statut de «Prestataire de Services d'Investissement» détenue à 100% par le Groupe. À ce titre elle est supervisée par les autorités bancaires et financières.

Un dispositif de contrôle des risques spécialisé et dédié

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 de GST, 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 réalisées par GDF SUEZ Trading s'inscrit dans ce dispositif et répond en outre à toutes les exigences réglementaires liées au statut régulé de GDF SUEZ Trading. A titre d'exemple et conformément à la réglementation Bâle II, GDF SUEZ Trading suit les besoins en fonds propres sur une base quotidienne et les reporte auprès de l'ACP.

France

GDF SUEZ Énergie France est solidement implanté sur le territoire français où il exploite un large portefeuille d'activités : production d'électricité, commercialisation de gaz naturel et d'électricité, services énergétiques pour l'habitat.

La capacité installée de GDF SUEZ en France atteint 8 555 MW (droits de tirage nucléaire compris), pour une production de 33 468 GWh d'électricité en 2013. Avec une part significative de capacités de production électrique d'origine renouvelable, le parc de production de GDF SUEZ Énergie France est faiblement émetteur de CO₂ (70% des capacités⁽¹⁾ n'affichant aucune émission). Dans un contexte de marché défavorable et dans le cadre de l'optimisation continue de son portefeuille d'actifs, le Groupe a annoncé en avril 2013 la mise sous cocon estivale ou annuelle de trois cycles combinés gaz en France (Montoir de Bretagne, Combigo et Cycofos).

Le Groupe poursuit son développement dans les énergies renouvelables. En 2013, GDF SUEZ Énergie France a augmenté sa capacité de 85 MW, grâce notamment au raccordement de parcs éoliens (51 MW) et de centrales solaires photovoltaïques (34 MWc). GDF SUEZ a signé en décembre 2013 un partenariat stratégique avec Crédit Agricole Assurances, qui entre, via sa filiale Predica, à hauteur de 50% au capital de Futures Energies Investissement Holding (FEIH). Cette transaction doit permettre de concilier les objectifs de développement des actifs éoliens de FEIH et d'optimisation de sa structure financière. Après ses succès à l'appel d'offres solaire 2012 (10 projets remportés, 84,3 MWc), GDF SUEZ Énergie France s'est porté candidat, avec ses filiales, à l'appel d'offres solaire photovoltaïque 2013. Dans le domaine des énergies marines renouvelables, le Groupe a déposé des projets pour les deux zones du deuxième appel d'offres éolien off-shore (500 MW chacune), avec EDPR, Neoen Marine et AREVA en tant que fournisseur des turbines.

GDF SUEZ se positionne également dans l'hydrolien, et a conclu en 2013 des partenariats avec Voith et Alstom à cet effet.

Dans les activités commerciales, GDF SUEZ demeure leader de la vente de gaz en France (275,0 TWh vendus en 2013) malgré une concurrence intense, notamment en B2B. Sur le marché français de l'électricité, le Groupe confirme son avance sur les autres fournisseurs alternatifs (23,5 TWh vendus en 2013), et a encore accéléré son développement en 2013, notamment auprès des clients résidentiels (1,7 million de clients à fin 2013). GDF SUEZ Énergie France 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 1,5 million de contrats).

Pour mieux répondre aux besoins des clients résidentiels et consolider son positionnement de référent de l'efficacité énergétique, le Groupe a lancé une nouvelle gamme d'offres GDF SUEZ Dolce Vita au printemps 2013, compétitive, simple et adaptée à la diversité des attentes des consommateurs. GDF SUEZ a également renforcé son positionnement dans le domaine des solutions d'efficacité énergétique pour l'habitat en développant son nouveau réseau de franchise Home Performance. Enfin, GDF SUEZ répond aux besoins émergents de ses clients B2B en leur proposant de nouvelles offres (biométhane, GNL porté).

Cadre réglementaire

Régulation des tarifs réglementés

64% des ventes de gaz de GDF SUEZ Énergie France 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 (8,5 millions de clients⁽²⁾ ; 173,8 TWh vendus en 2013) ;
- 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 (476 clients⁽²⁾ ; 4,8 TWh vendus en 2013).

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. Cette mesure de suppression concerne environ 171 000 clients (58 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. Le décret du 16 mai 2013 assure une

(1) Hors droits de tirage nucléaires.

(2) En moyenne annuelle.

plus grande visibilité des évolutions tarifaires, renforce la sécurité juridique des mouvements et clarifie les rôles respectifs de l'État, de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et de GDF SUEZ. 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.

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.

Les évolutions des tarifs reflètent le résultat des accords conclus ou en cours de conclusion avec les fournisseurs sur les contrats long terme alimentant le marché français. Ainsi, la formule tarifaire depuis le 1^{er} juillet 2013 est indexée à 46% 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.

Préalablement à la modification du régime tarifaire (cf. *supra*), les décisions du Conseil d'État du 10 juillet 2012 et du 30 janvier 2013 ont annulé les gels tarifaires (ou les augmentations tarifaires insuffisantes) qui avaient été décidés par le gouvernement pour le 2^{ème} semestre 2011 et le 2^{ème} semestre 2012. Ces décisions ont conduit le gouvernement à prendre des arrêtés de rectification des barèmes ainsi annulés sur la base desquels GDF SUEZ procède actuellement à des facturations rétroactives qui ont été étalées de manière à en limiter l'impact sur ses clients.

À la suite de plusieurs recours de l'Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie (ANODE), le Conseil d'État a annulé, le 2 octobre 2013 et le 30 décembre 2013, les arrêtés du 22 décembre 2011, du 21 décembre 2012 et les deux arrêtés du 15 avril 2013 au motif que ces arrêtés portant sur l'ensemble de l'année 2012 et le premier semestre 2013 laissaient subsister des différences de prix entre consommateurs, i.e. entre les tarifs applicables aux locaux à usage d'habitation et aux locaux hors usage d'habitation. Cet écart résulte du gel partiel des tarifs réglementés auquel le précédent gouvernement avait procédé en juillet 2011. Le gouvernement prépare les modalités de mise en œuvre de la décision du Conseil d'État qui aura 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 2013 (12 mouvements mensuels), les tarifs réglementés de vente en distribution publique ont augmenté de 0,2%. Les tarifs réglementés de vente à souscription (4 mouvements trimestriels) ont augmenté de 6,2%.

Belgique-Luxembourg

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

La capacité de production installée à fin 2013 est supérieure à 9 000 MW, dont 44% en unités nucléaires (droits de tirage compris), plus de 30% en centrales thermiques au gaz naturel et près de 14% en unités de pompage/turbinage.

Dans le cadre de l'adaptation du parc de production aux conditions de marché, Electrabel a procédé en 2013 à l'arrêt de plusieurs unités thermiques : Ruken 5, 6 et 7 et l'unité 5 des Awirs, pour une puissance totale supérieure à 900 MW.

Au cours de l'année 2013, Electrabel a mis en service 24,6 MW de puissance éolienne supplémentaire. En mars 2013 a été créée Electrabel CoGreen, une société coopérative qui permet aux riverains des nouveaux parcs éoliens d'Electrabel d'investir dans les projets qui se situent dans leur environnement immédiat, contribuant ainsi à l'ancrage local du Groupe.

Par ailleurs, le consortium Mermaid, dont Electrabel détient 35%, va céder à Northwester 2 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 de cession permet de réduire tant les risques opérationnels que financiers liés à un projet d'une telle envergure. Elle devrait être finalisée dans le courant de l'année 2014.

Dans le cadre des contrôles qu'il incombe aux opérateurs de centrales nucléaires d'effectuer, Electrabel a soumis en 2012 ses unités à des tests spécifiques pendant les révisions décennales, en sus des inspections régulières. Les tests réalisés sur les unités de Tihange 2 et Doel 3 ont révélé au cours de l'été 2012 des indications de défauts dus à l'hydrogène dans les cuves des réacteurs.

Electrabel, avec l'aide d'une équipe pluridisciplinaire d'experts nationaux et internationaux, a effectué un programme de tests et d'analyses particulièrement denses. L'ensemble des résultats de ces tests, complétant ceux déjà formulés par Electrabel en décembre 2012, ont été transmis à l'Agence Nationale de Contrôle Nucléaire (AFCN) au cours du mois d'avril 2013. L'AFCN, à l'instar des conclusions tirées par Electrabel, a confirmé que l'intégrité structurelle des cuves et leur résistance n'étaient pas affectées et répondaient à l'ensemble des critères de sûreté. Le 17 mai 2013, l'AFCN a communiqué sa décision d'autoriser le redémarrage des réacteurs de Tihange 2 et Doel 3. Les unités ont été redémarrées en juin.

En juillet 2012, le Secrétaire d'État à l'Énergie a publié le plan énergétique à long terme pour la Belgique. Les objectifs de ce plan sont d'assurer la sécurité d'approvisionnement et la mise en place d'un cadre légal stable visant à soutenir les investissements en production d'électricité. Dans ce contexte, la Chambre a voté le 28 novembre 2013 le projet de loi modifiant la loi de 2003 de sortie progressive du nucléaire ainsi que l'amendement réglant les modalités de la prolongation de la durée de vie de Tihange 1. La révision de la loi confirme la fermeture de Doel 1&2 en 2015 mais aussi la prolongation de Tihange 1 jusqu'à fin septembre 2025. Les modalités de la prolongation ont fait l'objet d'une convention liant l'État belge et les propriétaires de la centrale. La loi prévoit notamment un mécanisme de partage des bénéfices selon le schéma suivant : en contrepartie de la durée d'exploitation jusqu'au 30 septembre 2025 et de la contribution nucléaire actuellement en vigueur, les propriétaires de Tihange 1 verseront, chacun au prorata de sa part indivise, à l'État une redevance annuelle qui correspond à 70% de la différence positive entre, d'une part, le produit de la vente de l'électricité de Tihange 1 et, d'autre part, la somme des postes suivants : les charges réelles d'exploitation, en ce compris les amortissements des investissements de jouvence requis, et une rémunération globale nette de 9,3% sur lesdits investissements de jouvence. Si la différence est négative, elle est reportée en déduction du produit de la vente pour les périodes suivantes. La convention a été signée par l'État Belge, Electrabel SA, GDF SUEZ SA, Électricité de France SA et EDF Belgium SA.

Concernant ses activités commerciales, Electrabel dispose d'un vaste portefeuille de clients professionnels (industrie et tertiaire), principalement en électricité et en gaz naturel, avec un volume vendu en 2013 respectivement de 29,5 et 29,5 TWh, 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 en 2013 (depuis le deuxième trimestre 2013) grâce à un repositionnement des prix et une nouvelle approche commerciale.

Electrabel est également présente sur le marché *retail* avec environ 2,6 millions de contrats en électricité et 1,3 million en gaz naturel. Sur ce marché, les pertes de clients ont significativement diminué à partir de février 2013, grâce à un ensemble d'actions concrètes comme le repositionnement des prix pour tous les clients, des campagnes médias et des actions marketing ciblées. En parallèle, Electrabel a amélioré son niveau de services en réalisant en mai 2013 une importante mise à jour de son système informatique clients permettant de faciliter l'exécution de plus de 80 transactions entièrement en ligne : déménagement, consultation et paiement de la facture, modification du contrat. Ces nouvelles fonctionnalités ont été conçues avec le concours de la clientèle. Enfin, Electrabel développe une gamme de produits et services innovants adaptés à tous les segments de clients.

Après avoir baissé l'ensemble de ses prix pour tous ses clients *retail* (gaz et électricité) en janvier 2013, Electrabel a anticipé au premier octobre dernier la mise en application de l'arrêté royal régissant l'indexation des prix du gaz naturel et a modifié ses paramètres d'indexation pour les contrats à prix variables de fourniture de gaz naturel en les basant exclusivement sur les conditions du marché gazier européen 100% TTF. L'indexation est dorénavant découplée des produits pétroliers.

Electrabel poursuit son engagement en faveur du développement durable : à titre d'illustration Electrabel est partenaire d'un projet pilote de mobilité verte lancé en septembre par la RTBF (Radio Télévision Belge Francophone). Ce projet, qui met en œuvre une technologie au gaz naturel, s'inscrit dans l'objectif de diminution des émissions de CO₂.

Electrabel contribue également à la politique de responsabilité sociale du Groupe, au travers de multiples initiatives locales (l'ASBL SOS Village d'enfants, Power2Act...).

Après la cession de sa participation dans l'activité de réseaux à Bruxelles à fin 2012, Electrabel reste associé minoritaire dans cette activité en 2013 en Flandre et en Wallonie. En Wallonie, les huit gestionnaires de réseaux de distribution mixtes (GRD) ont fusionné fin 2013 au sein d'une nouvelle intercommunale ORES Assets qui bénéficie du patrimoine actif et passif des ex-GRD. Les associés actuels des GRD, dont Electrabel, se retrouvent désormais associés d'ORES Assets.

Au Luxembourg, le Groupe demeure un acteur de premier plan avec la centrale au gaz Twinerg de 376 MW, située à Esch-sur-Alzette. Le site fournit aussi des services de chauffage dans les quartiers résidentiels de Belval, Esch Sud et Esch Nord.

Allemagne

GDF SUEZ est présent en Allemagne à travers sa filiale GDF SUEZ Energie Deutschland AG, principalement dans la production d'électricité et la vente d'énergie.

La capacité de production électrique du Groupe en Allemagne est actuellement de 2 250 MW, répartie entre les 910 MW des centrales de Farge et Zolling (principalement au charbon), les 132 MW de la centrale hydroélectrique de Pfreimd, 196 MW d'actifs éoliens, les droits de tirage nucléaire (603 MW) et les centrales de cogénération (343 MW) 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).

Comme prévu, la nouvelle centrale charbon supercritique de 731 MW à Wilhelmshaven a été connectée au réseau pour la première fois à la fin de l'année 2013. Les actions préalables au démarrage industriel sont en cours ; toutes les fonctions de la centrale sont testées. Une

fois les tests réalisés avec succès, la centrale sera mise en service commercial au premier semestre 2014.

L'environnement commercial, politique et réglementaire restant propice au développement des énergies renouvelables, le Groupe étudie les possibilités d'investissement dans l'éolien terrestre avec ses partenaires municipaux. Dans ce contexte, un cadre de coopération pour le développement conjoint de projets éoliens terrestres a été mis en place avec GASAG et WSW Energie & Wasser et une coentreprise, Tevaro GmbH, a été créée. Au niveau opérationnel (exploitation, maintenance et commercialisation de l'énergie), l'intégration de 184 MW d'actifs éoliens d'International Power a été finalisée.

En Marketing & Ventes, GDF SUEZ est actif sur la plupart des segments de clientèle avec un total de 11,5 TWh d'électricité et 4,3 TWh de gaz vendus en 2013. Les ventes aux grands clients B2B se sont élevées à 0,7 TWh d'électricité et 16,9 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 près de 376 000 clients pour l'électricité et 722 000 clients⁽¹⁾ pour le gaz, au travers de ses coopérations avec les sociétés municipales de services collectifs.

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.

Pays-Bas

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

Le portefeuille de production électrique, totalisant une capacité installée de 3 809 MW à fin 2013, comprend plusieurs centrales à gaz, une centrale charbon ayant une capacité de co-combustion de 30% avec de la biomasse, des turbines à gaz et neuf éoliennes. GDF SUEZ Energie Nederland affiche ainsi une capacité d'énergie renouvelable de 207 MW.

Une nouvelle centrale charbon d'une capacité de 736 MW est actuellement en construction à Rotterdam et sera mise en service au cours de l'année 2014.

En raison de conditions de marché difficiles, les activités de production centralisée de GDF SUEZ Energie Nederland sont sous pression, ce qui a conduit à la mise sous cocon de la centrale de Flevo (119 MW) et à renforcer l'efficacité opérationnelle des autres centrales.

Afin de renforcer sa position sur le marché, GDF SUEZ a mis en œuvre un plan de restructuration et concentre son développement sur les énergies renouvelables et les solutions de production décentralisée chez les clients résidentiels.

En Marketing & Ventes, GDF SUEZ Energie Nederland est un acteur majeur du marché néerlandais. Sur le marché B2C, l'entreprise fournit du gaz et de l'électricité à plus de 475 000 clients sous la marque Electrabel. GDF SUEZ est également un fournisseur important sur le marché B2B (y compris pour les gros clients industriels) avec 8,7 TWh d'électricité et 26,4 TWh de gaz vendus. Sur les deux segments, GDF SUEZ Energie Nederland est bien positionné en termes de satisfaction client, avec un taux de résiliation inférieur à la moyenne.

Un accord énergétique sur la « croissance durable » a été signé par le gouvernement et les membres du Conseil Économique et Social (SER) le 6 septembre 2013. Cet accord porte, entre autres, sur la fermeture avant le 1^{er} janvier 2016 de la centrale charbon de Nijmegen (détenue à 100% par GDF SUEZ Energie Nederland), et de plusieurs autres centrales charbon construites durant les années 1980, sous réserve que l'Autorité de Concurrence néerlandaise confirme que la fermeture de ces centrales suite à l'accord est compatible avec les

(1) Incluant les entités mises en équivalence (Gasag notamment).

législations hollandaise et européenne en matière de concurrence. L'Autorité de concurrence n'ayant pas exprimé d'avis positif sur le sujet, des solutions alternatives sont étudiées pour fermer les centrales comme prévu dans l'accord énergétique, dans le respect des lois en vigueur. L'accord prévoit également la suppression de la taxe charbon pour les centrales charbon encore en activité d'ici au 1^{er} janvier 2016. Les autres volets de cet accord portent sur la transition énergétique, les objectifs en matière d'énergie renouvelable et leur cadre réglementaire, le développement de la production décentralisée et la nécessité d'une vision à long terme sur le Captage et le Stockage de Carbone.

1.3.1.6.2 Autre Europe

Pologne

GDF SUEZ est présent en Pologne à travers sa filiale GDF SUEZ Energy Polska, active principalement en production d'électricité.

Fin 2013, la capacité de production électrique s'élève à 1 768 MW, dont 1 476 MW pour la centrale charbon de Polaniec, et une capacité renouvelable totale de 292 MW. Cela inclut la Green Unit (190 MW), l'une des plus importantes unités biomasse du monde, et 3 parcs éoliens : Jarogniew-Moltowo (21 MW), Wartkowo (31 MW) et Pagów (51 MW).

GDF SUEZ Energia Polska rénove actuellement sept unités de production, avec comme objectif d'accroître leur capacité et leur efficacité. Les travaux sur les unités 1 et 7 ont été terminés en 2013, tandis que ceux sur l'unité 6 sont en cours.

En 2013, GDF SUEZ Energia Polska a vendu 0,6 TWh d'électricité à des clients industriels, 3,5 TWh sur le marché de gros et 4,8 TWh à d'autres entités du Groupe.

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 production électrique serait exclue, alors que la co-combustion conserverait un système de certificats verts dont le support serait réduit de moitié.

Hongrie

GDF SUEZ est présent en Hongrie par le biais des filiales suivantes : GDF SUEZ Energy Hungary active dans la vente de gaz naturel, Egáz-Dégáz opérateur de réseau de distribution de gaz, et la centrale électrique de Dunamenti. Ces entités sont gérées par GDF SUEZ Energy Holding Hungary, qui a par ailleurs acquis récemment des licences commerciales sur le gaz et l'électricité (B2B) et cherche à pénétrer le marché des clients dérégulé.

La capacité installée totale s'élève à 1 041 MW et 2 419 GJ/h de production de chaleur grâce à l'exploitation de la centrale électrique de Dunamenti alimentée au gaz naturel (et en pétrole comme combustible alternatif). Dunamenti est la plus grande centrale au gaz de Hongrie, en termes de capacité installée. Les anciennes unités de Dunamenti ont été fermées à la fin 2012, soit une baisse de 826 MW de la capacité installée. Il a été décidé d'optimiser au mieux l'exploitation des unités restantes.

GDF SUEZ Energy Hungary vend également du gaz naturel sur les segments B2B et B2C et de l'électricité sur le segment B2B. Egáz-Dégáz Földgázelosztó, sa filiale à 100% (via EIH, entièrement détenue par GDF SUEZ), est active dans la distribution de gaz naturel. À fin 2013, elle exploite un réseau de distribution de 23 110 km et distribue 14 TWh de gaz naturel à 782 000 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. Enfin, en sus d'un environnement économique défavorable, les unités de production pâtissent du manque de transparence dans les processus d'appel d'offres pour les services auxiliaires. Dans tous les cas, des actions de lobbying et des recours légaux ont déjà été initiés par GDF SUEZ aux niveaux national et européen.

Roumanie

GDF SUEZ est présent en Roumanie par le biais de sa filiale GDF SUEZ Energy Romania SA, en charge de la vente et de la distribution de gaz naturel, et se développant dans l'électricité.

Son activité principale consiste à fournir du gaz à quelque 1,4 million de clients situés principalement dans le sud du pays. De plus, elle alimente en électricité et délivre des certificats verts à près de 1 036 sites industriels et commerciaux. Sa filiale Distrigaz Sud Retele exploite un réseau de distribution de 17 404 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 640 000 clients.

Début 2013, GDF SUEZ Energy Romania SA a mis en service avec succès un parc éolien de 48 MW situé à Gemele (région de Braila). Un deuxième parc éolien d'une capacité de 50 MW a également été mis en service en décembre 2013 à Baleni (région de Galati).

GDF SUEZ intervient également 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.

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 de balancing à différents acteurs de marché. Les volumes de gaz vendus s'élèvent à près de 4,1 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 2,4 TWh.

Italie-Grèce

GDF SUEZ est présent en Italie dans la production d'électricité et la vente d'énergie via GDF SUEZ Energia Italia S.p.A..

GDF SUEZ opère directement 2 755 MW au travers d'actifs détenus à plus de 50%, auxquels s'ajoute une participation de 50% dans Tirreno Power S.p.A. qui gère 3 274 MW. La capacité installée à 100% est ainsi de 6 029 MW et se répartit en 4 132 MW de gaz, un portefeuille de droits de tirage de 1 100 MW, 591 MW de charbon, 130 MW d'actifs éoliens ainsi que 73 MW d'installations hydrauliques.

GDF SUEZ est actif dans la vente de gaz et d'électricité sur différents segments de marché (résidentiel, B2B et grands industriels) et totalise 1,3 millions de contrats, dont 190 000 offres duales (électricité et gaz). En mai 2013, un observatoire permanent de l'innovation énergétique (fruit d'une coopération avec la European House Ambrosetti et l'école Polytechnique de Milan) a été lancé dans le but de promouvoir l'efficacité énergétique et l'innovation dans le segment B2C.

GDF SUEZ gère tout le portefeuille de gaz en Italie et a ouvert une plateforme de trading en avril 2013. GDF SUEZ développe un site

de stockage de gaz de 300 Mm³ au nord de l'Italie, appelé Bagnolo Mella, à la suite de la création de Storengy Italia S.p.A. en mars 2012.

En Grèce, le Groupe est présent dans la production d'électricité par le biais d'une société commune avec GEK TERNA (groupe grec privé), avec les centrales Heron I et II. Heron I est une centrale au gaz à cycle ouvert de 148 MW, en fonctionnement depuis 2004. Heron II, centrale au gaz à cycle combiné de 422 MW, a été mise en service en août 2010.

Espagne

En Espagne, GDF SUEZ est présent dans la production d'électricité, la gestion de l'énergie et la vente (électricité, gaz et placement d'offres pour le compte de tiers).

La capacité installée nette du Groupe s'élève à 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.

Les activités de Marketing et Ventes se concentrent sur le marché industriel espagnol avec 3,2 TWh de gaz vendus et 2,3 TWh d'électricité. Les ventes d'électricité conclues à la fin décembre 2013 pour fourniture en 2014 représentaient 2,7 TWh.

En juillet 2013, le Groupe a vendu sa participation de 12,5% dans le consortium Medgaz (pipeline de gaz entre l'Algérie et l'Espagne affichant une capacité de 8 Gm³ par an et une longueur de 210 km).

Portugal

Au Portugal, les activités de GDF SUEZ se concentrent sur la production d'électricité.

Le Groupe affiche une capacité de 3 108 MW, comprenant 1 830 MW issus de centrales au gaz à cycle combiné, 576 MW issus d'une centrale charbon, et 702 MW issus d'actifs renouvelables (principalement éoliens). L'ensemble de ces actifs était auparavant détenu par différentes entités du Groupe (Turbogás – Produtora Energética S.A., Elecgas S.A., Tejo Energia S.A., Lusovento Holding B.V. et Generg SGPS). Au cours de l'année 2013, GDF SUEZ a signé un accord de coentreprise avec la société japonaise Marubeni Corporation ayant permis la cession de 50% du portefeuille de production électrique portugais.

En plus de ses activités de production d'électricité, le Groupe est également présent 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 GDF SUEZ Energy International est en charge des activités énergétiques du Groupe hors Europe⁽¹⁾. Elle est actuellement présente dans 32 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 72,9 GW⁽²⁾ en exploitation et un vaste programme de projets de 8,4 GW⁽³⁾ en construction au 31 décembre 2013.

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 GDF SUEZ 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 ;

(1) Sauf en ce qui concerne les activités de la région UK-Europe.

(2) GW et MW correspondent toujours à la capacité technique nette maximale des centrales électriques, ce qui correspond à la puissance brute moins la consommation propre. Les capacités installées équivalent à 100% des capacités totales de toutes les participations 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'acquies.

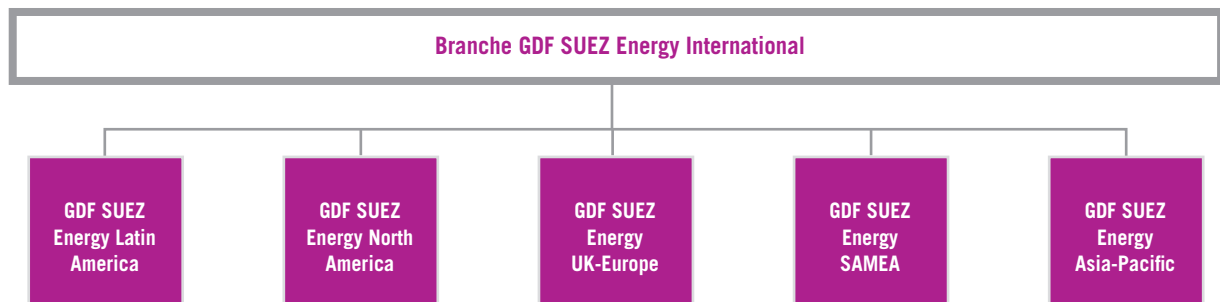
(4) Une approche «system-play» est une approche qui cherche à créer des synergies industrielles en marge des investissements dans la production d'énergie via des activités connexes comme les terminaux de GNL, la distribution de gaz et la vente d'énergie au détail (en majorité à des clients industriels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

- ▶ optimiser les actifs : mener le programme de construction à bon terme 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 GDF SUEZ Energy International s'articule autour de cinq régions clés : Latin America, North America, UK-Europe, SAMEA (South Asia, Middle East & Africa) et Asia-Pacific. Les sièges se situent à Londres et à Bruxelles, avec des sièges régionaux à Florianopolis, 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.

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

Les activités de GDF SUEZ Energy International représentaient près de 14 833 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2013 pour des effectifs totaux de 10 576 personnes⁽¹⁾ au 31 décembre 2013.

En millions d'euros	2013	2012	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	14 833	16 044	-7,6%
EBITDA	3 871	4 304	-10,1%

(1) Nombre total d'employés des entreprises intégralement consolidées.

Note ⁽¹⁾	Latin America	North America	UK-Europe	South Asia, Middle-East & Africa	Asia-Pacific
Capacités en service (GW)	13,0	13,3	8,9	25,8	12,0
Capacités en construction (GW)	3,9	0,1	0,0	4,4	0,0
Production d'électricité (TWh)	62,6	47,2	31,4	130,9	67,4
Ventes d'électricité (TWh)	54,3	74,6	35,9	12,7	42,8
Ventes de gaz (TWh)	11,4	39,7	22,5	0,0	5,9

(1) Toutes les informations se rapportent au 31 décembre 2013. Les capacités installées sont consolidées à 100% ; les chiffres relatifs aux ventes sont consolidés conformément aux règles comptables.

1.3.2.5 Faits marquants 2013

Février

- ▶ SAMEA – Démarrage de la construction du parc éolien de 301 MW de Tarfaya, au Maroc, le plus grand projet éolien en Afrique.

Avril

- ▶ SAMEA – Mise en service de 3 217 MW de nouvelles capacités au Moyen-Orient après que trois centrales au gaz (Barka 3 et Sohar 2 à Oman et Riyadh PP11 en Arabie Saoudite) ont atteint le stade de mise en exploitation commerciale.

Mai

- ▶ Latin America – GDF SUEZ et Mitsui se sont entendus sur un partenariat concernant la centrale hydroélectrique 3 750 MW de Jirau, au Brésil, Mitsui détenant désormais 20% du portefeuille de production du projet. Le projet Jirau est également devenu le plus grand projet mondial de mécanisme de développement propre (MDP) enregistré par les Nations Unies.

Juin

- ▶ SAMEA – Entrée sur le marché sud-africain après avoir signé des contrats de vente d'électricité pour deux centrales électriques d'une capacité combinée de 1 005 MW. En Afrique du Sud, le projet éolien de 94 MW West Coast One a également atteint la phase de bouclage de son financement.

Août

- ▶ Asia-Pacific – Statut de «preferred bidder» confirmé pour la centrale de cogénération de 415 MW CHP5 à Oulan-Bator, en Mongolie.

Septembre

- ▶ Latin America – Mise en exploitation commerciale de la première turbine de 75 MW du projet hydroélectrique de 3 750 MW de Jirau au Brésil officiellement approuvée par l'Agence de régulation de l'énergie électrique (ANEEL).
- ▶ SAMEA – Signature d'un contrat de vente d'électricité d'une durée de 30 ans pour le projet de centrale électrique au charbon ultra-supercritique au Maroc d'une capacité de 2x693 MW.

Octobre

- ▶ Latin America – Signature d'un contrat «BOOT» (construction, possession, exploitation, transfert) de 15 ans avec Gas Sayago pour le stockage de GNL et la regazéification en Uruguay, sur le premier terminal d'importation de GNL du pays.
- ▶ Asia-Pacific – Renforcement du partenariat stratégique avec Mitsui en Australie, Mitsui détenant désormais 28% du portefeuille de production sur cinq sites.

Décembre

- ▶ Latin America – Par le biais de sa filiale EnerSur, GDF SUEZ a remporté un appel d'offres et exploite une centrale thermique de 500 MW à Ilo, au sud du Pérou.
- ▶ SAMEA – Le projet Az Zour North Independent Water & Power Project (IWPP) au Koweït a atteint sa phase de clôture financière. Il s'agit du premier projet de partenariat public-privé du pays.
- ▶ SAMEA – Investissement dans le projet Meenakshi Power Project, un projet thermique dans la province d'Andhra Pradesh en Inde.

1.3.2.6 Description des activités

1.3.2.6.1 GDF SUEZ Energy Latin America

GDF SUEZ Energy Latin America (GSELA) gère les activités de production d'électricité et de gaz du Groupe en Amérique latine. GSELA est organisée en six pays/sous-régions : Brésil, Chili, Pérou, Amérique Centrale (Panama et Costa Rica), Uruguay et Argentine. L'entité gère 13 025 MW de capacité en service et 3 881 MW de capacité en construction.

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 Sao Paulo. L'entreprise exploite 8 577 MW, principalement par le biais de projets hydroélectriques.

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 actionnaires d'ESBR sont : GSELA, 60% ; 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 à des actionnaires existants au pro rata de leur participation au projet. Le projet a atteint la mise en exploitation commerciale de sa première unité de 75 MW en septembre 2013. En mai 2013, GDF SUEZ et Mitsui ont annoncé un partenariat, dans le cadre duquel Mitsui détiendra un portefeuille de production de 20% dans le projet de Jirau. Cette transaction a été finalisée en janvier 2014.

Entre 2003 et 2005, le gouvernement brésilien a mis en place la réglementation actuelle couvrant le marché de l'électricité. Le modèle prévoit l'organisation régulière de ventes aux enchères par le gouvernement dans le but d'attribuer des concessions pour la construction de nouvelles capacités de production (principalement hydroélectrique) aux fournisseurs candidats offrant les tarifs d'énergie les plus bas. Le nouveau système a démontré sa capacité effective d'attirer les investissements nécessaires pour augmenter la production d'énergie du pays.

En octobre 2012, le Brésil a publié la «Mesure Provisoire 579» définissant des 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 Tractebel Energia.

En mars 2013, le gouvernement brésilien a publié la Résolution CNPE-03 qui établit 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 précédemment supportés que par les consommateurs finaux.

Cette nouvelle méthodologie, qui est 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, les coûts additionnels liés à la sollicitation des centrales thermiques ont été appliqués à tous les agents (y compris les 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.

Pérou

Au Pérou, GSELA détient 61,73% d'EnerSur, qui dispose d'une capacité installée de 1,827 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 112 MW à Quitaracsa 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.

Chili

E-CL est la première entreprise de production d'électricité dans la partie nord du Chili, avec une capacité installée de 1 998 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 Mejillones (GNLM). La mise en exploitation commerciale du réservoir de stockage terrestre de GNL d'une capacité nette de 175 000 m³ est terminée et remplace une unité de stockage flottante de 162 400 m³ (capacité brute).

Depuis le mois d'avril 2011, Solgas (société détenue à 100% par GSELA) vend du gaz naturel provenant de GNLM aux clients industriels et aux centrales électriques situées dans le nord du Chili.

Au sein du réseau d'électricité central chilien, le Groupe détient deux actifs majeurs par le biais d'Eólica Monte Redondo (filiale à 100%) : le parc éolien Monte Redondo d'une capacité de 48 MW et la centrale hydroélectrique Laja d'une capacité de 34 MW, actuellement en cours de construction et dont l'exploitation commerciale est prévue dans les prochains mois.

D'importantes nouvelles lois ont récemment été approuvées :

- la «Loi 20/25» qui vise à augmenter la participation des sources de production non classiques pour atteindre 20% à l'horizon 2025 ;
- la «Loi en matière de concessions et de servitudes» qui est destinée à résoudre des problèmes liés à la négociation des servitudes et des concessions relatives aux lignes de transport ; et
- la loi en matière d'«interconnexion SIC-SING» qui permet au gouvernement de vendre des infrastructures aux enchères.

Par ailleurs, l'initiative d'«Autoroute électrique», visant à résoudre les problèmes de planification au sein du système de transport, est en cours de débat au parlement.

Panama

GSELA possède 450 MW de capacité installée, dont une participation de contrôle de 51% dans le complexe de production thermique Bahia Las Minas de 249 MW. Le Groupe possède et exploite aussi la centrale thermique Cativa de 83 MW. De plus, GSELA est propriétaire du projet Dos Mares de 118 MW qui comprend trois centrales hydroélectriques.

L'État possède 12% des capacités de production totales du Panama et détient une participation de 49% de tous les actifs thermiques privatisés et de 50% de tous les actifs hydroélectriques. Il contrôle également 100% des actifs de transport. Le marché de la production est complètement libéralisé au Panama. Le transport et la distribution de l'électricité sont gérés en mode centralisé par le CND (*Centro Nacional de Despacho*).

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. La mise en exploitation commerciale du nouveau terminal est prévue en 2015.

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

Costa Rica

GSELA s'est implantée au Costa Rica en 2008 et détient, contrôle et exploite désormais le parc éolien de Guanacaste. D'une capacité de 50 MW, il est opérationnel depuis 2009.

Le marché de l'électricité est verticalement intégré. Il est détenu et contrôlé par les entreprises d'utilité publique du gouvernement. Le cadre réglementaire autorise les investissements privés dans des projets d'énergies renouvelables qui sont plafonnés à 50 MW par projet. Seulement 30% de la capacité du pays pourra être détenue par des producteurs privés.

Argentine

En Argentine, GSELA détient une participation de 64% dans Litoral Gas SA, une entreprise de distribution du gaz qui possède 12% de part 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 km entre l'Argentine et le Chili, et détenue à 100% par E-CL.

Le gouvernement a suspendu l'application du cadre réglementaire préexistant depuis la situation d'urgence déclarée en 2002. Depuis, un nombre très limité d'ajustements tarifaires a été déployée dans le secteur de l'énergie.

1.3.2.6.2 GDF SUEZ Energy North America

GDF SUEZ Energy North America (GSENA) gère les activités d'électricité et de gaz du Groupe aux États-Unis, au Canada 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.

GSENA détient une participation dans un portefeuille de 13 268 MW de capacité électrique et cogénération, dont 975 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. Au Mexique, l'entreprise exploite des entreprises de distribution locales (LDC) de gaz naturel, des gazoducs de transport et des centrales électriques privées. 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. L'entreprise emploie plus de 1 500 collaborateurs aux États-Unis. 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 et détient, exploite ou a en cours de construction un portefeuille de centrales électriques et de cogénération affichant des capacités installées de 11 702 MW. L'énergie produite est vendue sur le marché libre ou distribuée à des entités commerciales et industrielles dans le cadre de contrats de vente à long terme. GSENA exploite aussi l'un des plus importants portefeuilles de biomasse en Amérique du Nord, avec des capacités de 127 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 70 000 compteurs de clients avec une charge de pointe de près de 10 000 MW.

En 2013, GSENA a vendu sa centrale au charbon Redhills de 440 MW (État du Mississippi) et cédé 20,58% de ses parts dans la centrale TGV Astoria I de 575 MW, située à New York, à Mitsui & Co.

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 ou entreprises de transport régionales créés pour faciliter la concurrence dans le secteur de l'électricité.

La loi «Wall Street Transparency and Accountability Act» de 2010 continue à être transposée en réglementations par la «Commodities and Futures Trading Commission» américaine (CFTC), ce qui se traduit par des coûts supplémentaires de mise en conformité et de nouvelles exigences en matière de *reporting* pour les activités de négoce. En 2013, l'Agence américaine pour la protection de l'environnement a formulé des réglementations en matière de contrôle des émissions de gaz à effet de serre de nouvelles centrales électriques, et espère publier des projets de réglementations pour les centrales électriques existantes en 2014. Ces réglementations concernent principalement les centrales au charbon.

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 de 35% dans le terminal GNL «EcoEléctrica».

Mexique

Au Mexique, GSENA exploite six entreprises de distribution locales (LDC) fournissant du gaz naturel à plus de 400 000 clients par le biais d'un réseau de 6 500 km, et deux entreprises de transport de gaz exploitant plus de 900 km de gazoducs. L'entreprise est en train d'aménager une extension de 75 km à son gazoduc de Mayacan et s'est récemment vu attribuer la construction de Los Ramones Sur, un gazoduc de transport de gaz naturel critique desservant l'intérieur du pays.

Il s'agit d'un gazoduc de 291 km qui sera développé conjointement avec une entité de la Compagnie pétrolière nationale mexicaine Pemex. 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 et à la compagnie d'électricité nationale du Mexique, Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Au Mexique, 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. Le Président mexicain a proposé une réforme en profondeur du secteur de l'énergie, qui vise à l'ouvrir davantage aux investissements étrangers. En décembre 2013, pour la première fois depuis la nationalisation du pétrole en 1938, le Congrès mexicain a décidé d'autoriser les investissements privés directs dans le secteur du pétrole et du gaz national.

Canada

Les activités canadiennes de GSENA comprennent une production d'énergie solaire et éolienne à l'échelle commerciale totalisant 669 MW. Le portefeuille renouvelable est exploité dans le cadre d'une entreprise commune créée en 2012 par Mitsui & Co et un consortium dirigé par Fiera Axium Infrastructure Inc. qui détiennent chacune une participation de 30%, alors 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 et a accès à un stockage de gaz naturel de 0,0283 milliard de m³.

En 2013, GSENA a raccordé au réseau les 10 MW de la centrale solaire de Brockville en Ontario ainsi que trois parcs éoliens : les 99 MW du site East Lake, les 99 MW des sites d'Erieau en Ontario et les 99 MW du site de Cape Scott en Colombie britannique.

En 2009, la loi «Green Energy and Green Economy Act» de l'Ontario a instauré un mécanisme de promotion des sources de production d'énergie à faible émission de carbone en instituant un programme de subventionnement «Feed-in-Tariff (FIT)» pour les ressources renouvelables. En 2013, le ministre de l'Énergie a révisé son programme renouvelable à deux niveaux : migration du programme FIT pour les installations renouvelables d'une capacité supérieure à 500 kW vers un processus d'appel à concurrence et, tout en conservant le programme FIT pour des projets de moins de 500 kW, réduction des tarifs de l'électricité produite. Par ailleurs, en réponse à une décision de l'OMC, la province réduit également les quotas de contenu national. Dans le sillage de ces politiques, le mix électrique de l'Ontario privilégie toujours davantage les sources d'énergie à faibles émissions de carbone. En 2013, le charbon représentait 2% de la production, tandis que la province a confirmé que toutes les centrales électriques au charbon seront retirées du réseau pour la fin 2014.

1.3.2.6.3 GDF SUEZ Energy UK-Europe

GDF SUEZ Energy UK-Europe exerce principalement ses activités au Royaume-Uni et en Turquie, et détient également des participations dans un certain nombre d'actifs d'Europe continentale. L'entreprise possède un portefeuille diversifié de 8 893 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 UK-Europe est un des principaux producteurs d'électricité au Royaume-Uni avec un parc de production commercial de douze actifs opérationnels affichant une capacité totale de 6 977 MW.

Rugeley (charbon), Saltend (gaz), Deeside (gaz), First Hydro (station de pompage) et Indian Queens (pétrole léger) ainsi que les structures de ventes sont détenus à 75% par GDF SUEZ et 25% par Mitsui. GDF SUEZ Energy UK-Europe détient aussi une participation de 10% dans la centrale électrique Eggborough (charbon). La centrale de Teesside (gaz), détenue à 100%, a été mise hors service en 2013. L'entreprise détient également 100% de six parcs éoliens (Scotia, Crimp, Flimby, Barlockhart, Blantyre, Sober) ainsi qu'un petit portefeuille de projets éoliens à différents stades de développement.

La région UK-Europe 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 et fournit électricité et gaz aux clients professionnels (commerciaux et industriels). L'activité de vente au détail basée à Leeds fait partie des six plus grands fournisseurs britanniques d'électricité et de gaz destinés aux clients professionnels ; elle fournit quelque 5 500 sites professionnels en électricité et environ 5 500 sites professionnels en gaz. GDF SUEZ Energy UK-Europe détient aussi une participation de 30% dans OPUS, un fournisseur d'électricité et de gaz qui alimente déjà près de 150 000 sites de PME.

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 faible en 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 se poursuivra en 2014 avec des textes de loi annexes couvrant les deux instruments, qui seront suivis par l'attribution des premiers contrats CfD et la première mise aux enchères des capacités. 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, le recours aux combustibles fossiles étant utilisé comme base essentielle au système.

Turquie

GDF SUEZ Energy UK-Europe est présente dans deux actifs en Turquie grâce à une participation de 95% dans la centrale Baymina Enerji (763 MW) et une participation de 33% dans la centrale Uni-Mar (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. En Turquie, la région possède également une entreprise de trading et d'approvisionnement.

La Turquie est historiquement un marché à contrat de vente à acheteur unique. Toutefois, le marché de l'électricité turc traverse 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 Settlements Market» (marché d'équilibrage et de règlements).

Europe continentale

En Italie, GDF SUEZ Energy UK-Europe détient une participation de 34% dans ISAB (532 MW), une centrale électrique à cycle combiné et gazéification intégrée en Sicile. Un accord a été signé en décembre 2013 pour vendre les parts détenues dans ISAB à ERG, une transaction qui devrait être finalisée au cours du premier semestre de 2014. L'entreprise détient aussi 100% du parc éolien Parco Eolico Girifalco (PEG) qui affiche une capacité de 27,5 MW.

Au cours de 2013, la vente de 50% des actifs portugais à Marubeni a été finalisée et le contrôle de gestion des 50% restants a été transféré à la branche Energy Europe. En Espagne, la région détient des participations dans Iberica et Electrometalurgica del Ebro (84 MW de stations hydroélectriques) ainsi que dans un projet solaire de 1 MW, le contrôle opérationnel étant transféré à la branche Energy Europe.

Les participations des entreprises Levanto ont été restructurées à la fin 2012, et une capacité de 29 MW produite par des parcs éoliens aux Pays-Bas est maintenue dans la région UK-Europe.

Tous les cadres réglementaires des pays d'Europe continentale sont différents. Les actifs thermiques en Italie sont couverts par des contrats à long terme et ne sont pas exposés aux risques du marché. Les activités renouvelables en Europe sont supportées par des programmes d'incitation dans leurs pays respectifs.

1.3.2.6.4 GDF SUEZ Energy South Asia, Middle East & Africa (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 électriques de 26 975 MW et plus de 4,8 millions de m³ d'eau par jour provenant des installations de désalinisation en exploitation ou en construction. Dans le cadre du modèle commercial des producteurs indépendants d'électricité (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 indépendants d'opérations et de maintenance.

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 ;
- ▶ Oman : Al Kamil, Al Rusail, Barka 2, Barka 3, Sohar 1, Sohar 2.

La région SAMEA compte aujourd'hui 532 MW de capacité en construction en Arabie Saoudite, qui s'inscrivent dans le cadre de l'expansion des centrales de cogénération au gaz à Tihama situées sur les sites de production de Saudi Aramco.

Les producteurs indépendants d'électricité (IPP) Sohar 2 et Barka 3 à Oman ont entamé la mise en exploitation commerciale conformément au calendrier prévu en avril 2013, ajoutant près de 1 500 MW à la capacité du Sultanat. En 2014, ces deux projets lanceront leur premier appel public à l'épargne sur le marché des titres de Muscat. À Oman, GDF SUEZ Energy SAMEA a également finalisé en mai 2013 la vente de 10% de sa participation de 45% dans Sohar Power Company SAOG (elle conserve 35%) à une société holding d'investissement du fond d'infrastructure de la région MENA.

Le site PP11, en Arabie Saoudite, a également démarré la mise en exploitation commerciale dans le respect du calendrier prévu en mars 2013, ajoutant ainsi 1 729 MW au réseau.

En décembre 2013, le volet financier du projet Az Zour North Independent Water & Power Project (IWPP) au Koweït a été bouclé. Il s'agit du premier projet de partenariat public-privé de l'Émirat. Il comprend la construction d'une centrale au gaz à cycle combiné de 1 500 MW et d'une usine de désalinisation de l'eau annexe d'une capacité de 485 000 m³/jour.

Les cadres réglementaires sont similaires dans les différents pays du Conseil de coopération du Golfe, avec des appels d'offres lancés par les autorités qui permettent aux producteurs d'électricité privés de déposer une offre dans le cadre de la construction, gestion et exploitation des sites. Le producteur privé revend ensuite sa production à une entreprise publique dans le cadre de contrats à long terme, selon les modalités définies lors de la phase d'appel d'offres.

Asie du Sud

Au Pakistan, GDF SUEZ Energy SAMEA détient 100% de la centrale au gaz d'Uch d'une capacité de 551 MW. Une nouvelle unité au gaz de 375 MW (Uch 2 – détenue à 100%) est en construction, dont la mise en exploitation commerciale est prévue pour la première moitié de 2014. L'entreprise a vendu sa participation de 36% à KAPCO en juillet 2013.

Toute l'électricité produite par les IPP au Pakistan est vendue aux entreprises de distribution 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 est détenue par des IPP privés et le restant appartient à des entreprises étatiques.

En décembre 2013, GDF SUEZ a investi dans un projet thermique dans la province d'Andhra Pradesh, en Inde, avec l'acquisition de 74% des capitaux propres du projet Meenakshi qui comprend 274 MW de capacité opérationnelle et 638 MW en construction. D'autres projets potentiels sont en cours d'évaluation en Inde, y compris dans le domaine des sources d'énergie renouvelables.

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 projets de production indépendante d'électricité avec une capacité totale de 1,4 GW sur le continent africain.

En février 2013, GDF SUEZ, en collaboration avec son partenaire Nareva Holding, a entamé la construction du projet éolien de Tarfaya sur la côte Atlantique au sud du Maroc. Une fois opérationnel, ce parc éolien de 301 MW de capacité sera le plus grand d'Afrique. Toujours au Maroc, Safi Energy Company, dans laquelle GDF SUEZ détient une participation de 35%, a conclu un contrat de vente d'électricité avec l'«Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable» (ONEE) pour le projet de centrale au charbon de Safi. Le projet comprend la construction et l'exploitation d'une centrale électrique au charbon ultra-supercritique de 2 x 693 MW dans la région de Safi et la vente d'électricité à l'ONEE pendant les 30 années suivant l'achèvement de la centrale.

En Afrique du Sud, Aurora Wind Power, une entreprise en participation dont GDF SUEZ détient 43%, a débuté en septembre 2013 la construction du parc éolien West Coast 1 d'une capacité de 94 MW situé au nord du Cap. La construction de centrales électriques à turbine au gaz naturel à cycle ouvert de 335 MW (Dedisa) et de 670 MW (Avon) a également démarré en septembre. Dans ce contexte, GDF SUEZ et ses partenaires ont signé avec Eskom un contrat de vente d'électricité de 15 ans pour les deux centrales.

Par ailleurs, GDF SUEZ développe activement d'autres projets en Afrique du Sud. En juillet 2013, le Groupe a signé un accord de développement de projet et des modalités opérationnelles de l'approvisionnement en charbon avec le groupe minier sud-africain Exxaro Resources Ltd. pour une centrale au charbon de 600 MW dans la province de Limpopo.

En termes de réglementation, le Maroc et l'Afrique du Sud ont adopté un modèle à acheteur unique, où la production est vendue par le producteur privé à une entreprise publique dans le cadre de contrats à long terme.

1.3.2.6.5 GDF SUEZ Energy Asia-Pacific

GDF SUEZ Energy Asia-Pacific 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
122 MW ;
- clients résidentiels Simply Energy
380 000.

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 déclaré son intention de retirer aussi vite que possible la loi existante en matière de tarification du CO₂ (retrait prévu pour 2014).

Indonésie

GDF SUEZ Energy Asia-Pacific 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, pour une capacité totale maximum de 680 MW.

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.

Thaïlande & Laos

Le Groupe Glow, dans lequel GDF SUEZ Energy Asia-Pacific 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 Asia-Pacific 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 Asia-Pacific 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 3 188 MW, comprenant deux centrales à gaz modernes de 430 MW chacune, dont l'exploitation commerciale a débuté durant l'été 2012.

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.

Depuis 2001, le gouvernement a privatisé, par étapes successives, le marché de la vente au détail de l'électricité. Afin de promouvoir l'efficacité et la concurrence sur le marché de l'électricité, des contrats de dévolution ont été introduits en 2004 en vertu desquels les entreprises de production s'engagent à vendre une quantité définie d'électricité à un prix donné.

1.3.3 Branche Global Gaz & GNL

1.3.3.1 Mission

La branche GDF SUEZ 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 joue un rôle de coordination sur la chaîne de valeur du gaz au sein du Groupe ;
- ▶ 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 GDF SUEZ Global Gaz & GNL a un rôle majeur dans la stratégie du Groupe d'intégration sur 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



1.3.3.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2013	2012	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	8 445	7 945	+6,3%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	5 685	4 759	+19,5%
EBITDA	2 124	2 377	-10,6%

La branche Global Gaz & GNL regroupait au 31 décembre 2013 environ 1 993 collaborateurs.

Chiffres clés 2013 :

- ▶ production d'hydrocarbures vendue : 51,9 Mbep ;
- ▶ réserves au 31 décembre 2013 : 799 Mbep.

1.3.3.5 Faits marquants 2013

Janvier

- ConocoPhillips et GDF SUEZ E&P UK ont mis en production le gisement gazier de Katy dans la partie sud de la mer du Nord.

Février

- GDF SUEZ et Statoil ont mis en production le gisement pétrolier de Hyme qui se situe dans la partie méridionale de la mer de Norvège.
- Le méthanier *Grace Barleria* est entré dans la flotte de GDF SUEZ.

Avril

- GDF SUEZ a signé un accord avec China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), prévoyant la fourniture d'une unité flottante de stockage et de regazéification avec le sous-affrètement du méthanier *GDF SUEZ Cape Ann*, livré en novembre 2013.

Mai

- GDF SUEZ a signé un accord constitutif de *joint venture* avec Semptra Energy, Mitsubishi et Mitsui pour le développement, le financement et la construction de l'usine de liquéfaction de gaz naturel de Cameron LNG, filiale de Semptra Energy, sur le site du terminal méthanier de Semptra Energy à Hackberry en Louisiane.

Juin

- GDF SUEZ a livré sa première cargaison de GNL au nouveau terminal de Melaka, en Malaisie, selon les termes du contrat de vente de 2,5 millions de tonnes de GNL à la société Petronas entre 2012 et 2014.
- GDF SUEZ E&P UK et GDF SUEZ E&P Nederland ont installé avec succès leurs plates-formes de production : Juliet, Orca (D18a-A), Amstel (Q13a-A) et L5 Sierra (L5a-D).

Juillet

- La plate-forme de Gudrun est installée sur le site de production, GDF SUEZ E&P Norge est partenaire aux côtés de Statoil, opérateur de ce champ en mer du Nord norvégienne.

Août

- Le Groupement TouatGaz, association entre SONATRACH et le Groupe GDF SUEZ, a signé avec la société espagnole Técnicas Reunidas, un contrat EPCC (ingénierie, équipement, construction, mise en service) portant sur le développement des gisements gaziers de Touat situés au sud-ouest de l'Algérie.

Septembre

- Entre juillet et septembre, GDF SUEZ a signé trois contrats d'approvisionnement de GNL porté⁽¹⁾ avec Gas Natural Europe, Molgas Energia et Prima LNG, trois acteurs du GNL de détail en France. Ces contrats portent sur le chargement en GNL de 40 camions par mois en moyenne pendant 30 mois sur le marché français.
- GDF SUEZ E&P International est entré en Malaisie en acquérant 20% d'une licence d'exploration *offshore* (bloc 2F). Une participation de 20% d'une seconde licence d'exploration *offshore* (bloc 3F) a été acquise en décembre.

Octobre

- GDF SUEZ E&P UK a conclu un accord avec Dart Energy afin d'acquérir 25% dans 13 licences *onshore* britanniques localisées dans le Cheshire et l'East Midlands, couvrant tout le bassin de schiste du Bowland. Dart Energy conserve une participation de 75% et est opérateur des licences.

Novembre

- GDF SUEZ E&P International a fait l'acquisition d'une participation de 20% dans deux blocs d'exploration *onshore* (bassin de Parnaíba) et d'une participation de 25% dans six blocs *onshore* (bassin de Recôncavo) au Brésil en décembre.
- GDF SUEZ E&P International a clôturé la cession de 33,2% dans le pipeline NOGAT aux Pays-Bas, pour lequel il restera opérateur, et signé un accord de principe pour la vente de la totalité de ses parts (25%) dans la licence Wiehengebirgsvorland en Allemagne.

Décembre

- La plate-forme Orca (D18a-A) a été mise en production par GDF SUEZ E&P.

1.3.3.6 Description des activités

1.3.3.6.1 GDF SUEZ E&P

Principaux indicateurs clés

L'essentiel de l'activité d'exploration-production du Groupe s'exerce encore en Europe et en Afrique du Nord mais depuis quelques années d'autres régions du monde telles que l'Amérique Latine, la mer Caspienne, l'Asie ou encore l'Océanie prennent de l'importance.

Au 31 décembre 2013, le Groupe affichait les résultats suivants :

- implanté dans 18 pays ;
- 382 licences d'exploration et/ou de production détenues (dont 53% opérées) ;
- des réserves prouvées et probables (2P) de 799 millions de barils équivalents pétrole (Mbep), dont 76% de gaz naturel et 24% d'hydrocarbures liquides ;
- une production de 51,9 Mbep, dont 69% en gaz naturel et 31% d'hydrocarbures liquides.

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.

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 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.

(1) GNL transporté par camion à destination des clients isolés.

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, les budgets ou les contrats de vente pour le compte de l'association). Seules les sociétés qualifiées par les autorités publiques locales peuvent être sélectionnées comme opérateurs.

Réserves 2P

En 2013, 22 puits d'exploration ont été forés, dont 13 sont des succès. Les ressources ainsi mises en évidence contribueront aux réserves dans les années à venir.

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

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE⁽²⁾

	2013			2012			2011		
Mbep	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total
Réserves au 31 décembre N – 1	642,6	192,9	835,5	583,9	204,8	788,8	616,1	198,9	815,0
Révision + découvertes	2,9	12,3	15,2	95,7	6,9	102,6	17,8	34,5	52,3
Achats et ventes d'actifs	0,0	0,0	0,0	(0,2)	(0,8)	(1,0)	(11,0)	(9,6)	(20,6)
Ventes de production	(35,6)	(16,4)	(51,9)	(36,9)	(18,0)	(54,9)	(39,0)	(18,9)	(57,8)
Réserves au 31 décembre	609,9	188,9	798,8	642,6	192,9	835,5	583,9	204,8	788,8

ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE PAR PAYS

	2013			2012			2011		
Mbep	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total
Allemagne	41,9	63,5	105,4	51,7	61,1	112,8	54,3	64,8	119,0
Norvège	203,8	108,0	311,8	209,6	111,7	321,2	214,2	120,3	334,5
Royaume-Uni	56,3	1,2	57,4	59,5	1,8	61,3	63,1	2,4	65,5
Pays-Bas	76,5	6,7	83,2	85,1	7,2	92,3	93,8	7,6	101,4
Autres ⁽¹⁾	231,4	9,6	241,1	236,7	11,2	247,9	158,6	9,8	168,4
TOTAL	609,9	188,9	798,8	642,6	192,9	835,5	583,9	204,8	788,8
Évolution	-5%	-2%	-4%						

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

Au 31 décembre 2013, les réserves 2P d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de GDF SUEZ E&P («entitlement»⁽³⁾) s'élèvent à 799 Mbep contre 836 Mbep en 2012. Le gaz représente 76% de ces réserves, soit un volume de 610 Mbep ou 98 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 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⁽⁴⁾) est de 962 Mbep à fin 2013, contre 1 003 Mbep à fin 2012.

(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.

(3) 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%.

(4) 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).

Chaque année, une proportion d'environ un tiers des réserves fait l'objet d'une évaluation indépendante par le cabinet 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 rapport des additions de réserves 2P de la période (découvertes, acquisitions nettes et révisions de réserves) sur la

production de la période. Le taux de renouvellement des réserves 2P de GDF SUEZ E&P a été de 153% sur la période 2009-2011, 144% sur la période 2010-2012 et 90% en moyenne sur la période 2011-2013.

Production

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides vendue par GDF SUEZ s'est élevée à 51,9 Mbep.

Le tableau ci-dessous présente la production de GDF SUEZ, 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	2013			2012			2011		
	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total
Allemagne	4,8	3,1	7,9	5,4	3,3	8,7	5,6	3,3	8,9
Norvège	12,0	12,3	24,3	11,7	13,6	25,4	10,9	11,6	22,5
Royaume-Uni	1,7	0,1	1,7	1,6	0,1	1,7	4,8	2,6	7,3
Pays-Bas	15,5	0,5	16,0	16,3	0,4	16,7	15,6	0,5	16,1
Autres ⁽¹⁾	1,6	0,4	2,0	1,8	0,6	2,4	2,1	0,9	2,9
TOTAL	35,6	16,4	51,9	36,9	18,0	54,9	39,0	18,9	57,8

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

L'activité exploration-production par pays

France

Le siège de l'activité exploration-production anime et pilote les activités opérationnelles des filiales et des Nouveaux Actifs.

Activité en filiales

Allemagne (GDF SUEZ E&P Deutschland)

Au 31 décembre 2013, le Groupe détenait en Allemagne une participation dans 53 champs de pétrole et de gaz naturel, dont 49 en production, disposant pour sa part de 105 Mbep de réserves 2P au 31 décembre 2013 dont environ 40% sous forme de gaz naturel.

Norvège (GDF SUEZ E&P Norge)

GDF SUEZ E&P Norge détient une participation dans 22 champs de pétrole et de gaz naturel au large de la Norvège, dont six en production, disposant pour sa part de réserves 2P de 312 Mbep au 31 décembre 2013 (dont environ 65% sous forme de gaz naturel).

Royaume-Uni (GDF SUEZ E&P UK)

À fin 2013, le Groupe détenait des participations dans 27 champs situés en mer du Nord britannique, dont neuf en production. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces champs représentait, au 31 décembre 2013, 57 Mbep, dont environ 98% sous forme de gaz naturel.

Pays-Bas (GDF SUEZ E&P Nederland)

Le Groupe détient des participations dans 56 champs dans la zone économique exclusive néerlandaise, dont 47 sont en production. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces champs

représentait, au 31 décembre 2013, 83 Mbep, dont 92% sous forme de gaz naturel.

Égypte (GDF SUEZ Exploration Egypt)

Le Groupe détient des participations dans trois concessions en Égypte, deux de ces concessions sont en production. Une quatrième concession, Wadi Dib (blocs 6 et 7), a été acquise à hauteur de 100% de participation en fin d'année.

Australie (GDF SUEZ Bonaparte)

Le projet est en phase de définition de concept et devrait entrer en phase finale d'ingénierie de base (*Front End Engineering and Design*, ou FEED) en 2014.

Autres pays

En Algérie, une nouvelle découverte de gaz a été annoncée sur la licence d'exploration de sud-est Illizi.

En Mauritanie, le forage d'un nouveau puits d'exploration a démarré dans le bloc 7.

En Libye, GDF SUEZ est devenu opérateur de la licence constituée de trois blocs onshore aux côtés du fonds souverain libyen (LIA, 45%) et de Repsol (35%) (en attente de confirmation par les autorités libyennes).

Aux États-Unis (Golfe du Mexique), la dernière licence de production détenue par GDF SUEZ E&P (qui ne produit plus) est en cours d'abandon.

En Indonésie, la commercialisation du gaz et la préparation des contrats EPC pour les champs de Jangkrik et Jangkrik North-East sont en cours d'élaboration.

Globalement, hors Europe et Groenland, le Groupe détient des participations dans 31 licences (dont 3 en production) en Algérie, en Australie, en Azerbaïdjan, au Brésil, aux États-Unis, en Côte d'Ivoire, en Égypte, en Indonésie, en Libye, en Mauritanie, en Malaisie et au Qatar. La part de réserves 2P détenue par le Groupe au 31 décembre 2013 dans ces licences représentait 241 Mbep, dont environ 96% sous forme de gaz.

Commercialisation du gaz

GDF SUEZ E&P a produit au total 60 TWh de gaz naturel en 2013. Environ un tiers est 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 obtenus à l'issue d'appels d'offres (e.g. gaz en provenance de Norvège).

1.3.3.6.2 GDF SUEZ GNL

Positions du Groupe dans le GNL

- Gestion d'un portefeuille de 16 millions de tonnes par an de contrats d'approvisionnement long terme en provenance de six pays.
- Capacités de regazéification dans six pays.

- Flotte de 17 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 et de diversifier, et sécuriser ainsi 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).

Missions

- Développer et diversifier le portefeuille d'approvisionnement en GNL (production de GNL et contrats d'achat auprès de producteurs).
- Assurer l'approvisionnement des différentes entités de GDF SUEZ et de ses clients en GNL, via la gestion de contrats d'approvisionnement et de contrats d'affrètement de navires.
- Créer de la valeur supplémentaire en développant des nouveaux projets, et en optimisant physiquement et financièrement le portefeuille de contrats d'achat et de vente de GNL et la flotte de méthaniers.

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 cargaison de GNL (dits *spot*). Les engagements annuels du Groupe sur le long terme (à la date du 31 décembre 2013) sont indiqués dans le tableau ci-contre :

	Engagement annuel de long terme		Participation de GDF SUEZ dans des usines de liquéfaction
	en millions de tonnes de GNL par an (mtpa)	équivalent en TWh	
Algérie	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 (2013)	16	239	

(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.

(1) À fin décembre 2013.

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

- un projet intégré E&P/GNL, en Australie : en août 2009, GDF SUEZ et Santos ont noué un partenariat en vue du développement d'une usine flottante de liquéfaction de GNL, d'une capacité de 2,4 millions de tonnes par an, dans le bassin Bonaparte, au large des côtes australiennes. GDF SUEZ est l'opérateur de la totalité du projet (E&P et GNL), dont il détient 60% (voir en 1.3.3.6.1 GDF SUEZ Exploration & Production). Le Groupe assurerait également la commercialisation du GNL ;
- une usine de liquéfaction au Cameroun : le projet, en coopération avec la Société Nationale des Hydrocarbures, 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 national de transport la reliant aux gisements de gaz naturel *offshore* camerounais ;
- 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 de Cameron LNG, filiale de Sempra Energy, sur le site du terminal méthanier Cameron LNG en Louisiane. Cet accord donnerait à GDF SUEZ accès à une capacité de liquéfaction annuelle de 4 millions de tonnes.

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

En 2013, 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 pour le développement d'un terminal d'importation flottant de GNL. D'une capacité de 3,5 mtpa, le terminal sera situé sur la côte est indienne. GDF SUEZ aurait une participation dans le terminal, avec accès à des capacités de regazéification.

GDF SUEZ GNL se positionne également sur les marchés GNL asiatiques qui connaissent une forte croissance, avec la signature de plusieurs contrats de vente de moyen terme :

- deux contrats de vente avec la société sud-coréenne Kogas pour la livraison de 2,5 millions de tonnes de GNL entre 2010 et 2013 et 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.

Transport maritime

Pour satisfaire ses besoins de 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 qui peuvent se présenter. Les contrats d'affrètement ont une durée variable qui peut aller de quelques jours jusqu'à vingt ans et plus en cas d'extensions. À fin 2013, la flotte de GDF SUEZ comprenait 17 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 12 autres navires affrétés auprès d'autres armateurs.

Dans le domaine du transport maritime, GDF SUEZ détient également les participations suivantes :

- une participation de 80% dans GAZOCEAN (les 20% restants étant détenus par l'armateur japonais NYK), société de gestion de navires ;
- une participation de 40% dans la société Gaztransport & Technigaz (GTT) qui conçoit des systèmes de confinement des cargaisons de GNL à bord des navires méthaniers et développe des techniques d'isolation des cuves de type «membrane». En 2012, ces techniques d'isolation équipaient 70% des méthaniers en service dans le monde (source : GILGNL).

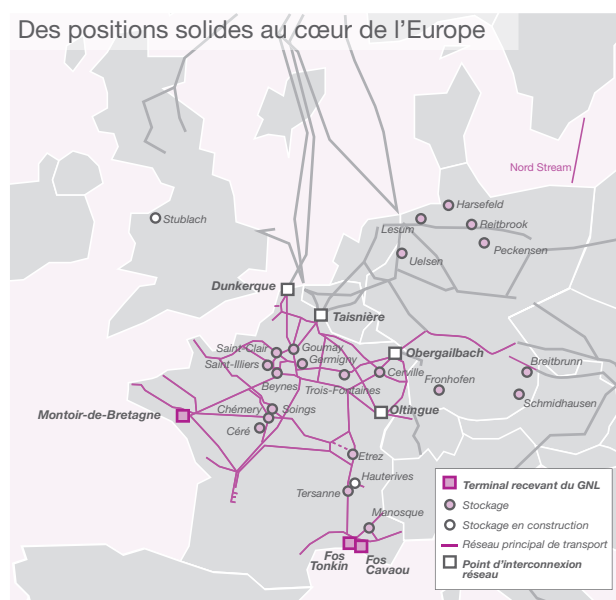
1.3.4 Branche Infrastructures

1.3.4.1 Mission

La branche GDF SUEZ 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 (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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ Infrastructures s'articule autour de quatre filiales indépendantes, toutes constituées sous formes de sociétés anonymes françaises. En France, chacune d'entre elles exploite, commercialise et développe les installations placées directement sous sa responsabilité : les sites de stockage pour Storengy, les terminaux méthaniers de Montoir-de-Bretagne et Fos Tonkin pour Elengy, le réseau de distribution pour GrDF, le 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 représente le Groupe dans la gestion de la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (fosmaxLNG) et exploite le terminal.

GRTgaz, en application du Code de l'Énergie, dispose en propre de l'essentiel des ressources nécessaires pour l'accomplissement de ses missions. Les accords commerciaux et financiers passés avec les filiales Infrastructures ou avec la maison mère ainsi que les contrats de prestations de la maison mère à GRTgaz sont soumis à l'approbation préalable de la CRE.

1.3.4.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2013	2012	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	6 792	6 216	+9,3%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	2 574	2 031	+26,7%
EBITDA	3 370	3 049	-10,5%

En 2013, GDF SUEZ Infrastructures a contribué à l'EBITDA du Groupe, à hauteur de 23%.

La branche GDF SUEZ Infrastructures emploie 17 660 collaborateurs au 31 décembre 2013.

1.3.4.5 Un environnement législatif et réglementaire spécifique

GDF SUEZ reste un groupe verticalement intégré mais son organisation et les liens juridiques avec les entités de la Branche Infrastructures ont été fortement impactés 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 été filialisées, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ont été rendus juridiquement indépendants au sein du Groupe. En 2011, dans sa transposition de la Directive «marché intérieur» 2009/73/CE, dite «Troisième Directive», 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 de la loi de transposition, la Commission européenne a formulé quelques remarques sur la conformité de la loi par rapport à la Directive. Ces remarques sont en cours d'instruction par les autorités françaises.

Le cadre juridique dans lequel s'exerce l'activité 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.

L'État définit les obligations de service public qui s'imposent au Groupe. Au-delà des textes qui fixent des règles, le Code de l'énergie prévoit que l'État négocie avec le Groupe et les filiales d'infrastructures concernées un Contrat de service public comportant des engagements supplémentaires. Le prochain Contrat de service public démarrera courant 2014 et les discussions avec les Pouvoirs Publics sont actuellement en cours. 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 le respect par les gestionnaires d'infrastructures des obligations qui leur incombent : accès aux infrastructures, non-discrimination, respect du caractère confidentiel 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'infrastructures correspondants.

1.3.4.6 Faits marquants 2013

Le nouveau cadre tarifaire d'accès aux terminaux méthaniers et au réseau de transport a été fixé par la CRE pour une période de quatre ans.

Dans le cadre du débat français sur la transition énergétique, GrDF a construit et présenté en 2013 un scénario 2050 «Facteur 4» qui modélise à cet horizon la place du gaz et des autres énergies dans l'alimentation du secteur résidentiel tertiaire, des transports et de l'industrie. Ce scénario a été intégré dans les scénarios du débat.

Suite à deux délibérations de la CRE et à l'accord des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, le déploiement du système de comptage évolué de GrDF (système «Gazpar») est autorisé sous réserve du résultat des appels d'offres relatifs aux matériels concernés.

Deux sites d'injection de biométhane ont été raccordés par GrDF, l'un à Morsbach en Moselle et un deuxième situé en milieu rural (la ferme d'Arcy, Seine et Marne).

Un service de transbordement et un service de chargement de camions-citernes en GNL ont été mis en place au terminal de Montoir-de-Bretagne. Trois opérations de transbordement ont été réalisées depuis août et les chargements de camions citernes ont débuté en septembre de cette même année.

Des actions de formation ont été montées au profit de décideurs étrangers : organisation et animation, par GRTgaz et GrDF, d'un séminaire sur la mise en œuvre de l'*unbundling*, destiné au TOP 100 de l'opérateur indonésien PGN et par Storengy d'une action de formation sur le thème du stockage en cavités salines à destination de 30 ingénieurs de l'opérateur chinois Towngas.

Storengy a signé avec China National Petroleum Corporation (CNPC) et commencé à mettre en œuvre un contrat portant sur la conversion de six stockages déplétés en Chine, et signé avec PetroChina Huabei un accord portant sur la qualification de sites pour le développement de stockages en milieu aquifère.

Répondant au besoin d'accroissement des capacités de transport entre la France et l'Espagne, la nouvelle station de compression et d'interconnexion de Chazelles (Charente) a été mise en service le 31 octobre 2013. 19 gestionnaires de réseaux de transport, dont GRTgaz et à son initiative, ont mis en place «PRISMA», plateforme européenne de vente de capacités potentiellement accessible à l'ensemble des transporteurs de l'Union européenne.

GRTgaz a signé en avril un accord avec 4 autres transporteurs européens visant à favoriser le transport de gaz renouvelables, affichant l'objectif que ces derniers atteignent 100% des volumes transportés en 2050.

1.3.4.7 Description des activités

1.3.4.7.1 Les activités des stockages souterrains

Le Groupe GDF SUEZ est le leader du stockage souterrain en Europe, avec des capacités de stockage de 13,27 Gm³.

France

Au 31 décembre 2013, Storengy exploite en France :

- ▶ 13 installations de stockage souterrain (dont 12 sont en pleine propriété). Neuf de ces stockages sont des stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m³), trois 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) ; deux de ces sites sont mis en sommeil (correspondant à un volume utile total de 300 millions de m³) et le projet de développement d'un autre site a été suspendu ;
- ▶ 50 compresseurs totalisant une puissance de 224 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.

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

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, 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 n° 2006-1034 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 révisé le 12 mars 2014 (décret 2014-328) car le dispositif réglementaire existant n'était plus adapté, compte tenu de l'évolution du fonctionnement du marché gazier, pour garantir notamment que les commercialisateurs disposent 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 quatrième stockeur souterrain en Allemagne avec 10% de parts de marché en volume. La société détient et exploite sept stockages pour une capacité utile de près de 2 milliards de m³ (trois sites salins : Harsefeld, Lesum et Peckensen ; quatre sites déplétés : Fronhofen, Reitbrook, Schmidhausen et Uelsen). Elle a également une participation à hauteur de 19,7% dans le site déplété de Breitbrunn (992 millions de m³ au total). L'avenir de certains de ces sites est actuellement à l'étude.

Royaume-Uni

Storengy UK Ltd, filiale à 100% de Storengy, est dédiée à la construction et la commercialisation du stockage en cavités salines de Stublach, dans le Cheshire. Il s'agit d'un stockage de capacité totale à terme de 400 millions de m³ de volume utile, répartis en 20 cavités. Le démarrage commercial du site est prévu pour 2014. Une exemption à l'accès des tiers a été accordée par l'*Office of the Gas and Electricity Market* (Ofgem) pour les 10 premières cavités 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 au grand international, mettant en œuvre son expertise, notamment en matière de géosciences et de maîtrise des risques santé-sécurité, sur des marchés présentant d'importants besoins de stockage comme la Chine et l'Inde.

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, géothermie, hydrogène, méthane de synthèse et biométhane).

1.3.4.7.2 Les activités des terminaux méthaniers

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

Elengy est le deuxième opérateur européen de terminaux méthaniers (*source GII/GNL*). Il a également été un des premiers à recevoir du GNL, dès 1965. Il développe et exploite ses installations, et commercialise les capacités associées. Les installations exploitées par Elengy ont une capacité de regazéification⁽²⁾ totale de 23,75 milliards de m³ (Gm³) de gaz par an au 31 décembre 2013.

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 et d'Égypte. Sa capacité de regazéification est de 5,5 milliards de m³ 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.

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 milliards de m³ 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

Après en avoir piloté la construction, Elengy assure l'exploitation du terminal méthanier de Fos Cavaou. Le terminal 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 est détenu par une filiale dédiée, FosmaxLNG détenue à la hauteur de 72,5% par Elengy et de 27,5% par Total Gaz Électricité Holding France SAS.

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 ont été transférées à Elengy, par arrêté préfectoral, le 19 décembre 2008 pour Montoir-de-Bretagne et le 22 décembre 2008 pour Fos Tonkin. 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. Ils sont prévus pour une durée de quatre ans (deux ans pour Tonkin).

La formule tarifaire, présente une structure en cinq termes fonctions (i) du nombre de déchargements, (ii) des quantités déchargées, (iii) de

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

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

l'utilisation des capacités de regazéification, (iv) du gaz en nature, ainsi que (v) de la modulation saisonnière. Elle aboutit à une hausse, par rapport au tarif précédent, de 4% pour Montoir, 10% pour Tonkin et 12% pour Cavaou. Une clause de rendez-vous permettra d'effectuer des ajustements limités au bout de deux ans. La BAR de l'ensemble Elengy et FosMax s'élève à 1 215 millions d'euros au 1^{er} janvier 2014 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 :

- ▶ questionner 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.

1.3.4.7.3 Les activités de distribution en France

L'activité de distribution en France a pour objet principal l'acheminement du gaz vendu par les expéditeurs aux clients finaux. 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. Sur ces zones, ils bénéficient d'un «monopole de distribution» : ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les communes peuvent renouveler la concession. 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 liés 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 2013, le réseau de distribution français de gaz naturel exploité par GrDF constitue le 1^{er} réseau de ce type en Europe par sa longueur (195 850 km)⁽¹⁾. Il compte plus de 10,9 millions de points de livraison⁽²⁾ dans les 9 515 communes desservies (dont 8 950 relevant des droits exclusifs attribués à GrDF), représentant environ 77% de la population française.

GrDF représente, avec 319,4 TWh de gaz naturel livrés en 2013, 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 13,8 ans au 31 décembre 2013.

Le service commun a réalisé en 2013 plus de 21,9 millions de relevés périodiques de compteurs gaz actifs et environ 2,25 millions d'interventions techniques chez les clients pour le gaz.

Accès au réseau de distribution : principes et tarifs

Le tarif de distribution de gaz de GrDF (dit «ATRD 4») est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012⁽³⁾ pour une durée de quatre ans. Il s'applique à la zone de desserte exclusive de GrDF. La structure de ce tarif s'inscrit dans la continuité du 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 charges et produits prévisionnels et ceux constatés, et notamment l'écart lié 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 93% des actifs figurant dans la BAR, sont amortis sur une durée de 45 ans. La BAR s'élève à 14 307 millions d'euros (sous réserve de validation de la CRE) au 1^{er} janvier 2013 avec un taux de rémunération de 6% réel, avant impôt sur les sociétés.

L'ATRD 4 comporte un certain nombre de nouveautés.

En contrepartie du mécanisme d'incitation à la productivité qui permet à GrDF de conserver 100% des gains éventuels au-delà de la cible, l'ARTD 4 renforce l'incitation financière à la qualité de service sur certaines activités *via* la mise en place d'un système de bonus/malus en fonction de l'atteinte ou non de l'objectif fixé par la CRE.

Un dispositif de régulation incitative sur les investissements hors sécurité est introduit, visant à permettre à la CRE une meilleure compréhension des enjeux d'investissement de GrDF sans pour autant interférer dans leur pilotage.

Au vu des résultats, jugés probants, des actions de promotion de l'usage du gaz menées par GrDF depuis 2008, le tarif ARTD 4 prévoit

(1) Source : benchmark interne à partir de données publiques 2013.

(2) Au 31 décembre 2013, 1 625 000 clients ainsi alimentés faisaient appel à un fournisseur alternatif de gaz.

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

leur renforcement et introduit une nouvelle incitation à l'atteinte des objectifs associés.

La trajectoire de charges nettes d'exploitation pourra être revue au bout de deux ans en cas d'évolution réglementaire.

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.

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.

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 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.

1.3.4.7.4 Les activités de transport

GRTgaz est détenu environ à 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 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 ouvrages

GRTgaz possède en propre l'un des plus longs réseaux de transport européen de gaz naturel à haute pression⁽¹⁾, représentant 32 056 km, en France, au 31 décembre 2013 : le réseau principal (8 106 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 (23 950 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 2013, GRTgaz a transporté 55,7 milliards de m³ de gaz sur le réseau français (637 TWh).

Par ailleurs, GRTgaz dispose d'une participation dans le réseau de transport Megal situé en Allemagne (1 167 km) représentant une longueur contributive⁽²⁾ 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 décret en Conseil d'État (décret n° 85-1108 du 15 octobre 1985, modifié notamment par le décret n° 2003-944 du 3 octobre 2003). Les autorisations sont nominatives et incessibles. Les bénéficiaires des autorisations de transport de gaz naturel exercent leurs missions dans les conditions fixées par ces autorisations et par les cahiers des charges qui leur sont annexés.

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 mise en place des nouveaux tarifs s'est traduite par une augmentation de 8,3% en 2013. En 2014, la hausse sera 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 du doublement de l'artère Bourgogne et de l'odorisation décentralisée du gaz naturel.

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.

La BAR 2013 du réseau de transport s'élève à 7 045 millions d'euros (sous réserve de validation par la CRE).

Transport Europe

Megal GmbH & Co. KG («Megal»), détenue à 49%⁽³⁾ 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.

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

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

(3) En 2013, GRTgaz a cédé ses parts dans le transporteur autrichien BOG afin de faire passer sa participation dans MEGAL de 44% à 49%.

Stratégie des activités de transport

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

- réaliser en France les investissements décidés pour permettre une meilleure intégration des marchés européens ;
- soutenir les usages du gaz, notamment dans l'industrie, en favorisant la conversion fioul ou charbon vers gaz naturel ;
- améliorer l'image du gaz en promouvant l'innovation dans l'exploitation et la maintenance de l'outil industriel, grâce notamment au développement des réseaux intelligents ;
- contribuer à l'objectif affiché collectivement avec quatre autres transporteurs européens d'atteindre un approvisionnement gaz à bilan carbone neutre d'ici à 2050 : des investissements sont prévus pour favoriser l'injection du bio méthane dans les réseaux de transport et pour rendre possibles, à l'horizon 2020, les innovations liées au «Power to Gas» ;
- à l'international, en étroite collaboration avec les autres entités du Groupe, réaliser des prestations de service et se positionner dans les pays où la croissance de la demande de gaz entraîne un fort développement des infrastructures gazières.

1.3.5 Branche Énergie Services

1.3.5.1 Mission

Leader européen des services à l'énergie, la branche GDF SUEZ Énergie Services propose, 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, «*facilities management*») ;
- multi-énergies (énergies renouvelables, gaz...) ;
- multi-pays.

Ces prestations couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur des services techniques 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 «*facilities management*» et ce dans la durée. GDF SUEZ Énergie Services accompagne ses clients tout au long du cycle de vie de leurs installations et de leurs sites. Les prestations fournies par GDF SUEZ Énergie Services permettent à ses clients d'optimiser leurs actifs, de mieux gérer leurs coûts, d'améliorer leur efficacité énergétique et de se concentrer sur leur cœur de métier.

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

Présentes sur toute la chaîne des services énergétiques, de la conception des installations à leur gestion dans la durée, les sociétés de GDF SUEZ Énergie Services sont à même d'assurer à leurs clients, en proximité, une garantie de performance dans le temps. Les enjeux sont importants tant dans l'industrie où la maîtrise de la facture énergétique est source de compétitivité que dans la ville ou le bâtiment qui recèlent parmi les plus importants gisements de réduction des émissions de carbone. Dans ce contexte, un partenaire tel que GDF SUEZ Énergie Services peut prendre en charge la totalité de la problématique et proposer une offre sur mesure adaptée aux besoins spécifiques de chaque client.

L'offre de GDF SUEZ Énergie Services peut inclure des techniques présentant un haut rendement énergétique telles que la cogénération ; elle peut aussi intégrer l'utilisation des énergies renouvelables comme la biomasse, la géothermie ou le solaire.

En outre, les sociétés de GDF SUEZ Énergie Services sont en mesure, tant en termes d'expertise technique, de management de projets et de gestion contractuelle que de maillage géographique, de répondre aux défis auxquels nombre de clients industriels et tertiaires doivent faire face :

- 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 dans l'industrie ou le tertiaire ;
- 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 GDF SUEZ Énergie Services sont les suivantes :

- renforcement de la place de leader européen des solutions d'efficacité énergétique par une accentuation de la dynamique commerciale et le développement d'offres innovantes : contrats de performance énergétique, partenariats public-privé, nouveaux services, etc. ;
- renforcement de la composante «services» dans les métiers de gestion et de maintenance, et concentration sur les segments à haute valeur ajoutée des métiers de l'installation, nécessitant une capacité d'intégration de systèmes ou un savoir-faire d'ingénierie de l'installation ;
- croissance externe *via* des acquisitions ; développement dans de nouvelles zones géographiques ciblées ou de nouvelles activités ;

- poursuite de l'amélioration de la rentabilité en optimisant ses organisations, en mobilisant les synergies internes et en développant des offres transversales.

1.3.5.3 Organisation

GDF SUEZ Énergie Services : une organisation métier par pays

La branche est constituée de six pôles : Ingénierie, France Systèmes Installations & Maintenance, France Services, Réseaux France, 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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-technique ; (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 ;
- «*facilities management*».

1.3.5.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2013	2012	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	14 707	14 707	- 0,0%
EBITDA	1 068	1 018	+5,0%

Ses 78 114 collaborateurs sont présents dans près de 30 pays, essentiellement en Europe, où les activités de la branche s'exercent sur environ 1 300 sites.

1.3.5.5 Faits marquants 2013

- Janvier : Cofely signe un contrat de partenariat pour exploiter et développer le réseau de froid urbain de Cyberjaya, première «cyber-cité» de Malaisie. L'objectif pour la ville est de réduire de 40% ses consommations d'électricité.
- Février : Cofely signe un contrat avec la ville de Deventer (Pays-Bas) pour gérer l'approvisionnement en énergie d'un parc industriel près de la ville. Cofely a proposé à la ville un smart grid associant production locale (éolien, photovoltaïque, biomasse...), stockage et pilotage énergétique.
- Mars : Cofely Réseaux remporte l'appel d'offres du SIPPEREC, syndicat intercommunal de l'énergie, pour réaliser le forage géothermique et le futur réseau de chaleur des villes d'Arcueil et de Gentilly.
- Avril : Cofely Ineo, en association avec Ansaldo STS, remporte le contrat de signalisation pour la première ligne à grande vitesse du Maroc (Tanger/Kenitra).
- Avril : pour la quatrième année consécutive et sous le parrainage de la navigatrice Catherine Chabaud, les Prix Énergies Citoyennes en France sont remis à Paris, au Conseil économique, social et environnemental. Cofely Services en Belgique lance la 2^e édition du prix de «La commune la plus durable».
- Avril : en Allemagne, Cofely signe avec la ville d'Oberndorf pour réaliser deux réseaux de chaleur qui alimenteront sept bâtiments du centre scolaire de la ville.
- Mai : en Italie, signature d'un contrat de performance énergétique avec la ville de Milan (plus de 550 bâtiments communaux).
- Juin : Climespace signe une convention avec la Bibliothèque nationale de France à Paris pour réaliser une nouvelle centrale de production de froid sur le site de la BNF et étendre ainsi son réseau de froid à l'est de Paris.
- Juin : Sanofi renforce sa collaboration avec Cofely pour réduire les consommations d'énergie de l'ensemble de ses sites industriels dans le monde (plus de 100 sites).
- Juillet : Tractebel Engineering signe un contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour l'extension d'un terminal GNL à Shanghai.
- Juillet : Cofely signe avec la ville de Parla, commune de Madrid, un contrat de services énergétiques pour plusieurs installations municipales. Signé pour 15 ans, ce contrat vise 6% d'économie d'énergie pour les bâtiments et 40% pour l'éclairage public.
- Août : au Royaume-Uni, acquisition de Balfour Beatty Workplace, filiale de Balfour Beatty, dédiée au «*facilities management*».
- Septembre : Cofely Ineo remporte l'appel d'offres pour rénover l'éclairage public de Lille, en partenariat avec Citéos.
- Octobre : Cofely signe un accord avec E.ON en vue d'acquérir le portefeuille d'actifs de réseaux de chaleur du groupe E.ON en Pologne.
- Octobre : Cofely Fabricom signe avec la ville d'Harelbeke (Belgique) pour réaliser le complexe d'écluses qui produira sa propre électricité «verte» avec une empreinte carbone minimum.
- Novembre : Cofely Axima, en groupement avec Cofely Endel, Cofely Ineo et l'allemand M+W, remporte un contrat de 530 millions d'euros pour le site du projet européen de fusion ITER. Le contrat porte sur les installations climatiques, électriques et mécaniques de 13 bâtiments.

- Décembre : au Brésil, acquisition d'EMAC, spécialiste des services multitechniques de chauffage, ventilation et climatisation.
- Décembre : Cofely prend une participation dans TSC Group, société australienne de services multi-techniques de chauffage, ventilation et climatisation.

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)

Leader en Europe, 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 environnementale 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 (Facilities management, gestion multi-sites, partenariats public-privé...).

Production et distribution électrique (Pôle International)

GDF SUEZ 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

GDF SUEZ 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 centres, 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.

Si le marché de l'industrie connaît actuellement une stagnation de ses investissements, ce segment offre des opportunités de croissance pour des activités de services ciblées, du fait de la tendance à l'externalisation, du renforcement des contraintes environnementales et de la recherche de l'efficacité énergétique.

Dans le tertiaire privé et public, la recherche d'efficacité énergétique et environnementale est un facteur favorable au développement des activités combinées d'installations et de services.

Enfin, le marché des infrastructures reste attractif en raison des nombreuses initiatives des collectivités publiques. GDF SUEZ Énergie Services y est reconnu comme un acteur majeur, y compris pour des activités de niche dans la mobilité et les technologies de la sécurité intelligente.

1.3.5.7 Environnement réglementaire

Les principales évolutions réglementaires impactant les métiers de GDF SUEZ 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 du développement des énergies renouvelables ;
- l'introduction de contraintes d'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des contrats de performance énergétique dans le secteur public et privé ; les nouveaux dispositifs introduits dans le Code de l'Énergie et portant sur l'ouverture du Marché de l'Électricité, et sur les modalités de soutien à la filière cogénération.

Combinées avec l'augmentation sur le moyen terme des prix de l'énergie, ces évolutions représentent une opportunité de développement pour GDF SUEZ Énergie Services. 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, GDF SUEZ Énergie Services est idéalement placé 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 2013, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 30 pays.

Les tableaux suivants présentent les principales installations en service dont le Groupe est, en tout ou partie, propriétaire. Les propriétés en location sont traitées dans les Notes 21 et 22 du chapitre 6.2 «Comptes consolidés».

CENTRALES ÉLECTRIQUES (> 400 MW)

Pays	Site/centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type
Allemagne	Zolling	538	Centrale charbon et biomasse
	Marafiq	2 744	Centrale au gaz naturel
Arabie saoudite	Riyadh PP1 1	1 729	Centrale au gaz naturel
	Hazelwood	1 553	Centrale lignite
	Loy Yang	953	Centrale lignite
	Pelican point	479	Centrale au gaz naturel
Australie	Al Dur	1 234	Centrale au gaz naturel
	Al Ezzel	954	Centrale au gaz naturel
	Al Hidd	929	Centrale au gaz naturel
Bahreïn	Amercœur	451	Centrale au gaz naturel
	Coo	1 164	Station de pompage
	Doel	2 911	Centrale nucléaire
	Drogenbos	538	Centrale au gaz naturel
	Herdersbrug	480	Centrale au gaz naturel
	Tihange	3 016	Centrale nucléaire
Belgique	Cana Brava	450	Centrale hydroélectrique
	Estreito	1 087	Centrale hydroélectrique
	Ita	1 450	Centrale hydroélectrique
	Jorge Lacerda	773	Centrale charbon
	Machadinho	1 140	Centrale hydroélectrique
	Salto Osório	1 078	Centrale hydroélectrique
	Salto Santiago	1 420	Centrale hydroélectrique
Brésil	Mejillones	869	Centrales charbon et gaz naturel
Chili	Tocopilla	963	Centrales au gaz naturel, charbon, fioul
	Fujairah F2	2 000	Centrale au gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Centrale au gaz naturel
	Shuweihat 2	1 510	Centrale au gaz naturel
	Taweelah	1 592	Centrale au gaz naturel
	Umm Al Nar	2 240	Centrale au gaz naturel
Émirats arabes unis	Cartagena	1 199	Centrale au gaz naturel
Espagne	Castelnou	774	Centrale au gaz naturel

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

Pays	Site/centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type
États-Unis	Astoria 1	575	Centrale au gaz naturel
	Astoria 2	575	Centrale au gaz naturel
	Armstrong	620	Centrale au gaz naturel
	Bellingham	527	Centrale au gaz naturel
	Blackstone	478	Centrale au gaz naturel
	Coleto Creek	635	Centrale charbon
	Hays	893	Centrale au gaz naturel
	Midlothian	1 394	Centrale au gaz naturel
	Northfield Mountain	1 124	Station de pompage
	Troy	609	Centrale au gaz naturel
	Wise County Power	746	Centrale au gaz naturel
France	CombiGolfe	435	Centrale au gaz naturel
	CyCoFos	490	Centrale au gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Centrale au gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Centrale hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	435	Centrale au gaz naturel
Grèce	Viotia	570	Centrale au gaz naturel
Hongrie	Dunamenti	1 041	Centrale au gaz naturel
Indonésie	Paiton	1 220	Centrale charbon
	Paiton 3	815	Centrale charbon
	Isab	532	Centrale au fioul
Italie	Torre Valdaliga	1 442	Centrale au gaz naturel
	Vado Ligure	1 373	Centrale au gaz naturel et charbon
	Al-Rusail	665	Centrale au gaz naturel
	Barka 2	678	Centrale au gaz naturel
	Barka 3	744	Centrale au gaz naturel
Oman	Sohar	585	Centrale au gaz naturel
	Sohar 2	744	Centrale au gaz naturel
Pakistan	Uch	551	Centrale au gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 927	Centrale au gaz naturel
	Flevo	996	Centrale au gaz naturel
	Gelderland	592	Centrales charbon et biomasse
	Chilca	805	Centrale au gaz naturel
Pérou	ILO 2	564	Centrale au fioul
Pologne	Polaniec	1 666	Centrales charbon et biomasse
Porto Rico	Ecoelectrica	507	Centrale au gaz naturel
Portugal	Elecgas	840	Centrale au gaz naturel
	Pego	576	Centrale charbon
	Turbogas	990	Centrale au gaz naturel
	Ras Laffan B	1 025	Centrale au gaz naturel
Qatar	Ras Laffan C	2 730	Centrale au gaz naturel

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

Pays	Site/centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type
Royaume-Uni	Deeside	515	Centrale au gaz naturel
	Eggborough	1 960	Centrale charbon
	First hydro	2 088	Station de pompage
	Rugeley	1 026	Centrale charbon
	Saltend	1 197	Centrale au gaz naturel
Singapour	Senoko	3 188	Centrales au gaz naturel et au fioul
Thaïlande	Gheco One	660	Centrale charbon
	Glow IPP	713	Centrale au gaz naturel
Turquie	Ankara Boo	763	Centrale au gaz naturel
	Marmara	480	Centrale au gaz naturel

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

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

Pays	Localisation	Volume utile (Mm³) brut ⁽¹⁾
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	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	Breitbrunn ⁽²⁾	992
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.

(2) Site non opéré par GDF SUEZ.

TERMINAUX MÉTHANIERS

Pays	Localisation	Capacité totale ⁽¹⁾
France	Montoir-de-Bretagne	10 Gm³(n)/an
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	5,5 Gm³(n)/an
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	8,25 Gm³(n)/an
États-Unis	Everett	6,3 Gm³(n)/an
États-Unis	Neptune	3,5 Gm³(n)/an
Chili	Mejillones	1,7 Gm³(n)/an
Porto Rico	Penuelas	0,8 Gm³(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 ET DÉVELOPPEMENT

1.5.1 L'innovation au cœur de la stratégie

Les savoir-faire du Groupe sont enrichis par une politique de recherche et d'innovation 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 800 chercheurs contribuent à l'excellence technologique dans tous les métiers du Groupe. En 2013, les dépenses pour la recherche et le développement technologique se sont élevées à 161 millions d'euros.

La valeur ajoutée de la recherche et innovation réside dans la transformation des idées et des connaissances scientifiques en applications industrielles performantes ou en offres commerciales différenciantes. GDF SUEZ engage des travaux de recherche pour l'amélioration de sa performance opérationnelle, et des programmes de recherche prospectifs corporate s'inscrivant dans le cadre de trois priorités stratégiques : la production d'énergie décarbonée, la gestion intelligente de l'énergie et de l'environnement et les chaînes gazières du futur. Les programmes relatifs aux technologies du futur sont : ville et bâtiment de demain ; *smart energy and environment* ; énergies renouvelables ; GNL *offshore* et chaînes gazières du futur ; captage, transport et stockage du CO₂ (CSC).

Quelques réalisations marquantes des programmes en 2013 :

- **ville et bâtiment de demain** : GDF SUEZ et Cofely sont partenaires dans EFFICACITY et INEF4, deux instituts pour la transition énergétique dédiés à l'efficacité énergétique de la ville et du bâtiment et lancés en octobre 2013 ; développement des scénarios prospectifs de la ville en 2030 présentés lors de diverses conférences ; lancement du projet Ecocité à Gerland (France) pour la rénovation de la cité jardin, et des projets européens Holistec et Performer sur la réalisation d'outils pour la conception des bâtiments et le suivi de la performance énergétique ;
- **smart energy and environment** : mise à disposition des entités du Groupe d'un gestionnaire local de flexibilité des processus énergétiques d'un site industriel pour l'optimisation de la facture énergétique du client ; test d'agrégation de la flexibilité des clients du projet GreenLys, premier démonstrateur *smart grid* à échelle réelle en France ; étude sociologique de la motivation et du comportement des clients d'habitats sociaux face aux technologies «*smart*» dans le projet européen Showe-IT ;
- **énergies renouvelables** : poursuite du développement, en partenariat, de différents projets pilotes et démonstrateurs : pose de

la première pierre du projet de gazéification de la biomasse (projet GAYA) dans le cadre d'IDEEL ; poursuite de l'étude du projet solaire thermique à concentration à Mejillones (Chili) ; partenariat avec Alstom pour le développement de projets hydroliens (production d'électricité à partir des courants marins) ;

- **GNL *offshore* et chaînes gazières du futur** : développement d'un outil de pilotage et d'aide à la décision dans le domaine des gaz de schiste ; *offshore* GNL : réalisation d'études techniques sur le transfert et sur la cuverie, étude hydrodynamique sur les interférences entre corps flottants ; hydrates naturels : bilan des essais industriels réalisés en Alaska en 2012 (technique de substitution CH₄/CO₂) ;
- **captage, transport et stockage du CO₂ (CSC)** : ralentissement du développement du projet ROAD (démonstrateur de taille industrielle à Rotterdam (Pays-Bas)) avec E.ON dans un contexte peu porteur du prix des quotas de CO₂ ; poursuite de la veille technologique avancée dans les trois maillons de la chaîne (captage, transport et stockage) ;
- **projets transverses et exploratoires** : lancement du projet Valenthin visant à développer les technologies de récupération de la chaleur basse température sur les procédés industriels ; HVDC : Étude de faisabilité et de pertinence pour raccorder des parcs éoliens *offshore* ; *power to gas* : démarrage du projet ADEME GRHYD coordonné par GDF SUEZ, visant à étudier la faisabilité technique de l'injection d'hydrogène d'origine renouvelable dans le réseau gaz naturel.

En 2013, l'innovation et la création de valeur sont restées au cœur de la culture d'entreprise de GDF SUEZ : présence dans 8 fonds de *capital venturing* dans les *cleantech* avec un montant investi cumulé de plus de 40 millions d'euros ; plus de 100 *start-up* évaluées par les veilleurs technologiques du Groupe ; 4^e édition des Trophées Innovation : 27 Grands Prix et 6 Trophées d'honneur ont été décernés.

Enfin, en 2013, la Direction de la Recherche et Innovation de GDF SUEZ a organisé, sous l'égide de Marcogaz et du GERG, la 2^e conférence européenne technologique du gaz, EGATEC 2013. Elle a rassemblé plus de 200 spécialistes européens et a permis de faire le point sur le rôle clé du gaz naturel dans une Europe énergétique en pleine mutation.

1.5.2 Un réseau mondial de centres de recherche

L'activité de Recherche et Innovation est pilotée par la Direction Recherche et Innovation et est principalement effectuée dans les centres de recherche spécialisés.

► Le **CRIGEN** est le centre de R&D et d'expertise opérationnelle du Groupe GDF SUEZ dédié aux métiers du gaz, aux énergies nouvelles et aux technologies émergentes. Situé en région parisienne, il compte 361 collaborateurs en 2013. Ses activités couvrent trois grands domaines :

- **produits, services et systèmes énergétiques, empreinte environnementale** : éco-quartier et ville de demain, système énergétique dans le bâtiment, mobilité durable, évaluation environnementale, analyse cycle de vie, efficacité énergétique dans l'industrie, usine éco-conçue, gaz renouvelables, nouveaux gaz ;
- **performance opérationnelle, sécurité industrielle, asset management** : GNL, maîtrise des risques industriels, réseaux aciers et polyéthylène, caractéristiques des gaz et métrologie, stockage d'énergie ;
- **intégration des nouvelles technologies** : technologies numériques, nanotechnologies, technologies *smart*, outils de mobilité, *big data*, sécurité des systèmes d'information industriels.

Quelques réalisations marquantes en 2013 :

- réalisation de chantiers expérimentaux utilisant la machine de microforage dirigé co-brevetée par le CRIGEN ;
- expérimentation terrain du système CORTACEUR, brevet CRIGEN, sur la surveillance de la protection cathodique de canalisations soumises à des courants alternatifs ;
- premier prototype de nano-chromatographe gazeux : performances de bon niveau et maintenance très faible ;
- GNL : réalisation d'essais de dispersion de GNL en hauteur (première mondiale) pour valider les modèles de simulation pour ces cas de dispersion ; conception d'un outil de dimensionnement des systèmes de transfert et de récupération de gaz d'évaporation des vaisseaux pour l'avitaillement de navires propulsés au GNL ;
- transition énergétique dans l'industrie : succès des essais en laboratoire pour démontrer l'intérêt des fours à boucle pour la fusion du verre dans le cadre du projet européen CRAFTM coordonné par le CRIGEN, et démarrage des essais sur un site industriel ;
- les CRIGEN *Innovation Days*, ont inauguré une nouvelle façon de travailler avec les métiers du Groupe, et de créer de la valeur par l'innovation en relevant les défis proposés par les métiers ;
- Leanove, *start-up* interne incubée au CRIGEN, spécialisée dans le maquettage et le prototypage rapide de solutions digitales a été nommée aux «Trophées du Management de l'Innovation Bearing Point - L'Expansion».

► **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). En 2013, il 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 2013 :

- développement et mise en œuvre réussie d'une méthode plus efficace – une première mondiale – d'élimination des boues de magnétite dans les générateurs de vapeur des centrales nucléaires ;
- assistance durant la construction et la mise en service de deux centrales à charbon ultra-supercritiques à Rotterdam (Pays-Bas) et à Wilhelmshaven (Allemagne) ;
- évaluation du vieillissement et de la durée de vie résiduelle des composants critiques de centrales électriques de GDF SUEZ à travers le monde, y compris au Pakistan, au Chili et en Thaïlande ; hiérarchisation des modes d'amélioration de l'efficacité énergétique des centrales électriques du Groupe notamment aux Pays-Bas, en Italie et au Pakistan ;
- développement des activités en Amérique Latine : Laborelec a remporté l'appel d'offres de l'agence chilienne du développement économique pour la création d'un centre d'excellence international qui se consacrera en particulier à l'intégration de technologies solaires liées à l'éco-efficacité énergétique ;
- concepts d'éclairage innovants : le centre de compétence en éclairage LED a développé un concept d'éclairage innovant pour le Wuppertal Nordbahntrasse (Allemagne) ;
- nouveau laboratoire de gestion modulaire de l'électricité : MatchPoint est une interface très flexible pour tester les systèmes électriques, la production d'électricité décentralisée, le stockage de l'énergie et la gestion de la demande.

► **Cylergie**, Centre de Recherche de Cofely, GIE 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 2013 :

- outils d'audit de centrale de traitement d'air et des circuits d'eau ;
- outil d'étude de l'intérêt de la mise en place d'un stockage thermique sur un réseau avec chaudière biomasse ;
- kit de mesures réglementaires de la qualité de l'air intérieur.

- **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 2013 :

- lancement du projet de R&D SESAM GRID (investissements d'avenir), sur la sécurisation informatique des *smart grids* ;
- poursuite des projets Smart ZAE et Smart Campus ;
- développement d'une nouvelle version de la plateforme multitechnique OpenControl®.
- **Tractebel Engineering**, rattaché à la branche Énergie Services, est présent dans 21 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 : énergies renouvelables, énergie nucléaire, hydraulique et réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Quelques réalisations marquantes en 2013 :

- démarrage du programme européen PLANGRIDEV et de GREDOR de la région wallonne (Belgique) qui ont pour objectif

de définir une nouvelle approche de développement du réseau de distribution en tenant compte de la production décentralisée, des véhicules électriques, du stockage, de la flexibilité de la demande ;

- publication des bonnes pratiques européennes pour les études probabilistes (nucléaires) de niveau 2 dans le cadre du 7^e programme cadre européen de recherche.

- **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.

- **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.

1.5.3 Propriété intellectuelle

La propriété intellectuelle détenue par le Groupe via ses brevets, marques, droits d'auteur sur des logiciels et bases de données

contribue à proposer des offres technologiques qui se démarquent de la concurrence et à asseoir la notoriété de ses activités.

Facteurs de risque

2.1 PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES 55

2.1.1	Rôle du Comité d'Audit	55
2.1.2	Politique de management global des risques	55
2.1.3	Gestion de crise	55
2.1.4	Couverture des risques et assurances	56

2.2 RISQUES LIÉS À L'ENVIRONNEMENT EXTERNE 57

2.2.1	Environnement économique	57
2.2.2	Environnement réglementaire et politique	58
2.2.3	Impact du climat	60
2.2.4	Risque de réputation	60

2.3 RISQUES OPÉRATIONNELS 61

2.3.1	Achats - ventes	61
2.3.2	Gestion des actifs et développements	62
2.3.3	Risques juridiques	63
2.3.4	Risques éthiques	63
2.3.5	Risques liés aux ressources humaines	63
2.3.6	Risques liés à la santé, la sécurité, la sûreté et la protection du patrimoine	64
2.3.7	Risques liés aux systèmes d'information	64

2.4 RISQUES INDUSTRIELS 65

2.4.1	Accident industriel	65
2.4.2	Pollution du milieu environnant	65
2.4.3	Sites Seveso ou équivalents	66
2.4.4	Centrales nucléaires en Belgique	66
2.4.5	Exploration-production d'hydrocarbures	67

2.5 RISQUES FINANCIERS 67

2.5.1	Risque de marché sur matières premières	67
2.5.2	Risque de contrepartie	68
2.5.3	Risque de change	68
2.5.4	Risque de taux d'intérêt	68
2.5.5	Risque de liquidité	69
2.5.6	Risque de dépréciation	69
2.5.7	Risque sur actions	69
2.5.8	Risque fiscal	69
2.5.9	Risque sur le financement des pensions de retraite	70

Par la diversité de ses activités, de ses implantations et de ses offres, le Groupe est exposé à des risques de nature financière, industrielle et commerciale. Sa position de leader dans le secteur de l'énergie, ainsi que son ambition de développement, l'exposent également à des risques de réputation. Sont présentés ci-dessous les risques significatifs auxquels le Groupe estime être exposé. 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

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».

2.1.1 Rôle du Comité d'Audit

Le Comité d'Audit examine la revue des risques au moins une fois par an. À leur demande, les Comités du Conseil d'Administration sont tenus informés tout au long de l'année de l'exposition de GDF SUEZ aux risques financiers et non financiers. Le Conseil d'Administration

peut ainsi exercer sa mission de suivi de l'efficacité du système de gestion des risques conformément à l'Ordonnance du 8 décembre 2008 transposant en France la huitième Directive européenne sur la gouvernance d'entreprise.

2.1.2 Politique de management global des risques

Le système de management global des risques du Groupe est d'application dans l'ensemble du Groupe, toutes activités et entités 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.

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.

2.1.3 Gestion de crise

GDF SUEZ peut avoir à faire face à des situations de crise. Ses activités économiques et industrielles, ainsi que sa responsabilité sociale, très visibles, l'exposent au plan médiatique.

Pour se préparer et faire face à ces circonstances, le Groupe a 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.

2.1.4 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 2013 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).

2.1.4.1 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).

2.1.4.2 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.

2.1.4.3 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.

2.1.4.4 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 affrèteur (limitée à 750 millions de dollars US). Les dommages aux navires sont couverts à concurrence de leur valeur agréée.

2.1.4.5 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 au cœur de la stratégie»).

2.2.1 Environnement économique

L'année 2013 a été marquée par la stagnation de l'économie européenne, une demande en énergie faible et des prix de l'énergie en baisse. Les États-Unis ont montré une reprise hésitante et l'économie des pays émergents a continué de progresser, avec une croissance moindre, de par sa dépendance aux autres zones économiques.

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

2.2.1.1 Structure de la demande

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 et environnementale des process industriels et du bâtiment (neuf et existant) et à l'attitude éco-responsable des consommateurs.

En Europe, certaines activités du Groupe pourraient pâtir de délocalisations d'activités de leurs clients industriels vers des pays à bas coûts de main-d'œuvre ou d'énergie.

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.

2.2.1.2 Structure de l'offre

La durée de la crise en Europe et la compétitivité du charbon génèrent pour le Groupe des surcapacités en centrales alimentées au gaz naturel. Le Groupe a fermé ou mis sous cocon plusieurs unités de production en 2013 (voir 1.3.1.5 «Faits marquants 2013»).

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...). Un dispositif de veille technologique permet au Groupe de nourrir des scénarios stratégiques d'anticipation des évolutions du mix énergétique.

2.2.1.3 Business model

Le Groupe opère sur des marchés en croissance à l'international, dont pour certains la croissance s'est ralentie en 2013. Dans certains pays les énergies renouvelables ont des coûts de production compétitifs par rapport au thermique. La diversité des marchés géographiques, sur lesquels le Groupe opère, mitige l'exposition aux risques liés à la demande ou à l'offre dans ces pays.

La stratégie du Groupe s'oriente vers le développement des énergies renouvelables (avec une augmentation de 50% la capacité installée en énergies renouvelables entre 2009 et 2015, notamment sur les marchés en forte croissance) et le développement des services d'efficacité énergétique.

2.2.1.4 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 accentue encore ce risque.

L'émergence des technologies «*smart energy*» impacte la chaîne de valeur de l'électricité, avec une nouvelle catégorie de concurrents issus des technologies de l'information, des télécoms et des équipementiers.

Par ailleurs, le Groupe rencontre également une concurrence accrue sur les marchés en forte croissance émanant d'acteurs locaux.

Le Groupe rationalise son fonctionnement et ses process pour adapter sa structure de coûts et développe des offres adaptées à l'évolution de son environnement.

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 (dé)régulation du secteur énergétique. Les lois et réglementations ayant potentiellement l'impact le plus important sur les activités de GDF SUEZ sont mentionnées dans les paragraphes suivants.

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 :

- ▶ la Directive européenne relative à l'efficacité énergétique, adoptée fin 2012, doit être transposée dans les différentes législations des États Membres et implique par exemple en France un renforcement très significatif des obligations en matière de Certificats d'Économie d'Énergie (CEE), ce qui pourrait avoir un impact sur les marges du Groupe en France ;
- ▶ la proposition de *backloading* (délai dans la mise aux enchères des quotas de CO₂) est en phase finale de négociation au niveau européen : le projet de règlement autorisant le retrait de 900 Mt sur la période 2014-2016, les réinjectant dans le marché en 2019-2020, a été voté en Comité Changement Climatique, et devrait être approuvé formellement dans les prochains mois par le Conseil et le Parlement. Néanmoins, pour que les centrales au gaz puissent redevenir compétitives par rapport aux centrales à charbon, il faudrait, outre ce *backloading*, une réforme structurelle du marché carbone permettant d'assurer un bon niveau de prix du CO₂. La Commission pourrait faire des propositions en ce sens début 2014 ;
- ▶ la Commission a publié en mars 2013 un Livre Vert sur la politique en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030. En fonction des conclusions qu'elle aura tirées de cette consultation, la Commission prépare pour début 2014 un paquet présentant les grandes lignes politiques sur le cadre énergie - climat à l'horizon 2030, avec notamment des objectifs, contraignants ou non, de réduction des émissions de CO₂, de la part des ENR dans le mix énergétique ainsi que d'amélioration de l'efficacité énergétique à l'horizon 2030 ;
- ▶ en France, l'adoption des lois « Grenelle 2 » puis le Débat National sur la Transition Énergétique qui a suivi en 2013 introduisent des mesures mettant sous contrainte un certain nombre d'activités du Groupe : règles relatives aux implantations, procédures d'autorisation des projets d'énergies renouvelables, droits de l'eau⁽¹⁾, etc.

Une modification ou un renforcement du dispositif réglementaire peut entraîner des coûts d'investissement ou d'exploitation supplémentaires pour le Groupe.

Au-delà des précautions contractuelles, le Groupe s'efforce de limiter l'ensemble de ces risques notamment dans le cadre d'une politique environnementale 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 et l'Australie, 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, 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, par l'implémentation de projets de réduction du CO₂ 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 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 de définir les conditions d'accès aux réseaux. Ces évolutions pourraient nécessiter une adaptation technique de nos opérations ;
- ▶ l'application progressive de la Directive EMIR (*European Market Infrastructure Regulation*) : suite à la crise financière de 2008, EMIR est la réponse européenne aux engagements du G20 (septembre 2009) et vise à mieux contrôler et à améliorer la transparence du marché des transactions de dérivés de gré à gré (OTC). EMIR s'appuie sur les principes suivants : obligation de compensation centrale des dérivés, obligation de déclaration à un référentiel central de données, et nouvelles obligations d'atténuation des risques. Les modalités d'application par l'ESMA (*European Securities and Markets Authority*) et leur contrôle par les régulateurs financiers nationaux sont en cours d'élaboration, notamment en ce qui concerne la date de mise en œuvre effective de l'obligation de compensation ;

(1) Renforcement des contraintes sur la gestion des ressources, réduction des pollutions et poursuite des efforts en matière de traitement des eaux usées, restauration des milieux aquatiques, réutilisation des eaux pluviales et eaux usées, etc.

- la taxe sur les transactions financières : en février 2013, la Commission européenne a adopté une proposition de Directive du Conseil pour mettre en œuvre une taxe sur les transactions financières dont l'entrée en vigueur est prévue mi-2014. 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 onze États Membres qui participent à la coopération renforcée ;
- les aides d'État : la Direction Générale en charge de la concurrence à la Commission européenne (DG-COMP) prépare une révision des lignes directrices relatives aux aides d'État dans le domaine de l'énergie et de l'environnement. Celle-ci pourrait avoir un impact sur les activités du Groupe si elle modifie les règles concernant les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables 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 ;
- 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 ;
- au Brésil, le Groupe est exposé aux changements de la régulation des marchés de l'électricité ; par exemple, une partie des coûts assurant la sécurité du système électrique pourrait être transférée aux producteurs, ou le volume d'achat garanti pourrait être revu.

Le Groupe, par sa présence auprès des institutions communautaires et des États, tente d'anticiper autant que possible tout texte législatif impactant ses métiers et de défendre ses intérêts. Au niveau de chaque pays, il est difficile de prévoir toutes les évolutions réglementaires, mais le Groupe, en exerçant ses métiers dans différents pays, 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.

Le nouveau cadre tarifaire de vente de gaz naturel en France, mis en place début 2013, a permis de lisser les évolutions tarifaires et de diminuer les risques de hausse insuffisante des tarifs. Le Groupe reste vigilant à l'application de ce nouveau dispositif.

Des mécanismes de contrôle des prix existent également dans d'autres pays, notamment la Belgique, la Hongrie, l'Italie, la Roumanie, le Brésil et le 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 (par exemple dans les concessions ou sur des sites Seveso, dans des installations hydro-électriques ou des centrales) suppose 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

Les activités du Groupe sont concentrées en Europe (France, Belgique, Espagne...) et aux États-Unis qui ont représenté ensemble environ 85% du chiffre d'affaires consolidé (par pays de destination) en 2013. Ces pays comportent un certain nombre de risques potentiels, politiques, économiques, réglementaires et financiers.

Le Groupe se développe dans les pays en croissance comme le Brésil, le Chili, la Thaïlande, l'Indonésie et le Pérou qui connaissent 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, l'Égypte, la Libye et le Yémen. 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.

Le Groupe gère ces risques dans le cadre de partenariats et de négociations contractuelles propres à chaque implantation. Il détermine ses choix d'implantation dans les pays en croissance en appliquant une procédure d'investissement formalisée qui évalue, projet par projet, sa perception du risque pays et qui tient compte des avis d'agences spécialisées. L'inclusion de clauses d'arbitrage international dans les contrats est aussi systématique que possible.

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* long terme (voir Section 1.3.1.6.1 «Central Western Europe»).

Si l'un des fournisseurs majeurs de gaz du Groupe devait faire durablement défaut, le coût de remplacement du gaz pourrait être substantiellement plus élevé et affecter les marges du Groupe, du moins à court terme. Afin de maîtriser ce risque, le Groupe dispose de nombreux instruments de flexibilité et de modulation (flexibilités des contrats long terme, importantes 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 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 Vente d'électricité sur les marchés

Le Groupe est producteur d'électricité en Europe et aux États-Unis, 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.

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».

Certaines filiales du Groupe sont engagées dans des contrats, souvent de longue durée (par ex. *Power Purchase Agreement*), notamment avec les collectivités publiques, dont l'exécution peut dépendre d'un seul client. Le refus ou l'incapacité d'un client à respecter ses engagements contractuels à long terme peut compromettre l'équilibre économique des contrats et la rentabilité des investissements éventuellement pris en charge par l'opérateur.

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). Le Groupe considère donc qu'il n'existe aucune relation le liant à un client dont la rupture serait susceptible d'avoir un impact majeur sur la situation financière et le résultat du Groupe.

Dans ses activités d'optimisation de portefeuille d'actifs physiques (centrales, contrats 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 et la défaillance de processus. Les opérations sont encadrées par des processus adaptés et les risques sont pris en compte dans le cadre du programme de contrôle interne du Groupe «INCOME».

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

Les achats (hors énergie) et la chaîne d'approvisionnement associée sont indispensables à l'ensemble des métiers du Groupe et une des conditions de sa performance. Des sociétés du Groupe peuvent dépendre d'un nombre restreint de fournisseurs pour leur approvisionnement en combustibles, en matériaux, en équipements et en services. Des risques spécifiques sont attachés à la réalisation des achats dans les projets (voir 2.3.2.2 Risques sur opérations de croissance organique et grands projets).

La diversité des métiers du Groupe et de leur localisation géographique procure une diversification des risques qui permet une réduction du risque de défaillance d'un fournisseur important. De plus, le processus de sélection des fournisseurs est renforcé et des solutions alternatives sont identifiées. Une attention particulière est portée aux fournisseurs critiques.

2.3.2 Gestion des actifs et développements

2.3.2.1 Optimisation du portefeuille d'actifs

En cas de développement externe, notamment au moyen d'acquisitions, le Groupe pourrait être amené à procéder à l'émission de titres de capital et à avoir recours à l'endettement. Les acquisitions présentent des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des gains et synergies escomptés, à l'implication insuffisante de la direction des sociétés acquises et au départ de salariés clés. Dans le cadre de participations, le Groupe pourrait par ailleurs se retrouver en conflit d'intérêts ou de stratégie avec ses associés qui, dans certains cas, détiennent la majorité du capital de ces entreprises. 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 à long terme, qui pourraient dégrader la rentabilité de certains actifs, entraîner une perte de revenus ou nécessiter une dépréciation d'actifs.

La conception, l'achat des matériels et la construction sont en grande partie sous-traitées, au travers de contrats prévoyant de bénéficier, au moins partiellement, d'indemnités en cas de survenance d'un risque cité ci-dessus. La mise en œuvre de dispositifs de *contract management* permet également une meilleure maîtrise du risque contractuel, tant vis-à-vis de nos clients et donneurs d'ordre que de nos fournisseurs et sous-traitants.

Le Groupe est également responsable pour certains projets de la conception et de la construction d'installations, notamment au travers de filiales spécialisées au sein de la branche Énergie Services. 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 conduisant 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 des projets et le pilotage du portefeuille des projets majeurs au niveau Groupe qui fournissent les alertes nécessaires à la mise en œuvre des actions correctives.

2.3.2.3 Risque sur le développement et projets nucléaires

À la suite de l'accident de Fukushima, certains pays ont gelé ou reporté des projets en cours de développement, alors que d'autres poursuivent ou adoptent une stratégie de développement active. Le Groupe suit activement ces développements ; il a ainsi rejoint un consortium japonais pour le deuxième projet nucléaire en Turquie.

En Belgique, conformément à la décision prise par le Gouvernement le 4 juillet 2012 et en ligne avec la loi de 2003, le Groupe prépare la fermeture de Doel 1 et 2 en 2015. En revanche, la prolongation de 10 ans au-delà de 2015 de Tihange 1 a été décidée (voir Section 1.3.1 « Branche Énergie Europe », Section 2.4.4 « Centrales nucléaires en Belgique » et Note 5.2.2 du chapitre 6.2 « Comptes consolidés »).

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 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. Pour ses différents projets nucléaires, actuellement en phase de pré-développement, son exposition financière immédiate n'est pas significative.

2.3.2.4 Risques de rupture de partenariats

Le Groupe est amené à développer ses implantations avec des partenaires industriels ou financiers, des collectivités publiques locales ou des acteurs locaux privés. Ces partenariats 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. 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 d'un partenariat.

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 au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont décrits dans la Note 28 du chapitre 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. Des politiques sont développées pour éviter dans toute la mesure du possible la survenance de tels risques (cf. chapitre 3.1). Les risques éthiques identifiés sont analysés

et le plan d'actions correspondant est présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration.

2.3.5 Risques liés aux ressources humaines

2.3.5.1 Compétences

Le Groupe exerce ses activités via une large palette de métiers qui mobilisent des compétences variées dans le monde. Sa croissance internationale exige de nouveaux savoir-faire et la mobilité de certains collaborateurs. De plus, le vieillissement démographique affecte certaines filières techniques. Pour mettre en œuvre la stratégie du Groupe, les entités sont sensibilisées à une anticipation de l'évolution des compétences et à l'investissement dans l'employabilité des salariés. En Europe, un accord sur la gestion anticipée des emplois et des compétences a été négocié avec les partenaires sociaux. Une politique active de mobilité entre entités, et entre filières et métiers, associée à des politiques de professionnalisation, de développement des filières support et de reconnaissance des experts, est aussi conduite. Le Groupe développe aussi son attractivité grâce à des dispositifs de rémunération et de motivation adaptés à l'environnement.

2.3.5.2 Dialogue social

Le Groupe se doit de développer son agilité pour s'adapter à ses marchés. 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 locale. 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. Les instances représentatives du personnel ont un champ d'intervention élargi, dont notamment : mobilité,

politique seniors, plan d'épargne retraite collectif et qualité de vie au travail. 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.

Pour aider les managers, le Groupe investit dans la promotion de comportements soucieux 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. La stratégie du Groupe et ses résultats font l'objet d'une communication interne régulière favorisant la cohésion et la motivation.

(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 affiche la ferme 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'une élaboration et d'un accord avec les fédérations syndicales, et un plan d'actions a été décliné pour la période 2010-2015. Des règles concernant notamment les travailleurs intérimaires, la gestion des sous-traitants, la gestion des achats, la conduite des projets, l'intégration des performances de santé-sécurité dans l'évaluation des managers, la gestion des accidents et incidents, l'évaluation et la maîtrise des risques, la prévention des risques de circulation, les systèmes de permis de travail ont été validées et diffusées (voir Section 3.2.7 «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. Un plan spécifique pour l'éradication 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 industriel 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 partenaires privés ou publics. Plus globalement, la défaillance des systèmes 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 sécurité de ses systèmes d'information adaptées aux risques identifiés. En liaison 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'activités dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels importants, susceptibles de générer des dommages aux personnes (employés, sous-traitants, riverains, consommateurs, tiers) 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 reste 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 Accident industriel

Pour le Groupe, il existe des risques liés à l'exploitation de systèmes de transport, de distribution, de stockage de gaz, d'installations d'exploration-production, de méthaniers, d'installations de regazéification, de centrales de production d'électricité, d'ouvrages hydrauliques ou à certaines prestations de services délivrées en milieu industriel. Ces risques peuvent conduire à des accidents industriels ou à des indisponibilités avec 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). Ces 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. 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.

Un plan d'actions particulier concernant la protection des systèmes de contrôle industriel, liés aux process industriels, est en cours de mise en œuvre. Il vise à prévenir les risques d'accident liés à leur défaillance.

Le Groupe identifie également un risque d'accident sur une infrastructure en cours de construction, induisant des dommages corporels (aux employés du Groupe, intérimaires, sous-traitants ou tiers), matériels ou environnementaux. Ce risque a été intégré dans le programme de contrôle interne du Groupe «INCOME» et fait l'objet d'une règle spécifique.

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 2.1.4 «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 peut 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. En 2013, le Groupe a actualisé sa cartographie des impacts et risques environnementaux, ainsi que des risques sanitaires.

2.4.3 Sites Seveso ou équivalents

Le Groupe exploite différentes installations type Seveso seuil haut (Seveso seuil haut, en tant que telles, ou considérées comme telles par le Groupe) : terminaux méthaniers, stockages souterrains de gaz naturel, stations de GPL, centrales électriques thermiques. Pour chaque installation de ce type, le Groupe a défini et mis en œuvre un système de gestion de la sécurité, conforme à la Directive européenne dite «Seveso II⁽¹⁾». Au-delà des sites Seveso seuil haut identifiés comme tels en Europe, le Groupe exploite d'autres sites industriels sensibles pour lesquels il s'attache à appliquer des standards de sécurité industrielle de haut niveau. Dans ce cadre, le Groupe conduit ponctuellement des missions de contrôle et d'audit pour s'assurer de la mise en œuvre effective de ces dispositions.

Les risques de responsabilité civile vis-à-vis des tiers résultant de l'exploitation des sites Seveso ou équivalents sont couverts par le programme général d'assurances en responsabilité civile du Groupe (voir Section 2.1.4 «Couverture des risques et assurances»). Le Groupe estime que tout coût ou engagement raisonnablement prévisible, relatif aux points mentionnés ci-dessus, n'aura pas de conséquences significatives sur sa situation financière consolidée, ses flux de trésorerie et ses résultats. Toutefois, de tels coûts ou engagements pourraient entraîner des conséquences négatives pour le Groupe à long terme.

2.4.4 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.

Afin de maintenir un haut niveau de sûreté, les opérateurs de centrales nucléaires échangent leurs expériences et se soumettent à des revues par les pairs de l'Association Mondiale des Opérateurs Nucléaires (WANO), à la demande de l'exploitant. Deux revues ont été organisées en 2013, une à Doel et l'autre à Tihange. Ces revues, réalisées par des organismes internationaux indépendants, confirment la priorité donnée dans les centrales nucléaires du Groupe à la sûreté. 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. Bien que le Groupe ait toujours respecté les plus hauts standards en matière de sûreté nucléaire, l'autorité de sûreté pourrait imposer à l'avenir de nouvelles normes qui pourraient générer des charges supplémentaires pour le Groupe.

En juillet 2012, des indications de potentiels défauts ont été détectées dans la paroi de la cuve du réacteur de Doel 3. Des examens identiques, pratiqués en septembre 2012 sur la cuve du réacteur de Tihange 2, de même conception, ont révélé des indications semblables. Les dossiers de justification ont été communiqués aux autorités en décembre 2012. Après analyse, l'AFCN s'est prononcée favorablement au redémarrage des unités de Doel 3 et Tihange 2. Les deux unités ont été redémarrées début juin 2013, elles subiront une inspection équivalente à la fin du prochain cycle de combustible en 2014. Les autres cuves, de conception différente, sont également inspectées, les deux cuves déjà examinées en 2013 n'ont pas révélé d'indication.

Le Groupe réduit régulièrement ses rejets d'effluents liquides et gazeux radioactifs tout en maîtrisant le volume des déchets de faible et moyenne activités produits durant l'exploitation. 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). Au second semestre de 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'une réaction chimique probablement liée à la présence d'agrégats dans le béton d'enrobage. Cette réaction a donné lieu à la formation de gel de silice dont l'origine précise est encore en cours d'investigation en liaison avec ONDRAF. Ce problème n'a toutefois pas de conséquence sur la sûreté de l'environnement, ni de la population. Le phénomène n'a pas été détecté à la centrale de Tihange où le procédé d'enrobage utilisé est différent et ne contient pas d'agrégats.

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 18.2 du chapitre 6.2 «Comptes consolidés».

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

2.4.5 Exploration-production d'hydrocarbures

L'exploration et la production d'hydrocarbures est une activité soumise à des risques significatifs tels que les risques géologiques et les risques d'accident industriel majeur (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 :

- ▶ fait évaluer ses réserves d'hydrocarbures par un tiers indépendant ;
- ▶ conduit ses activités 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 ;
- ▶ 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). Dans le cadre de son activité, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO₂ et autres produits verts.

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

Le Groupe a mis en place une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché 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 et (iii) une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière. Le CRME est également en charge des risques de contreparties énergie, dont il est question ci-dessous, en allouant des limites pour les principales contreparties communes et arbitrant le cas échéant sur les niveaux d'exposition souhaités.

Une partie prépondérante des activités de production d'électricité hors Europe est sécurisée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA), souvent avec des collectivités publiques, dans lesquels les variations des coûts opérationnels, en particulier 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 aux risques de change, définis 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. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession et (iii) un risque translationnel, lié à la consolidation en euros des comptes des filiales dont la devise fonctionnelle est différente. 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 16.1.3.2 du chapitre 6.2 «Comptes consolidés».

Dans le cadre de la politique de risque de change du Groupe, le risque transactionnel fait l'objet d'une couverture systématique dès lors que ce risque est matériel. Le risque transactionnel spécifique fait l'objet d'une stratégie de couverture au cas par cas intégrée dans l'instruction des dossiers d'investissement. Enfin, le risque lié à la valeur patrimoniale des actifs hors zone Euro 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. Pour ce faire, le Groupe a principalement recours à de la dette en devises et à des produits dérivés de change.

En termes de gouvernance et de contrôle, l'identification, la mesure et la couverture des risques de change sont réalisées au travers de différentes instances au sein du Groupe.

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 16.1.4.1 et Note 16.1.4.2 du chapitre 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. Toute modification substantielle de la structure de taux fait 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 15.2.1 du chapitre 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 du chapitre 6.2 «Comptes consolidés»).

2.5.7 Risque sur actions

Le Groupe détient au 31 décembre 2013 un ensemble de participations non consolidées dans des sociétés cotées (voir Note 15.1.1 du chapitre 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 aurait un impact d'environ - 114 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 13 au chapitre 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 du chapitre 6.2 «Comptes consolidés»).

2.5.9 Risque sur le financement des pensions de retraite

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

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

La Note 19 du chapitre 6.2 «Comptes consolidés» précise les éléments évalués et comptabilisés.

Le calcul de la dette actuarielle du Groupe est fondé sur des hypothèses actuarielles qui peuvent varier d'un pays à l'autre et qui incluent notamment les taux d'actualisation, les taux d'augmentation des salaires et les statistiques en matière de durée de vie. L'utilisation de méthodologies, hypothèses et modèles pour l'évaluation des passifs ou la détermination des allocations d'actifs et des risques associés peut 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 à prestations définies, GDF SUEZ pourrait être amené à financer toute différence entre la valeur de marché de ces actifs et les niveaux de couverture prévus pour ces plans sur une période donnée (non applicable au périmètre IEG).

Informations sociales, environnementales et sociétales

3.1	ÉTHIQUE ET COMPLIANCE	72	3.3	INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES	87
3.1.1	Politique éthique	72	3.3.1	Le cadre législatif et réglementaire	87
3.1.2	Organisation et structures	72	3.3.2	Le management environnemental	88
3.1.3	Conformité éthique	72	3.3.3	Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, la responsabilité environnementale	89
3.2	INFORMATIONS SOCIALES	73	3.3.4	Les actions du Groupe	91
3.2.1	Les politiques de développement des ressources humaines	73	3.4	INFORMATIONS SOCIÉTALES	96
3.2.2	Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	75	3.4.1	Développement socio-économique dans les territoires	96
3.2.3	Relations sociales	76	3.4.2	Dialogue avec les parties prenantes et partenariats	97
3.2.4	Épargne salariale	77	3.4.3	Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité	97
3.2.5	Participation des salariés dans le capital - actionnariat salarié	78	3.4.4	Achats, sous-traitance et fournisseurs	98
3.2.6	Focus sur GDF SUEZ SA	78	3.5	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, DÉSIGNÉS ORGANISMES TIERS INDÉPENDANTS, SUR LES INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES CONSOLIDÉES FIGURANT DANS LE RAPPORT DE GESTION	99
3.2.7	Politique de santé et sécurité	78			
3.2.8	Données sociales	80			

3.1 ÉTHIQUE ET COMPLIANCE

3.1.1 Politique éthique

La politique éthique de GDF SUEZ vise à développer une culture de l'éthique fondée sur :

- ▶ la Charte éthique 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 et décrit le système de gouvernance de l'éthique ;
- ▶ le guide des pratiques de l'éthique qui détaille les modalités de mise en œuvre de l'éthique dans les situations professionnelles au quotidien ;

- ▶ le référentiel intégrité qui décrit la façon dont le Groupe est organisé pour appréhender le risque auquel expose tout manquement à l'intégrité et établit le programme des actions pour lutter contre la fraude et la corruption : mise en œuvre de la politique consultants commerciaux et de nouveaux principes de la relation commerciale, notamment en matière de cadeaux et invitations ;
- ▶ 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.

3.1.2 Organisation et structures

Les dirigeants de GDF SUEZ, en particulier le Président-Directeur Général et le Secrétaire Général, membre du Comité Exécutif 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 190 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 concernant notamment la diffusion de la documentation éthique, la formation, la mise en place des politiques éthiques. Le rapport de conformité 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 modules de formation : *e-learning* (concurrence, corruption, relations commerciales, etc.), éthique des affaires, droits humains ;
- ▶ la formation obligatoire pour les cadres dirigeants au risque de fraude et corruption ;
- ▶ l'intégration de l'éthique dans le processus d'appréciation annuel des dirigeants ;

- ▶ le *reporting* des dysfonctionnements par un *e-mail* d'alerte et un outil de *reporting* 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 (CNIL) ;
- ▶ la prise en compte de critères extra-financiers, dont le respect des droits humains, dans l'évaluation des grands projets du Groupe ;
- ▶ la publication des documents éthiques et *compliance* sur le site Intranet Groupe et la diffusion de la charte et du guide, traduits en 20 langues, à l'ensemble des collaborateurs ;
- ▶ l'analyse annuelle des risques éthiques réalisée 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.

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 4 axes : 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 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.

En 2013, politiques et postures RH ont été portées avec, et pour, les partenaires opérationnels du Groupe, afin notamment d'accompagner les changements et les transformations, d'amplifier la culture managériale, d'associer les collaborateurs, de développer leur employabilité, pour une performance RH optimisée, coordonnée, et au service des opérationnels.

Dans cette optique, GDF SUEZ s'est doté d'un référentiel managérial commun pour ses 33 000 cadres et managers, le «*GDF SUEZ Management Way*» (ndlr : la note managériale représente 20% du Management Way et récompense la qualité du management, la réussite des actions transverses et la performance sociale). Le Management Way a été déployé afin d'accompagner la transformation du Groupe. Le «*GDF SUEZ Management Way*» définit trois grands axes :

- «*People Leadership*» : développer et faire progresser les collaborateurs (développement et adhésion, promotion de la mobilité, développement personnel) ;
- «*Group Leadership*» : faire vivre le Groupe, diffuser ses valeurs (appartenance, communication) ;
- «*Business Leadership*» : plus de performance, au service du client (orientation client, innovation, management de la complexité).

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.

«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 favorisant ainsi l'employabilité de chacun. Un pilotage transverse avec branches et BU doit permettre d'atteindre en 2015 des objectifs ambitieux en termes d'engagement des collaborateurs, de mobilité, de formation, de fidélisation, de diversité et de préparation de l'avenir.

Ces nouvelles 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»

Pour positionner le Groupe comme employeur de référence, quatre grands principes guident les pratiques de recrutement :

- faire du recrutement un levier majeur d'éthique et de responsabilité sociale ;
- développer une vision stratégique du recrutement ;
- garantir et renforcer la promesse employeur ;
- rechercher l'efficacité, la performance et le professionnalisme.

Afin de renforcer son attractivité vis-à-vis de talents spécifiques, notamment les techniciens supérieurs et les femmes dans des

métiers techniques, une nouvelle campagne publicitaire a été déclinée en 2013. Par ailleurs une grande opération «les rencontres de l'emploi GDF SUEZ» a été organisée pour la première fois et a permis d'accueillir 8 000 personnes par 600 salariés partout en France.

Le Groupe continue de s'investir dans différents programmes permettant de toucher des étudiants et jeunes diplômés expérimentés de grandes formations internationales, au travers notamment de :

- la participation à une cinquantaine de forums par an en France et en Belgique, impliquant plus de 500 représentants des différents métiers du Groupe et touchant directement près de 55 000 étudiants ;
- le partenariat avec le «Challenge du Monde des Grandes Écoles et Universités» ;
- les partenariats académiques avec de grandes formations européennes ;
- un programme de recrutement de jeunes ingénieurs via les réseaux sociaux pour un «*trainee program*» de 2 ans sur les sites opérationnels d'Amérique Latine⁽¹⁾.

En France, le Groupe s'est fixé pour ambition de développer la formation en alternance⁽²⁾ : Ainsi, en 2013, 3 412 alternants ont été accueillis dans ses différentes filiales.

3.2.1.2 «Mobility for Development»

Avec un objectif de 10 000 mobilités par an d'ici 2015, et près de 5 500 réalisées en 2013, 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 ;

(1) Plus de 76 000 visites sur le site avec un indicateur d'engagement supérieur à 10% («likes» ou «followers»).

(2) Inscription dans l'objectif gouvernemental de 800 000 alternants à l'horizon 2015.

- ▶ 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 :

- ▶ fluidité du marché de l'emploi interne ;
- ▶ éviter les comportements «propriétaires» 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 en 2013. La dimension internationale de la mobilité a fait l'objet d'engagements supplémentaires en matière d'accompagnement des collaborateurs (préparation au départ puis au retour, développement professionnel, suivi de carrière, etc.).

3.2.1.3 «Management for People»

Ce programme apporte des repères sur ce que le Groupe attend de ses managers pour préparer l'avenir avec leurs équipes :

- ▶ connaître l'ensemble des collaborateurs et les accompagner dans leur développement, sur la base d'une relation personnalisée où que l'on soit dans l'entreprise ;
- ▶ développer le professionnalisme de chacun au service de la performance collective ;
- ▶ développer l'employabilité de tous au travers de parcours transverses et formateurs, en encourageant la mobilité.

3.2.1.4 «Learning for Development»

En 2013, le Groupe a réaffirmé l'importance accordée à la formation et à l'employabilité des collaborateurs dans une politique «learning». Conformément à cette politique, plus de deux tiers des salariés ont bénéficié d'au moins une formation. Le Groupe met en œuvre plusieurs canaux de formation à l'attention de l'ensemble de ses collaborateurs :

- ▶ *GDF SUEZ University* pour les 33 000 dirigeants, cadres à potentiel et managers : en 2013, *GDF SUEZ University* a accompagné l'expansion géographique du Groupe en accueillant près de 6 400 participants de 48 pays lors de 181 sessions ;
- ▶ une filière «*Learning*» met à disposition des programmes de formation dans tous les métiers du Groupe, ainsi qu'en matière de compétences générales ; le «*e-learning*» est mis à disposition de 92 000 collaborateurs sur une plate-forme dédiée ;
- ▶ en France, un organisme interne Synerform facilite l'accès au meilleur coût à des programmes de formations externes dans différents domaines.

3.2.1.5 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⁽¹⁾ ;
- ▶ 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 déploiement des «*Development Centers*», outils de développement et de connaissance personnels.

À noter qu'à fin 2013, il y a 633 cadres dirigeants, dont 14,8% de femmes (pour 11,5% fin 2011). 26% des nouveaux dirigeants nommés en 2013 sont des femmes.

«Leaders for Tomorrow» («LFT»)

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

Sur 33 000 managers (dont 633 cadres dirigeants) 2 300 LFT peuvent être considérés potentiellement comme futurs dirigeants, dont 27,7% de femmes.

Ce vivier produit en moyenne 80% des nouveaux dirigeants.

«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 un an dans les filières Juridique, Achats, Santé & Sécurité, Communication, Systèmes d'Information, Audit et Ressources Humaines.

La DRH a par ailleurs encouragé la participation de projets RH aux Trophées de l'Innovation Groupe. Ces projets ont contribué au *Yearbook* RH de l'année avec 100 autres initiatives illustrant l'ambition RH.

2013 a également vu se multiplier les communautés sur les réseaux sociaux internes, dédiées au partage des pratiques dans différents domaines, la COP «*Knowledge Management*» a été active en 2013 sur ces sujets et formation.

(1) Par exemple, 60 jeunes femmes ont bénéficié en 2013 d'un mentoring mené par un cadre dirigeant, lui-même accompagné dans le cadre de ce programme.

13 réseaux RH dont sept en France, associant plus de 200 responsables RH, permettent de fluidifier les échanges sur les bassins d'emplois, coordonner la bonne déclinaison des politiques RH du Groupe, du *GDF SUEZ Management Way*, du projet social

fondateur, et 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.

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.

3.2.2.1 Diversité au sein du Groupe

Label Diversité

En mars 2012, le ministère de l'Intérieur a décerné au Groupe le «Label Diversité» sur les périmètres de GDF SUEZ SA et de la branche Énergie Services (42 000 salariés en France). Le Groupe GDF SUEZ a décidé d'étendre cette démarche, valorisée par l'AFNOR (Association Française de Normalisation), à l'ensemble de ses collaborateurs du périmètre France (soit 109 000 collaborateurs en 2012) en vue de l'obtention d'une labellisation générale début 2014. Un audit intermédiaire de l'AFNOR a lieu sur les entités du premier périmètre (GDF SUEZ SA et la branche Énergies Services).

GDF SUEZ poursuit par ailleurs ses actions de sensibilisation à la diversité auprès des managers, de la filière RH et des salariés. Une large campagne de communication a été lancée mettant en valeur la diversité des profils/parcours via des témoignages réels.

Egalité professionnelle et mixité

Le Groupe a signé une Convention Cadre pour l'égalité professionnelle le 9 avril 2013 avec la ministre du droit des femmes. GDF SUEZ réaffirme ses objectifs et s'engage également dans l'échange de bonnes pratiques au niveau des territoires, avec les PME-PMI. 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.

Seniors et Intergénérationnel

En septembre 2013 GDF SUEZ et deux organisations syndicales représentatives ont signé 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 à l'issue de leur formation. Le Groupe a poursuivi en 2013 les actions liées à l'Accord Seniors signé en 2009 avec les organisations syndicales, prévoyant notamment la mise en place d'entretiens de seconde partie de carrière. En 2012, le taux de recrutement des plus de 50 ans en CDI a atteint 6,1% contre un objectif de 3%. La transmission des savoirs et des compétences sera favorisée 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.

Handicap

Chaque branche, filiale et entité de GDF SUEZ décline la politique handicap du Groupe, en France, en tenant compte de ses spécificités opérationnelles et locales. Par le biais d'accords collectifs ou de conventions avec l'Agefiph⁽²⁾, ces entreprises 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 entreprises, les synergies entre entités et la mise en place d'actions communes. Le Groupe a développé avec la Direction des Achats un site extranet dédié aux achats en secteur protégé et adapté : *handyachats*. La semaine du Handicap en a fait la promotion.

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

(2) Association chargée de gérer le fonds pour l'insertion professionnelle des personnes handicapées.

Depuis juillet 2012, le Groupe a mis en place des *reportings* permettant de visualiser de façon plus efficiente la volumétrie des candidatures TH (Travailleurs Handicapés), et leur impact sur les recrutements. Un premier salon «handyrecreatday» a été organisé en 2013. 55 candidats ont postulé sur 19 postes ouverts.

GDF SUEZ a renouvelé pour une durée de 3 ans son partenariat avec le Belgian Paralympic Committee. Ce partenariat (renouvelé en mars 2013 – 3 ans) 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.

3.2.2.2 Insertion et Accompagnement vers l'emploi

Le Groupe poursuit ses actions sociales innovantes dans le domaine de l'insertion et de l'accompagnement vers l'emploi de «publics fragilisés» éloignés des réseaux et structures usuels menant vers la formation et l'emploi durables.

Insertion par l'alternance

En France, le Groupe s'appuie sur les missions locales, les pôles emplois et sur son partenariat avec Mozaik RH qui a permis en 2013, de recruter 25 alternants issus de la diversité en Île-de-France et 123 en Belgique.

Insertion par le sport et le travail

Avec FACE (Fondation Agir contre l'Exclusion), le Groupe participe activement à plusieurs projets innovants autour de la pratique d'un sport comme levier et vecteur d'insertion sociale et professionnelle avec notamment l'opération «Permis-Sport-Emploi» en partenariat avec le ministère de la Défense, des fédérations sportives⁽¹⁾ et les

collectivités territoriales qui a accompagné en 2013 220 jeunes sur 4 régions, notamment Lyon.

Le Groupe multiplie les actions en faveur de l'insertion et de l'accompagnement vers l'emploi, en s'appuyant notamment sur des structures dédiées. SITA Rebond⁽²⁾ est spécialisée dans l'insertion par l'activité économique des publics en difficulté. Elle élabore et met en œuvre des projets d'insertion professionnelle et d'accompagnement individuel des chômeurs de longue durée, des allocataires des minima sociaux, des jeunes de moins de 26 ans sans qualification, des travailleurs handicapés et des seniors.

3.2.2.3 Relations avec les parties prenantes

Partenariats académiques et universitaires «diversité/RSE»

Différents partenariats du Groupe se poursuivent en France notamment avec le monde académique comme Sciences-Po⁽³⁾, Paris-Dauphine⁽⁴⁾. Ces partenariats encouragent la recherche académique dans le domaine de la «diversité», et aident de jeunes étudiants à poursuivre leurs études, *via* des bourses d'études. Ce financement s'accompagne souvent d'un parrainage des boursiers par des collaborateurs volontaires du Groupe qui sont encadrés dans un Réseau «Parrainage».

Relations avec le monde associatif

La collaboration du Groupe avec le monde associatif continue avec, entre autre, des associations comme FACE présidée par Gérard Mestrallet, et impliquant des collaborateurs du Groupe au sein de ses 35 structures locales FACE en France et à l'international. La structure belge Be.FACE fonctionne à Bruxelles depuis janvier 2011 et celle de Rio de Janeiro (Brésil) a commencé ses activités le 19 juin 2012, à l'occasion du «Sommet Rio + 20» organisé par les Nations Unies.

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 13 membres représentant 8 pays se réunit une fois tous les 2 mois.

Ce dialogue s'appuie également sur des groupes de travail par métier (Énergie et Services) ou par thème.

En 2013, 4 réunions plénières du CEE se sont tenues, ainsi que 9 réunions du secrétariat du CEE et 8 réunions de groupes de travail métiers.

(1) Fédération Française de Handball, Clubs de Rugby, notamment Béziers et Lille.

(2) Filiale de Sita France, Groupe SUEZ Environnement.

(3) Les Conventions d'Education Prioritaires – CEP et le Programme de Recherche et d'Enseignement des Savoirs sur le Genre (PRESAGE).

(4) Chaire de Gestion de la Diversité offrant l'opportunité à des managers du Groupe de suivre cette formation.

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 2013, 2 réunions se sont tenues.

3.2.3.2 Accords collectifs Groupe

Un accord mondial sur les droits fondamentaux, le dialogue social et le développement durable a été signé le 16 novembre 2010 avec plusieurs fédérations syndicales. Cet accord rappelle le respect par le groupe GDF SUEZ des stipulations des conventions de l'Organisation Internationale du Travail (OIT) relatives aux droits fondamentaux au travail (conventions sur la liberté d'association et de négociation collective, sur la discrimination, sur le travail forcé et le travail des enfants).

Le 23 février 2010, deux accords ont été signés au niveau européen sur les sujets suivants : la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (voir Section 3.2.1.5) ; les principes fondamentaux de santé et de sécurité. Ce dernier a été élargi au périmètre monde par décision unilatérale.

En 2011, une négociation a été engagée au niveau européen sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes et a abouti par une signature unanime le 5 juin 2012.

Pour mémoire, aux accords précités s'ajoutent les accords intervenus dans les domaines suivants pour le périmètre de la France :

- la mise en place au niveau du Groupe d'un Plan d'Épargne Retraite Collectif (PERCO) et l'évolution du Plan d'Épargne Groupe (PEG) (voir Section 3.2.4.1) ;
- le contrat de génération (voir Section 3.2.2.1), accord signé par 2 organisations syndicales le 25 septembre 2013 ;
- la prévention des risques psychosociaux par l'amélioration de la qualité de vie au travail, accord signé à l'unanimité par les cinq organisations syndicales le 18 février 2010 (voir Section 3.2.7).

Des comités de suivi se sont tenus en 2013, comme auparavant, sur les différents accords signés pour regarder leur application et 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 la mise en œuvre concrète de la RSE. En 2013, l'OSI a organisé une dizaine de réunions publiques sur différents thèmes (managers de proximité, qualité de vie au travail et engagement des salariés, l'Europe dans la Mondialisation, la performance des entreprises socialement responsables...) et un symposium au Maroc sur le dialogue social. Les actes sont accessibles sur www.observatoire-social-international.com

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, sociétés dont la majorité du capital social est détenue directement ou indirectement par GDF SUEZ SA. Depuis la déconsolidation du Groupe SUEZ Environnement intervenue le 22 juillet 2013, les salariés du Groupe SUEZ Environnement n'ont plus accès aux dispositifs du Groupe GDF SUEZ.

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 d'épargne diversifiée.

Hors de France : des dispositions sont également en place 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.

Afin de tenir compte de l'hétérogénéité des contextes économiques et sociaux locaux, la mise en place des mesures d'accompagnement et le déploiement de l'information sur ce dispositif sont effectués progressivement, entreprise par entreprise. L'architecture financière permet au gérant de conjuguer réactivité, performance et sécurité au travers de la mise à disposition d'une liste de fonds en multi-gestion.

Hors de France : des plans existent, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.

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 de participation pour le Groupe.

(1) Sociétés consolidées par intégration globale, sociétés dont la majorité du capital social est détenue directement ou indirectement soit par GDF SUEZ SA, soit par SUEZ Environnement Company SA (jusqu'à juillet 2013).

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 à la réussite collective du Groupe et renforcer la présence des salariés au capital de GDF SUEZ.

A fin 2013, les salariés auront ainsi bénéficié d'attributions gratuites d'actions pour un total d'environ 21 millions d'actions depuis le premier plan en 2007. Sur ce total, 7,6 millions d'actions sont dans la période d'acquisition des plans respectifs, soit 0,31% du capital de GDF SUEZ.

À fin 2013, les salariés détenaient 2,35% du capital, dont 1,84% détenus au travers de Fonds Communs de Placement d'Entreprise

(FCPE). Conformément à l'article L. 225-100-3 du Code de commerce, les Conseils de Surveillance desdits FCPE exercent les droits de vote attachés aux titres inscrits à leur actif et décident, le cas échéant, d'apporter ces titres aux offres publiques d'achat ou d'échange.

Les Conseils de surveillance des FCPE sont composés des représentants de porteurs de parts et, pour moitié au plus, des représentants de l'entreprise désignés selon les modalités prévues aux règlements des FCPE. Si le Conseil de surveillance est composé de manière égalitaire, son président, obligatoirement choisi parmi les représentants des porteurs de parts, a une voix prépondérante.

3.2.6 Focus sur GDF SUEZ SA

3.2.6.1 Contribution aux Activités Sociales

GDF SUEZ SA contribue, par un pourcentage de ses recettes en France (versement de 141 millions d'euros au titre de 2013), au financement des œuvres sociales de la branche professionnelle des IEG. Les entreprises de cette branche professionnelle relèvent d'un régime dérogatoire au droit commun. Les œuvres sociales concernent donc l'ensemble des entreprises des IEG et sont administrées par une Caisse Centrale d'Activités Sociales (CCAS), dotée de la personnalité morale, composée uniquement par des représentants du personnel des entreprises des IEG et sous la tutelle exclusive des pouvoirs publics.

3.2.6.2 Intéressement et participation

GDF SUEZ SA et l'ensemble des organisations syndicales représentatives, ont signé le 24 juin 2011, un nouvel accord d'intéressement, pour la période 2011-2013. Le montant versé en 2013 au titre de l'intéressement 2012 est de 21,7 millions d'euros et concerne 8 954 bénéficiaires.

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 2012 conduit à l'absence de versement en 2013.

3.2.7 Politique de santé et sécurité

3.2.7.1 Évolution des résultats

L'amélioration de l'ensemble des indicateurs d'accidentologie du personnel du Groupe se poursuit avec une réduction sur la période de 2008 à 2013 :

- ▶ du taux de gravité de 36% passant de 0,33 à 0,21 ;
- ▶ du taux de fréquence («TF») de 45% (de 8 à 4,4) ;
- ▶ du taux de mortalité⁽¹⁾ (de 4,3 à 0).

L'indice de fréquence des accidents de trajet⁽²⁾ est également en amélioration. Il passe de 5 à 4 entre 2010 et 2013.

Ces progrès résultent d'une amélioration dans l'ensemble des branches.

Le niveau de résultat atteint est meilleur que l'objectif (TF < 4,9 fin 2013) et permet de conforter la position d'excellence du Groupe.

En matière de santé au travail, les résultats du Groupe sont encourageants avec une réduction du taux d'absentéisme pour raison médicale de 5% en 5 ans. Un nouvel indicateur est ajouté au tableau de bord depuis 2012 : le nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles. Consolidé en 2012 sur le périmètre France, il est de 133 sur le périmètre monde en 2013⁽³⁾.

En ce qui concerne les prestataires extérieurs et intérimaires, onze décès par accidents de travail ont été comptabilisés en 2013 contre six en 2008. La fréquence des accidents de travail des intérimaires est passée de 20,1 à 12 en 2013.

(1) Nombre de décès par accident de travail/100 000 000 heures travaillées.

(2) Nombre d'accidents de trajet survenus dans l'année considérée avec un arrêt d'au moins un jour multiplié par mille, rapporté à l'effectif.

(3) Dont 77,5 % pour la France.

3.2.7.2 Objectifs fixés

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.

3.2.7.3 Actions de progrès engagées

Le plan d'action santé-sécurité pour la période 2010-2015 définit les actions à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs 2012-2015. En 2012, il a été complété par le plan pour l'Éradication Durable des Accidents Mortels. Celui-ci comporte deux grands axes de progrès : d'une part, l'amélioration de la maîtrise des projets et des relations avec les sous-traitants et, d'autre part, la démarche d'engagement des équipes autour des «9 Règles qui Sauvent».

Ces axes de progrès et leur impact sur les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité sont suivis par le Comité Exécutif, le Conseil d'Administration, le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable et le Comité Directeur santé-sécurité (intégrant des représentants du personnel). Ils sont relayés dans un courrier trimestriel de la Présidence aux cadres dirigeants, via la *newsletter* de la filière et l'intranet du Groupe.

Le dispositif de management

Les principes fondamentaux de la politique santé-sécurité du Groupe sont définis dans un accord de Groupe signé par le Président et par les représentants des salariés. «9 Règles de santé-sécurité» Groupe fixent les exigences minimales applicables par l'ensemble des filiales du Groupe partout dans le monde. Le déploiement de ces principes et exigences est vérifié par des audits internes conduits par la filière santé-sécurité.

Le dispositif de management vise l'amélioration continue de la maîtrise des risques santé-sécurité. Dans le cadre du processus ERM, le niveau de maîtrise est évalué a minima annuellement à la fois par les opérationnels et par la Direction santé-sécurité du Groupe.

De plus, le dispositif *INCOME* encadre les contrôles internes réalisés par les opérationnels sur les leviers de maîtrise des risques industriels.

En complément à ces dispositions structurantes, le Groupe donne une place importante aux leviers d'optimisation que représentent le *benchmark* et le retour d'expérience. C'est dans ce cadre qu'après un *benchmark* externe et une étude des accidents mortels survenus dans le Groupe, ont été établies les «9 Règles Qui Sauvent», dispositions qui, si elles avaient pu être respectées, auraient permis d'éviter la plupart des décès.

Des revues de direction santé-sécurité entre le Centre et les branches d'une part, et les branches et leurs BU d'autre part, 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 mises en œuvre dans le cadre du plan d'éradication des accidents mortels et planifier les actions qui permettront d'atteindre les objectifs.

Enfin, a minima 10% de la part variable de la rémunération des managers est liée à leur niveau d'implication à améliorer la santé et la sécurité, leurs résultats et ceux de leurs équipes.

Formation

Les efforts conséquents en matière de formation se sont poursuivis en 2013, 26,6% du nombre total des heures de formation ayant été consacrées à la Qualité, à la Sécurité et à l'Environnement et 712 managers formés en matière de leadership en santé-sécurité au sein de GDF SUEZ University.

Sensibilisation et partage de pratiques

Différents dispositifs sont utilisés pour renforcer la culture santé-sécurité contribuant à faire de chaque collaborateur du Groupe un acteur engagé de sa santé, sa sécurité et celle des autres.

En particulier, *Reflex*, le magazine interne santé-sécurité (édité à environ 167 000 exemplaires en huit langues), continue à relayer les bons gestes et comportements à adopter au quotidien.

S'appuyant sur le constat qu'il ne suffit pas d'être convaincu du bien-fondé d'une règle pour déclencher un changement de comportement en profondeur, le Groupe a lancé la démarche d'engagement aux «9 Règles Qui Sauvent» de l'ensemble de ses collaborateurs et y a dédié notamment la journée mondiale santé-sécurité en 2013.

Le Groupe favorise le travail d'experts en réseau pour échanger des 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 conventions internes annuelles.

De plus, le site internet AGORA, permet à chacun de partager en ligne la pratique mise en place avec succès dans son entité, d'accéder à une bibliothèque de guides managériaux élaborés sur la base de *benchmarks* interne et externe et d'identifier des experts ayant les mêmes intérêts.

3.2.7.4 Dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés et les organisations syndicales, encadré par deux accords collectifs Groupe (les principes fondamentaux de santé-sécurité (périmètre monde) et la prévention des risques psychosociaux par l'amélioration de la qualité de vie au travail (périmètre France, voir 3.2.3.2), s'est poursuivi en 2013 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 2013 pour suivre la mise en place des engagements du Groupe.

3.2.8 Données sociales

Branche Énergie Europe						Branche Energy International		
	Loi Grenelle 2	GRI	2013	2012	2011	2013	2012	2011
Emploi								
EFFECTIF TOTAL ■ ■	1.A	LA1	26 015	27 194	27 386	10 756	10 806	10 993
Répartition par zone géographique ■ ■								
France	1.A	LA1	11 521	12 038	11 450			
Belgique	1.A	LA1	6 416	6 797	7 088	59		112
Autre Union européenne	1.A	LA1	8 078	8 359	8 848	1 020	1 117	1 188
Autres pays d'Europe	1.A	LA1						
Total Europe	1.A	LA1	26 015	27 194	27 386	1 079	1 117	1 300
Amérique du Nord	1.A	LA1				2 122	2 239	2 406
Amérique du Sud	1.A	LA1				3 321	3 327	3 324
Asie - Moyen Orient - Océanie	1.A	LA1				4 234	4 123	3 963
Afrique	1.A	LA1						
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP								
Cadres ■ ■	1.A	LA1	6 580	6 803	6 606	2 689	2 097	2 136
Non-cadres ■ ■	1.A	LA1	19 435	20 391	20 780	8 067	8 709	8 857
% Cadres	1.A		25,3%	25,0%	24,1%	25,0%	19,4%	19,4%
% Non-Cadres	1.A		74,7%	75,0%	75,9%	75,0%	80,6%	80,6%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par type de contrat								
CDI	1.A	LA1	94,1%	94,1%	95,2%	97,9%	97,3%	97,0%
Autres	1.A	LA1	5,9%	5,9%	4,8%	2,1%	2,7%	3,0%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI								
moins de 25 ans	1.A	LA1	2,1%	2,7%	3,1%	3,2%	3,8%	3,9%
25-29 ans	1.A	LA1	10,4%	12,1%	13,0%	11,6%	11,5%	11,9%
30-34 ans	1.A	LA1	16,6%	16,4%	15,8%	15,2%	15,9%	15,9%
35-39 ans	1.A	LA1	15,8%	15,5%	15,6%	15,8%	16,0%	16,2%
40-44 ans	1.A	LA1	16,0%	16,0%	16,1%	15,2%	15,2%	14,6%
45-49 ans	1.A	LA1	14,4%	13,4%	12,8%	13,6%	13,6%	13,3%
50-54 ans	1.A	LA1	12,8%	12,9%	13,1%	11,3%	10,9%	11,2%
55-59 ans	1.A	LA1	9,8%	9,3%	9,0%	8,6%	8,2%	8,0%
60-64 ans	1.A	LA1	2,1%	1,8%	1,5%	4,4%	4,2%	4,2%
65 ans et +	1.A	LA1	0,1%	0,1%	0,0%	1,1%	0,9%	0,8%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■ ■	1.F	LA13	8 189	8 489	8 563	1 799	1 857	1 883
% 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	31,5%	31,2%	31,3%	16,7%	17,2%	17,1%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement	1.F	LA13	28,7%	27,9%	26,9%	18,5%	18,5%	19,4%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	1.F	LA1	1,8%	1,8%	1,7%	0,3%	0,4%	0,4%

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

(2) Périmètre : voir 3.2.8.2. note méthodologique.

■ ■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2013.

Branche Global Gaz et GNL			Branche Infrastructure			Branche Énergie Services			Branche Environnement		Groupe GDF SUEZ ⁽¹⁾				
2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2012	2011	2013	2012 recalculé sans SE	2012	2011	
1 993	1 828	1 787	17 660	18 132	17 803	87 528	78 394	77 203	79 549	80 410	147 199	139 781	219 330	218 873	
512	478	518	17 439	17 912	17 599	42 251	41 900	41 139	34 067	34 982	74 214	74 955	109 022	108 319	
					0	10 577	10 664	10 477	2 093	2 121	17 798	18 250	20 343	20 447	
1 175	1 132	1 073	221	220	204	27 799	18 829	19 237	27 794	28 935	38 303	29 668	57 462	59 496	
256	200	177				2 845	2 756	2 772	87	85	3 101	2 956	3 043	3 034	
1 943	1 810	1 768	17 660	18 132	17 803	83 472	74 149	73 625	64 041	66 123	133 416	125 829	189 870	191 296	
		0				493	548	355	3 367	3 362	2 615	2 787	6 154	6 123	
						1 265	1 329	871	268	272	4 586	4 656	4 924	4 467	
26	18	19				2 222	2 293	2 296	5 612	5 459	6 482	6 434	12 046	11 737	
24						76	75	56	6 261	5 194	100	75	6 336	5 250	
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%	100,00%	
808	746	783	3 875	3 885	3 739	16 624	14 940	13 887	11 261	11 181	32 970	30 978	42 239	40 673	
1 185	1 082	1 004	13 785	14 247	14 064	70 904	63 454	63 316	68 288	69 229	114 229	108 803	177 091	178 200	
40,5%	40,8%	43,8%	21,9%	21,4%	21,0%	19,0%	19,1%	18,0%	14,2%	13,9%	22,4%	22,2%	19,3%	18,6%	
59,5%	59,2%	56,2%	78,1%	78,6%	79,0%	81,0%	80,9%	82,0%	85,8%	86,1%	77,6%	77,8%	80,7%	81,4%	
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%	100,00%	
95,3%	95,3%	95,3%	94,8%	94,2%	95,1%	92,9%	92,8%	93,0%	92,9%	91,4%	93,9%	93,7%	93,4%	93,1%	
4,7%	4,7%	4,7%	5,2%	5,9%	4,9%	7,1%	7,2%	7,0%	7,1%	8,6%	6,1%	6,3%	6,6%	6,9%	
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	89,20%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	93,60%	100,00%	100,00%	100,00%	
0,6%	0,5%	0,5%	5,1%	5,4%	5,1%	4,2%	4,5%	4,5%	2,8%	3,0%	3,7%	4,0%	3,6%	3,7%	
6,1%	6,7%	6,8%	11,6%	11,2%	10,3%	11,0%	11,3%	11,6%	8,8%	9,1%	10,8%	11,3%	10,4%	10,7%	
13,6%	13,9%	14,7%	12,7%	12,0%	11,4%	13,7%	13,8%	13,4%	12,7%	12,7%	14,3%	14,2%	13,7%	13,5%	
15,4%	14,4%	14,7%	12,2%	12,5%	12,7%	12,6%	12,5%	12,8%	14,2%	14,6%	13,5%	13,4%	13,7%	14,0%	
14,6%	14,8%	14,3%	13,3%	12,8%	12,5%	14,1%	14,6%	15,0%	16,4%	16,3%	14,5%	14,7%	15,3%	15,4%	
13,4%	13,8%	13,0%	12,9%	13,5%	15,1%	15,4%	15,4%	15,2%	16,7%	16,8%	14,6%	14,6%	15,3%	15,3%	
13,5%	14,4%	16,0%	20,6%	22,1%	23,8%	13,6%	13,3%	13,4%	14,3%	13,9%	14,3%	14,3%	14,3%	14,4%	
15,7%	16,1%	16,0%	10,4%	9,6%	8,5%	11,1%	10,9%	10,6%	10,1%	9,9%	10,7%	10,3%	10,3%	9,9%	
7,0%	5,4%	3,9%	1,2%	0,9%	0,7%	3,9%	3,5%	3,2%	3,4%	3,2%	3,3%	2,9%	3,1%	2,9%	
0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,3%	0,3%	0,6%	0,5%	0,3%	0,3%	0,4%	0,3%	
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	89,20%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	93,60%	100,00%	100,00%	100,00%	
527	484	477	4 099	4 200	4 010	13 796	9 793	9 399	15 691	15 939	29 826	26 306	41 997	41 732	
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%	100,00%	
26,4%	26,5%	26,7%	23,2%	23,2%	22,5%	15,8%	12,5%	12,2%	19,7%	19,8%	20,3%	18,8%	19,2%	19,1%	
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%	100,00%	
25,5%	26,1%	26,1%	28,4%	28,3%	27,5%	16,3%	14,9%	14,3%	27,1%	26,5%	21,9%	21,5%	23,0%	22,6%	
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	
1,8%	1,9%	1,6%	5,1%	5,6%	4,8%	3,1%	3,0%	2,9%	1,6%	1,7%	2,9%	2,9%	2,5%	2,3%	

			Branche Énergie Europe			Branche Energy International		
	Loi Grenelle 2	GRI	2013	2012	2011	2013	2012	2011
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de salariés handicapés	1.F		1,4%	1,2%	1,2%	0,5%	0,4%	0,4%
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	1.F		18,6%	20,0%	23,3%	19,5%	17,3%	14,1%
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	1.F		7,0%	5,1%	4,0%	6,8%	8,1%	7,2%
Mouvements de personnel et emploi								
Nombre d'embauches en CDI (à périmètre constant)	1.A	LA2	741	1 269	1 408	899	1 167	781
Nombre d'embauches en CDD (à périmètre constant)	1.A	LA2	1 738	1 081	1 052	250	261	300
Taux d'embauche	1.A	LA2	9,5%	8,9%	9,0%	10,6%	13,4%	14,3%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Taux d'embauche CDI	1.A	LA2	29,9%	54,0%	57,2%	78,2%	81,7%	72,2%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre de licenciements	1.A		340	nd	nd	199	nd	nd
% de restitution			100,00%			100,00%		
Turnover	1.A	LA2	4,3%	5,6%	5,5%	6,7%	8,7%	9,2%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover volontaire	1.A	LA2	2,1%	2,5%	3,1%	4,8%	6,1%	6,3%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Développement professionnel								
Pourcentage d'effectif formé ■ ■ ■	1.E	LA10	79,5%	84,5%	80,0%	75,7%	80,4%	75,9%
% de restitution			100,00%	100,00%	99,23%	98,82%	100,00%	95,95%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	1.E	LA10	31,0%	31,2%	30,9%	14,9%	16,7%	14,2%
% de restitution			100,00%	100,00%	99,23%	98,82%	100,00%	95,95%
Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé :	1.E	LA10						
Cadres	1.E	LA10	25,5%	25,8%	24,5%	16,3%	17,2%	14,8%
Non-cadres	1.E	LA10	74,6%	74,2%	75,5%	83,7%	82,8%	85,2%
% de restitution			100,00%	100,00%	99,23%	98,82%	100,00%	95,95%
Nombre total d'heures de formation	1.E	LA10	818 958	911 598	1 009 836	342 711	401 376	348 905
% de restitution			100,00%	100,00%	98,51%	98,82%	100,00%	95,98%
Répartition des heures de formation par thème	1.E	LA10						
Technique des métiers			56,4%	48,0%	52,9%	43,7%	46,4%	36,4%
Qualité, environnement, sécurité			17,7%	12,8%	12,3%	24,0%	28,4%	32,9%
Langues			6,9%	7,9%	7,9%	15,8%	9,0%	6,4%
Autres			19,0%	31,3%	26,9%	16,5%	16,2%	24,3%
% de restitution			100,00%	100,00%	98,51%	98,82%	100,00%	95,98%
Nombre d'heures de formation par personne formée	1.E	LA10	39	40	45	42	46	44
% de restitution			100,00%	100,00%	98,51%	98,82%	100,00%	95,95%
Nombre d'heures de formation par femme formée	1.F	LA10	36	32	42	37	31	44
% de restitution			100,00%	100,00%	98,51%	98,82%	100,00%	95,95%
Dépenses de formation par heure de formation (euros)	1.E	LA10	27	29	26	23	21	22

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

(2) Périmètre : voir 3.2.8.2. note méthodologique.

■ ■ ■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2013.

Branche Global Gaz et GNL			Branche Infrastructure			Branche Énergie Services			Branche Environnement		Groupe GDF SUEZ ⁽¹⁾			
2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2012	2011	2013	2012 recalculé sans SE	2012	2011
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	89,22%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	93,60%	100,00%	100,00%	100,00%
1,8%	1,6%	1,9%	3,0%	3,0%	2,7%	2,4%	2,3%	1,9%	1,8%	1,7%	2,1%	2,0%	1,9%	1,7%
3,7%	7,0%	4,7%	35,4%	32,8%	35,3%	22,7%	21,9%	20,9%	14,6%	15,5%	22,4%	22,0%	19,2%	19,3%
15,2%	11,7%	9,4%	3,1%	3,2%	4,1%	8,6%	9,8%	9,1%	11,5%	10,9%	7,9%	8,3%	9,5%	9,0%
217	171	127	710	1 221	1 015	5 796	7 154	7 087	6 698	6 728	8 423	11 096	17 794	17 261
44	49	42	484	728	611	4 791	4 988	4 968	8 081	10 568	7 365	7 232	15 313	17 626
13,4%	12,1%	9,3%	6,7%	10,9%	9,3%	13,6%	15,7%	15,9%	18,7%	21,6%	11,4%	13,3%	15,3%	16,4%
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%	100,00%
83,1%	77,7%	75,1%	59,5%	62,7%	62,4%	54,7%	58,9%	58,8%	45,3%	38,9%	53,4%	60,5%	53,7%	49,5%
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%	100,00%
8	nd	nd	21	nd	nd	1 978	nd	nd	nd	nd	2 550	nd	nd	nd
100,00%			100,00%			100,00%					100,00%			
4,0%	3,2%	4,8%	1,5%	1,7%	1,4%	6,7%	7,0%	8,0%	6,5%	6,7%	5,5%	6,0%	6,2%	6,6%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
3,4%	3,0%	4,2%	1,3%	1,5%	1,3%	3,5%	3,8%	4,6%	3,4%	3,6%	3,0%	3,4%	3,4%	3,7%
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%	100,00%
76,0%	75,3%	79,0%	70,9%	73,7%	81,9%	63,7%	61,5%	58,5%	68,4%	69,4%	68,5%	69,1%	68,8%	68,2%
100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	99,28%	99,14%	99,08%	100,00%	100,00%	99,50%	99,52%	99,69%	99,32%
24,4%	26,8%	24,8%	19,7%	18,9%	18,2%	9,5%	9,5%	10,1%	20,4%	18,0%	17,0%	17,6%	18,6%	17,8%
100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	99,28%	99,14%	99,08%	100,00%	100,00%	99,50%	99,52%	99,69%	99,32%
40,0%	42,7%	43,7%	20,4%	19,1%	18,6%	18,8%	19,0%	18,1%	15,1%	15,1%	21,6%	21,9%	19,4%	18,7%
60,0%	57,3%	56,3%	79,6%	80,9%	81,4%	81,2%	81,1%	81,9%	84,9%	84,9%	78,4%	78,1%	80,6%	81,3%
100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	99,28%	99,14%	99,08%	100,00%	100,00%	99,50%	99,52%	99,69%	99,32%
66 468	64 848	49 747	471 333	514 439	486 772	1 317 964	1 344 538	1 237 705	1 329 305	1 364 624	3 071 401	3 285 594	4 614 899	4 577 388
100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	99,28%	98,31%	99,08%	100,00%	100,00%	99,50%	99,05%	99,40%	99,32%
48,5%	45,3%	41,1%	53,1%	49,9%	52,6%	48,9%	49,5%	47,4%	27,2%	24,6%	50,5%	49,1%	42,8%	42,2%
28,0%	31,4%	33,0%	23,7%	24,2%	22,2%	34,6%	33,1%	31,8%	36,8%	40,4%	26,6%	25,0%	28,4%	28,6%
8,9%	11,8%	10,8%	2,8%	2,7%	2,6%	3,1%	3,8%	3,5%	7,8%	5,4%	5,9%	5,6%	6,2%	5,3%
14,6%	11,6%	15,1%	20,4%	23,2%	22,7%	13,4%	13,6%	17,3%	28,3%	29,7%	17,0%	20,3%	22,6%	24,0%
100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	99,28%	98,31%	99,08%	100,00%	100,00%	99,50%	99,05%	99,40%	99,32%
45	48	35	37	39	34	26	28	28	24	24	32	34	31	31
100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	99,28%	98,31%	99,08%	100,00%	100,00%	99,50%	99,05%	99,40%	99,32%
46	43	38	30	33	28	22	25	27	24	26	31	30	28	32
100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	99,28%	98,31%	99,08%	100,00%	100,00%	99,50%	99,05%	99,40%	99,32%
67	66	85	65	61	56	26	28	30	22	22	NS	NS	NS	NS

			Branche Énergie Europe			Branche Energy International		
	Loi Grenelle 2	GRI	2013	2012	2011	2013	2012	2011
% de restitution			100,00%	100,00%	98,31%	97,82%	100,00%	95,98%
Dépenses de formation par personne formée (euros)	1.E	LA10	1 076	1 134	1 202	976	959	972
% de restitution			100,00%	100,00%	98,31%	97,82%	100,00%	95,95%
Conditions de travail								
Jours d'absence par personne	1.B	LA7	15	15	16	6	6	7
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Heures supplémentaires	1.B	LA7	1,5%	1,6%	1,3%	7,0%	7,4%	7,0%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Sécurité au travail⁽²⁾								
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)			0	0		0	0	
	1.A	LA1						
Taux de fréquence			3,9	4,8		0,8	0,8	
Taux de gravité (selon référentiel français)			0,18	0,24		0,02	0,03	
Taux de gravité (selon référentiel OIT)			0,11	0,13		0,02	0,02	
% de restitution			100%	100%	100%	100%	100%	
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle			17			6		
Rémunérations 1.A								
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays	Salaire minimum légal annuel 2013 en €							
France	17 163	1,49	1,52	1,51				
Belgique	18 022							
Espagne	9 034	4,36	4,63		4,09	4,13	4,00	
Pays-Bas	17 633	2,82	2,64	2,72				
Royaume-Uni	15 171				2,18	2,30	2,14	
Luxembourg	22 490							
Roumanie	1 890	5,15	4,76	5,33				
Pologne	4 713	3,53	4,01	3,50				
République Tchèque	3 744							
Hongrie	4 023	3,04	3,46	3,76				
Slovaquie	4 052							
Portugal	6 790				5,81	5,56	5,13	
Grèce	8 205							
Slovénie	9 404							
Turquie	4 986				4,73	5,32	4,71	
États-Unis	11 430				6,78	6,79	6,42	
% de restitution			98,49%	98,53%	96,21%	21,76%	22,93%	24,89%

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

(2) Périmètre : voir 3.2.8.2. note méthodologique.

■ ■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2013.

Branche Global Gaz et GNL			Branche Infrastructure			Branche Énergie Services			Branche Environnement		Groupe GDF SUEZ ⁽¹⁾			
2013	2012	2011	2013	2012	2011	2013	2012	2011	2012	2011	2013	2012 recalculé sans SE	2012	2011
100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	98,61%	99,14%	99,08%	100,00%	100,00%				
3 013	3 143	2 950	2 427	2 370	1 888	701	788	834	537	550	NS		NS	NS
100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	98,61%	99,14%	99,08%	100,00%	100,00%				
10	11	15	15	14	19	11	11	12	12	12	NS		NS	NS
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,37%	99,60%	100,00%	100,00%	100,00%				
1,7%	1,6%	1,2%	2,3%	2,5%	2,5%	2,5%	2,8%	2,7%	4,3%	4,3%	NS		NS	NS
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,37%	99,60%	100,00%	100,00%	100,00%				
0	0	0	0	0	1	0	0	3	5	4	0	0	5	8
0,6	0,7	0,8	3,3	3,0	3,4	5,5	5,7	7,4	13,3	14,1	4,4	4,6	7,6	8,6
0,01	0,01	0,02	0,11	0,09	0,14	0,27	0,34	0,36	0,60	0,66	0,21	0,25	0,37	0,4
0,01	0,01	0,02	0,08	0,08	0,13	0,17	0,16	0,19	0,39	0,4	0,13	0,13	0,22	0,24
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
0	0		1	5		109	59		42		133	64	106	
			1,65	1,70	1,72	1,45	1,47	1,45	1,60	1,59	NS		NS	NS
						1,95	2,00	1,95	1,51	1,51				
						3,03	3,06	3,09	2,87	2,69				
3,84	3,71	3,90				1,90	1,88	2,45	2,09	2,05				
			2,19	2,01	2,89	2,53	2,73	2,11	2,07	2,08				
						1,72	1,79	1,65	1,48	1,55				
						4,19	3,52	3,09	4,61	4,46				
						3,54	3,76	3,22	2,18	1,92				
						3,80	3,80	3,66	2,21	2,27				
						2,73	3,13	3,45						
						2,31	2,30	2,37	2,16	2,16				
						2,66	2,63	2,94	1,94	1,92				
						2,23	2,12	2,26						
									3,28	3,00				
									2,52	1,71				
									4,31	4,77				
45,71%	49,52%	43,77%	100,00%	98,80%	99,62%	82,07%	81,74%	83,02%	77,30%	77,12%				

3.2.8.1 Note de méthodologie des indicateurs sociaux

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.

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.

Ainsi, la société Balfour Beatty Workplace (9414 salariés) (BES) entrée dans la périmètre IFRS fin 2013 n'a pas été en mesure de répondre à tous les indicateurs du RSG.

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.

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.

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.

Précisions sur certains indicateurs

1. Emploi

Les données Groupe regroupent les données des 5 branches d'activité et le Corporate (comprenant respectivement 3 247, 3 427 et 3 291 salariés en 2013, 2012 et 2011).

Les données 2011 ont été recalculées selon l'organisation du Groupe au 1er janvier 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 1er semestre 2013, soit au total pour le Groupe avec SE : 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.

2. 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.

3. 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.

4. Développement professionnel

- Les indicateurs formation ne prennent pas en compte le e-learning.
- Lorsque les données ne sont pas exhaustives dans les délais, un arrêté et une prévision des données manquantes de fin d'année sont réalisés.

5. 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.

6. 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%. A 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, note 4 -4.2

3.2.8.2 Note de méthodologie des indicateurs santé-sécurité

Périmètre

Pour les données santé-sécurité de l'année 2013, les analyses effectuées dans ce document concernent exclusivement les entités en intégration globale, sociétés pour lesquelles GDF SUEZ détient le contrôle, en capital et en management (mais pas les entités en intégration proportionnelle). Les données santé-sécurité d'une société en intégration globale sont intégrées à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital. Elles portent sur les sociétés hors SUEZ Environnement.

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.

Le taux de fréquence des accidents du travail des intérimaires de la branche Global Gaz et GNL intègre également les salariés des entreprises extérieures.

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 a été porté en 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 de GDF SUEZ peuvent générer des améliorations de la qualité de l'environnement,

ils ont également 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.

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 2013, les entités ayant publié une politique ou une déclaration d'engagement environnemental représentaient 97,5% 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 2013, 70,20% du CA pertinent étaient couverts par des SME certifiés (certifications ISO 14001, enregistrements EMAS⁽³⁾, certifications ISO 9001 version 2000 avec volet environnement et certifications locales).

POURCENTAGE DU CHIFFRE D'AFFAIRES PERTINENT COUVERT

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2013 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2013	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2012 hors SE ⁽¹⁾
Par une certification EMAS ■ ■	99,88%	14,6%	13,1%	15,6%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS) ■ ■	99,89%	52,7%	53,8%	50,6%
Par d'autres certifications SME externes	99,91%	2,9%	2,8%	2,2%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES		70,2%	69,7%	68,4%
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	99,90%	14,1%	14,7%	15,9%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES		84,3%	84,4%	84,3%

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2013.

(1) Suite à la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013, les indicateurs ont été recalculés pour permettre de comparer 2012 et 2013.

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 de l'environnement garantissant la prise en compte de l'environnement dans la mise en œuvre de leur stratégie. 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. À titre d'exemples :

- GDF SUEZ Energy North America comptabilise 6 350 heures de formation sur la gestion des déchets dangereux, la maîtrise des risques environnementaux, la gestion rationnelle de l'eau, le tri des déchets et les mesures d'économie d'énergie ;
- à Glow, en Thaïlande, des formations ont également été dispensées sur près de 1 000 heures pour réduire les consommations d'énergie des activités ;
- GrDF, en France, des formations à l'éco-conduite sont déployées dans les unités opérationnelles.

(1) Voir Section 3.5 «Attestation de présence, rapport d'assurance modérée des Commissaires aux comptes sur les informations sociales, environnementales et sociétales et rapport d'assurance raisonnable 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) Eco Management and Audit Scheme : règlement européen créé par la Commission européenne pour cadrer des démarches volontaires d'éco-management utilisant un SME. Toute entreprise déjà certifiée ISO 14001 obtient un certificat EMAS si elle publie une déclaration environnementale conforme aux critères de l'EMAS.

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 2013

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 ou la production de la documentation nécessaire à la collecte des données et au contrôle de la remontée d'information.

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 *a minima* partagé avec d'autres actionnaires.

Le périmètre est figé au 30 juin de l'année de l'exercice. Pour les cessions intervenant après cette date, il est prévu que l'entité remplisse le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. Les acquisitions réalisées après le 30 juin ne sont pas prises en compte, sauf demande de dérogation formulée par la branche concernée et sous réserve que les données soient disponibles. Il faut préciser que la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013 a entraîné son exclusion du périmètre de *reporting* environnemental en 2013. Des données pro forma ont été recalculées sans SUEZ Environnement dans la colonne 2012 hors SE.

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 rédiger et 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 fiches de définition des indicateurs⁽¹⁾ 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 ;

(1) Faisant l'objet d'une revue dans le cadre des travaux de vérification menés par les Commissaires aux comptes/Organismes Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales.

2. pour l'exercice 2013, pour 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 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 2013, 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. Les déchets évacués et valorisés sont comptabilisés en poids humide. Toutefois, les centrales d'Hazelwood et de Loyang B en Australie, dont les cendres représentent 66,7% des déchets dangereux évacués en 2013, rapportent actuellement en poids sec dans l'attente d'analyses permettant d'estimer avec plus de précision le poids humide ;
5. les émissions de CO₂ issues de la combustion de combustibles fossiles ont été calculées sur la base des facteurs d'émissions du quatrième rapport du GIEC (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 taux de conversion utilisés pour le PRG de nos GES sont également issus du quatrième rapport du GIEC à l'exception notable du CH₄ pour lequel nous avons pris l'estimation la plus récente publiée par le Groupe de travail N° 1 du GIEC le 26/09/2013 et qui sera incluse dans le cinquième rapport du GIEC ;
6. La consommation d'énergie primaire a été étendue aux activités gazières, des indicateurs calculant les émissions de CH₄ et de N₂O issues de la consommation d'énergie primaire ont été ajoutés et les consommations de gaz fluorés ont été collectées sur l'ensemble du périmètre ;
7. GDF SUEZ inclut dans ses émissions de GES directes, le CO₂ des véhicules possédés, en leasing ou loués par le Groupe et utilisés dans le cadre de ses activités industrielles ainsi que les émissions de GES des bâtiments de ses sites industriels ;
8. 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 ;
9. 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 19 navires : LNG Leric, Grace Cosmos, Cheikh Bouamama, Lalla Fatma N'Soumer, 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, GDF SUEZ Cape ANN (SRV), Gimi, Grace Acacia, Grace Barleria, BW GDF SUEZ Brussels, Tellier. L'éventuelle certification ISO 14001 des navires est également prise en compte ;
10. à des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWh_{th}) en énergie électrique (GWh_e) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe et à 0,25 pour les incinérateurs ;
11. 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 (exemple : consommations d'eau au Royaume-Uni).

3.3.4 Les actions du Groupe

3.3.4.1 Le changement climatique

Le Groupe a fait de l'efficacité énergétique, vecteur essentiel de la lutte contre le changement climatique, l'activité cœur d'une de ses branches, la branche Énergie Services. De même, la stratégie de développement du Groupe s'appuie sur un mix énergétique équilibré. 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 2013, les émissions de gaz à effet de serre dits «GES» (hors émissions tertiaires) s'élèvent pour le Groupe à 142,0 millions de tonnes éq. CO₂⁽¹⁾.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2013 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2013	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2012 hors SE ⁽¹⁾
Émissions totales directes de GES – Scope 1 ■ ■ ■	99,89%	141 984 778 t CO ₂ eq.	154 230 874 t CO ₂ eq.	148 642 580 t CO ₂ eq.
Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie		425,1 kg CO ₂ eq./MWheq	446,5 kg CO ₂ eq./MWheq	443,1 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – exploration, production de gaz		4,9 kg CO ₂ eq./MWheq	2,7 kg CO ₂ eq./MWheq	2,7 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz		1,0 kg CO ₂ eq./MWheq	1,0 kg CO ₂ eq./MWheq	1,0 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)		0,8 kg CO ₂ eq./MWheq	0,7 kg CO ₂ eq./MWheq	0,7 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers		1,9 kg CO ₂ eq./MWheq	2,0 kg CO ₂ eq./MWheq	2,0 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz		3,8 kg CO ₂ eq./MWheq	5,3 kg CO ₂ eq./MWheq	5,3 kg CO ₂ eq./MWheq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz par bateau		9,4 kg CO ₂ eq./MWheq	9,0 kg CO ₂ eq./MWheq	9,0 kg CO ₂ eq./MWheq

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2013.

(1) Suite à la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013, les indicateurs ont été recalculés pour permettre de comparer 2012 et 2013.

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, notamment au travers du projet européen «*Extreme Events for Energy Providers*», pour définir des indices climatiques pertinents pour ses métiers et permettre aux opérationnels de mieux quantifier l'effet du climat futur sur leurs activités.

En outre, comme indiqué en 3.3.4.5, le Groupe a réalisé en 2013 une évaluation du stress hydrique pour les installations de production d'énergie en utilisant le *Global Water Tool* et en analysant le risque localement. Cette évaluation permettra au Groupe de prendre les décisions adéquates pour les sites les plus à risques dans le futur et pourra être prise en compte dans la stratégie de développement du Groupe.

(1) À 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 2013 près de 15,8 GW équivalents électriques installés, soit 18,3% du total des capacités installées du Groupe.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2013 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2013	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2012 hors SE ⁽¹⁾
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ■ ■	99,85%	15 818 MWeq	17 657 MWeq	16 795 MWeq
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	98,71%	18,3%	18,8%	18,1%
Renouvelable – Électricité et chaleur produites ■ ■	99,18%	71 394 GWheq	64 353 GWheq	61 910 GWheq
Énergie produite – part du grand hydraulique		82,2%	74,7%	77,6%
Énergie produite – part du petit hydraulique		2,4%	2,0%	2,1%
Énergie produite – part de l'éolien		6,4%	9,8%	10,2%
Énergie produite – part du géothermique		0,077%	0,071%	0,074%
Énergie produite – part du solaire		0,079%	0,050%	0,052%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz		8,7%	13,4%	9,8%

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2013.

Ces capacités correspondent au périmètre du reporting environnemental précisé en 3.3.3 (hors mises en équivalence et installations non contrôlées).

(1) Suite à la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013, les indicateurs ont été recalculés pour permettre de comparer 2012 et 2013.

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. Par exemple, les filtres à air de la centrale de Glow en Thaïlande ont été remplacés en 2013, ce qui a engendré une économie de 43 717 GJ de combustible.

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 2013 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2013	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2012 hors SE ⁽¹⁾
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ■ ■	99,52%	509 353 GWh	544 852 GWh	540 961 GWh
Part du charbon/lignite		39,7%	37,7%	38,0%
Part du gaz naturel		53,1%	54,9%	55,2%
Part du fioul (lourd et léger)		1,6%	2,0%	1,4%
Part de la biomasse et du biogaz		3,6%	3,5%	3,5%
Part des autres combustibles		2,0%	1,9%	1,9%
Consommation d'électricité (excluant l'autoconsommation) ■ ■	90,71%	10 467 GWh	14 121 GWh	8 921 GWh
Consommation d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation)	100%	5 214 GWh	5 257 GWh	5 257 GWh
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse) ■ ■	97,33%	42,36%	42,23%	42,60%

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2013.

(1) Suite à la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013, les indicateurs ont été recalculés pour permettre de comparer 2012 et 2013.

3.3.4.4 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 4,239 milliards d'euros à la fin 2013. La Loi belge du 11 avril 2003 régit les modalités pour la constitution de ces provisions spécifiques. 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 sous la Loi du 11 avril 2003. Les provisions établies à la fin 2013 s'élèvent à 3,364 milliards d'euros.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2013 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2013	GDF SUEZ 2012 ⁽¹⁾
Émissions gazeuses radioactives			
• Gaz rares	100%	34,61 TBq	41,89 TBq
• Iodes	100%	0,03 GBq	0,07 GBq
• Aérosols	100%	0,30 GBq	0,35 GBq
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	100%	218,7 m ³	288,2 m ³
Rejets liquides radioactifs			
• Émetteurs Bêta et Gamma	100%	13,66 GBq	19,74 GBq
• Tritium	100%	80,42 TBq	104,52 TBq

(1) A noter que la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013 n'impacte pas les indicateurs liés à l'énergie nucléaire car SUEZ Environnement n'a pas d'activité dans ce secteur.

3.3.4.5 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 2013, le Groupe a fait une évaluation du stress hydrique pour les installations des activités «énergie» en utilisant le *Global Water Tool* et en analysant le risque localement. Les indicateurs reportés concernent les prélèvements et les consommations d'eau liés aux processus industriels.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2013 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2013	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2012 hors SE ⁽¹⁾
Eau industrielle				
• Prélèvement total – Eau douce	99,64%	114,7 Mm ³	93,2 Mm ³	83,6 Mm ³
• Prélèvement total – Eau non douce	98,69%	36,9 Mm ³	335 Mm ³	335 Mm ³
• Consommation totale	99,46%	23,5 Mm ³	34,7 Mm ³	25,1 Mm ³
Eau de refroidissement et de réchauffement				
• Prélèvement total – Eau douce	100%	6 435,6 Mm ³	7 197,2 Mm ³	7 197,2 Mm ³
• Prélèvement total – Eau non douce	100%	9 085,8 Mm ³	7 843,1 Mm ³	7 843,1 Mm ³
• Consommation totale ⁽²⁾	99,87%	132,6 Mm ³	295,3 Mm ³	154,2 Mm ³

(1) Suite à la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013, les indicateurs ont été recalculés pour permettre de comparer 2012 et 2013.

(2) La donnée 2012 et la donnée 2012 bis ont été modifiées suite à des corrections postérieures à la mission de vérification 2012.

3.3.4.6 Les déchets

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2013 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2013	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2012 hors SE ⁽¹⁾
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	99,46%	5 369 769 t	8 508 184 t	5 865 237 t
Cendres volantes, refiorms	98,85%	3 249 849 t	3 831 706 t	3 524 158 t
Cendres cendrées, mâchefers	98,73%	1 218 882 t	2 817 072 t	1 515 658 t
Sous-produits de désulfuration	100%	369 227 t	372 862 t	372 862 t
Boues	99,81%	24 562 t	860 831 t	4 489 t
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	98,94%	4 625 118 t	6 477 935 t	4 859 298 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■ ■	98,80%	410 766 t	782 763 t	352 513 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■ ■	98,42%	26 490 t	21 077 t	21 077 t

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2013.

(1) Suite à la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013, les indicateurs ont été recalculés pour permettre de comparer 2012 et 2013.

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 2013 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2013	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2012 hors SE ⁽¹⁾
Émissions de NOx	100%	155 354 t	162 461 t	157 669 t
Émissions de SO ₂	99,61%	278 601 t	255 623 t	255 185 t
Émissions de poussières	87,96%	12 947 t	13 652 t	13 587 t

(1) Suite à la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013, les indicateurs ont été recalculés pour permettre de comparer 2012 et 2013.

3.3.4.8 La gestion de la biodiversité

Conscient que ses métiers ont des impacts sur la biodiversité (comme la fragmentation des continuités écologiques) et dépendent de certains services éco-systémiques (comme la biomasse combustible), le Groupe s'est engagé dès 2010 à intégrer la biodiversité dans ses différents métiers. Cet engagement s'est traduit par la fixation d'un objectif de doter d'un plan d'actions ciblé chacun de ses sites prioritaires en Europe au regard de la biodiversité d'ici 2015. Les plans d'action dits « ciblés » pris en compte dans cet objectif sont ceux dont il est démontré qu'ils sont au bénéfice d'espèces/habitats protégés ou impactés par nos activités.

Pour renforcer cet engagement, le Groupe a construit un projet volontaire qui a été officiellement reconnu fin 2012 au titre de la Stratégie Nationale pour la Biodiversité. Il a pour objectifs de :

- ▶ approfondir la mesure des interactions entre les activités du Groupe et les écosystèmes et identifier les sites prioritaires à l'échelle du Groupe ;
- ▶ impulser la mise en place de plans d'action sur les sites prioritaires et favoriser la mise en place de démarches volontaires sur tous les sites du Groupe ;
- ▶ promouvoir la biodiversité auprès des développeurs de projet et valoriser les expertises internes, avec l'ambition de multiplier les bonnes initiatives et favoriser les opportunités *business* autour de la biodiversité.

En 2013, la part de sites jugés prioritaires est passée de 14% à 35,6% à l'échelle européenne. Cela se traduit par une progression de 21,6 points par rapport à l'année 2012 en termes de couverture d'objectif. La priorité des sites est évaluée en fonction de la nature des activités et de la distance à des zones naturelles protégées.

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 2013, un premier guide a été réalisé par l'UICN pour expliquer aux gestionnaires de sites les enjeux de la protection de la biodiversité. L'objectif est de les accompagner dans la définition de plans d'action associés. Un deuxième guide a été rédigé par FNE sur la mise en œuvre de dix actions pour la biodiversité. Son but est d'inciter les sites à l'action en montrant les bénéfices qui peuvent en être retirés. Le Groupe a aussi mis en place un réseau interne d'échanges sur la biodiversité et développe des outils internes pour faciliter l'appropriation de la thématique et des objectifs par un plus grand nombre.

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 2013	Données 2012	Données 2012 hors SE ⁽¹⁾
Analyses environnementales	83,01% CA pertinent	69,03% CA pertinent	82,79% CA pertinent
Plan de prévention des risques environnementaux	86,45% CA pertinent	85,29% CA pertinent	85,01% CA pertinent
Plan de gestion des crises environnementales	86,40% CA pertinent	85,56% CA pertinent	85,14% CA pertinent

(1) Suite à la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013, les indicateurs ont été recalculés pour permettre de comparer 2012 et 2013.

Les plaintes et condamnations liées à un dommage environnemental ou sanitaire se sont respectivement élevées à 66 et 8, pour un montant total d'indemnisations s'élevant à 127 365 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 2013, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à 1 153 millions d'euros.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2013 (% CA pertinent)	Données 2013	Données 2012	Données 2012 hors SE ⁽¹⁾
Plaintes liées à l'environnement	99,06%	66	115	83
Condamnations liées à l'environnement	99,06%	8	12	9
Montant des indemnisations (en milliers d'euros)	99,06%	127	2 238	523
Dépenses environnementales (en milliers d'euros)	95,29%	1 153 062	5 875 151	752 675

(1) Suite à la mise en équivalence de SUEZ Environnement en 2013, les indicateurs ont été recalculés pour permettre de comparer 2012 et 2013.

3.3.4.10 Le bruit

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, renforcement isolation, barrières antibruit, confinement...). Pour les projets plus récents, cette nuisance potentielle est directement intégrée dans la conception. Le renouvellement des flottes de véhicules vise également à réduire l'impact sonore de l'activité.

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 1,649 milliards d'euros en 2013 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 de nombreuses anciennes usines à gaz. Ces sites sont 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.

3.4 INFORMATIONS SOCIÉTALES

Le modèle de croissance responsable développé par GDF SUEZ se fonde sur l'intégration d'engagements sociétaux en faveur de la création de valeur partagée et du développement durable.

3.4.1 Développement socio-économique dans les territoires

Pour GDF SUEZ, l'adaptation des offres aux attentes de ses clients, l'innovation et la mise en place de partenariats co-construits sur tous les territoires où il agit sont des enjeux majeurs pour mettre en place des projets gagnants-gagnants avec toutes ses parties prenantes. Ces enjeux rendent encore plus important le travail de proximité réalisé par les équipes de GDF SUEZ, la bonne connaissance des parties

prenantes et un dialogue proactif et régulier avec elles. La richesse et la dynamique des échanges avec ces partenaires sont fondamentales pour garantir l'acceptabilité sociale des activités et des installations industrielles de GDF SUEZ qui fournit des services essentiels à la vie quotidienne et participe au dynamisme des bassins d'emploi par la création d'emplois directs ou indirects.

Au niveau international, en accord avec les autorités locales, le Groupe s'engage à développer des programmes sociétaux en lien avec ses projets industriels comme par exemple les programmes de soutien à l'agriculture locale et à la protection du patrimoine culturel dans le sud de l'Algérie ou les programmes d'appui à l'amélioration des conditions de scolarisation des enfants comme la fourniture d'outils informatiques au Mexique, la fourniture de lampes solaires au Kenya ou la rénovation de bâtiments scolaires en Thaïlande.

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'entrepreneuriat social via l'initiative GDF SUEZ Rassembleurs d'Energies. Cette initiative innovante a été lancée en 2011 par Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général du Groupe 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 projeté de l'être. L'initiative GDF SUEZ Rassembleurs d'Energies repose sur trois leviers d'intervention : le don, l'assistance technique et l'investissement. En 2013, plus de 16 projets ont bénéficié

de dons et sept missions d'assistance technique et managériale ont été menées auprès d'entrepreneurs sociaux. Fin 2013, quatre projets d'investissement ont été réalisés : deux en France (La foncière le Chênelet, Habitat & humanisme), un en Tanzanie (EGG Energy), un en Inde (Rural spark). Le Groupe ambitionne de soutenir plus de 50 projets sous la forme d'investissement d'ici à 2050.

Par ailleurs, dans le cadre du développement de ses activités, GDF SUEZ intègre des critères sociétaux dès la phase amont des projets. Son engagement sociétal se décline également dans ses réponses aux appels d'offres et dans le choix de ses fournisseurs stratégiques encouragés par le Groupe à respecter les 10 principes du Global Compact⁽¹⁾. Ces approches mobilisent aujourd'hui des moyens significatifs en matière d'ingénierie sociétale, tant au niveau central qu'au niveau des entités du Groupe.

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.

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.

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 du Conseil Mondial des Entreprises pour le Développement Durable et préside, entre autre, le groupe de travail sur «l'accès à l'énergie pour tous».

Au niveau européen, le Groupe est membre du réseau européen CSR EUROPE et est l'un des leaders de la plateforme européenne

collaborative sur les «nouveaux business modèles inclusifs pour la Base de la Pyramide».

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 soutenu 18 projets dans le domaine de l'énergie qui devraient toucher près de 70 000 personnes.

GDF SUEZ a lancé de nombreuses initiatives de solidarité et de lutte contre la précarité.

En 2013, plus de 540 000 clients en France ont bénéficié du Tarif Spécial de Solidarité gaz (TSS) pour un montant financier de plus de 40 millions d'euros. Ce dispositif a été mis en place avec l'élargissement de l'attribution du TSS aux personnes éligibles à l'Aide Complémentaire Santé (ACS). Ces clients s'ajoutent aux bénéficiaires de la Couverture Maladie Universelle Complémentaire. La loi Brottes de 2013 devrait permettre d'étendre plus facilement l'attribution des tarifs sociaux aux 1.2 millions de foyers potentiellement concernés par le TSS gaz à partir de 2014 et d'appliquer le Tarif de Première Nécessité électricité pour les 500 000 clients en électricité du Groupe.

(1) Depuis 2000, le Pacte Mondial des Nations Unies invite les entreprises à adopter, soutenir et appliquer dans leur sphère d'influence un ensemble de valeurs fondamentales, dans les domaines des droits de l'Homme, des normes de travail et de l'environnement, et de lutte contre la corruption.

Le Groupe participe au Fonds de Solidarité pour le Logement à hauteur de 6 millions d'euros par an, conformément au Contrat de service public, et 118 000 clients du Groupe en ont bénéficié. Depuis 2011, le Groupe est partenaire du programme national «Habiter Mieux». Sur la période 2011-2013, la convention prévoit d'allouer 22 millions d'euros pour aider 300 000 propriétaires occupants en situation de précarité énergétique pour réaliser des travaux d'amélioration de performance énergétique de leur logement.

GDF SUEZ a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 256 points d'accueil pour les clients en difficulté de paiement. En 2013, 50 000 clients ont pu rencontrer l'un des partenaires du Groupe.

GDF SUEZ a mis en place une structure dédiée pour ses clients fragiles ou en difficulté de paiement. 30 correspondants solidarité-énergie GDF SUEZ animent les relations avec les communes, départements et associations et 170 conseillers solidarité GDF SUEZ sont également joignables.

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 2013, 35 500 foyers dans une centaine de villes françaises.

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 Colloque annuel a permis, en 2013, l'échange sur les sujets tels que les différentes actions de solidarité mises en place en France, le plan d'action solidarité énergétique en Italie, les actions de lutte contre la précarité énergétique en Roumanie et l'adaptation de l'approche clients ainsi que le soutien actif à la création de la Plateforme de lutte contre la précarité énergétique en Belgique. De plus, la fondation Roi Baudouin et GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies ont lancé un appel à projets visant à investir dans des projets d'entrepreneurs sociaux actifs en Région bruxelloise dans la construction et/ou la rénovation de logements à haute performance énergétique à destination de personnes en situation de précarité.

3.4.4 Achats, sous-traitance et fournisseurs

La filière Achats du Groupe a défini quatre objectifs ambitieux qui contribuent 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 dans le cadre de ses missions, listées ci-dessous :

- ▶ assurer des fournitures externes conformes aux exigences de qualité et de performance économique. En 2013, l'analyse des risques de la filière achats a été renforcée ;
- ▶ respecter les engagements et maintenir des relations équilibrées avec les fournisseurs. GDF SUEZ a adopté ACESIA, une plateforme proposée par AFNOR Solutions Achats, permettant d'évaluer

la performance RSE de ses fournisseurs sur la base des sept questions centrales de l'ISO 26000 ;

- ▶ gérer efficacement les échanges d'informations au moyen d'outils et processus optimisés. GDF SUEZ a choisi de doter la filière achats d'un outil essentiel d'analyse d'achats commun et performant, basé sur les meilleures pratiques du marché ;
- ▶ professionnaliser et développer les compétences de nos collaborateurs. En matière d'achats responsables, la version française d'un *e-learning* a été mis en ligne en février 2013. Près de 700 acheteurs en France ont été invités à se former aux achats responsables. La version anglaise a été lancée en septembre 2013 ;
- ▶ mettre en œuvre une gestion du portefeuille achats par catégorie afin de développer la transversalité des stratégies au sein du Groupe ;
- ▶ s'assurer que tout accord avec un Fournisseur fait l'objet d'un document écrit (contrat issu des modèles validés par la Filière juridique, ou commande associée à des conditions générales 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 DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, DÉSIGNÉS ORGANISMES TIERS INDÉPENDANTS, SUR LES INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES CONSOLIDÉES FIGURANT DANS LE RAPPORT DE GESTION

Aux Actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de GDF SUEZ SA désignés organismes tiers indépendants, dont la recevabilité de la demande d'accréditation a été admise par le COFRAC sous les numéros 3-1048, 3-1067 et 3-1058, nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2013, présentées dans le rapport de gestion (ci-après les «Informations RSE»), en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce.

Responsabilité de la société

Il appartient au Conseil d'Administration d'établir un rapport de gestion comprenant les Informations RSE prévues à l'article R. 225-105-1 du Code de commerce, conformément aux référentiels utilisés par la société (ci-après les «Référentiels») et 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 la partie «Éléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2013» 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'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) ;

- ▶ d'exprimer, à la demande de la société, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que certaines Informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe ■■ aux chapitres 3.2 et 3.3 du rapport de gestion ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs conformément aux Référentiels.

Nos travaux ont été effectués par une équipe de trente-cinq personnes entre octobre 2013 et février 2014 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 motivé de sincérité et le rapport d'assurance raisonnable, à la norme internationale ISAE 3000 ⁽¹⁾.

1. 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.

2. 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 centaine de personnes responsables de la préparation des Informations RSE auprès des directions en charge des processus

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

de collecte des informations et, le cas échéant, responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques, afin :

- d'apprécier le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- de vérifier la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations RSE et prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des Informations RSE.

Nous avons déterminé la nature et l'étendue de nos tests et contrôles en fonction de la nature et de l'importance des Informations RSE au regard des caractéristiques de la société, des enjeux sociaux et environnementaux de ses activités, de ses orientations en matière de développement durable et des bonnes pratiques sectorielles.

Pour les informations RSE que nous avons considérées les plus importantes ⁽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 de 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 59% des effectifs et entre 19% et 86% 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.

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.

(1) Informations sociales vérifiées en assurance raisonnable : Effectif total ; Effectif total – répartition par zone géographique ; Répartition par CSP – Cadres ; Répartition par CSP – Non Cadres ; Effectif féminin ; Proportion de femmes dans l'effectif ; Pourcentage d'effectif formé.

Informations sociales et santé sécurité vérifiées en assurance modérée : Pyramide des âges sur l'effectif CDI ; Proportion d'alternants dans l'effectif ; % de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI ; % de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI ; Nombre de licenciements ; Nombre d'embauches CDI (à périmètre constant) ; Nombre d'embauches CDD (à périmètre constant) ; Taux d'embauche ; Taux d'embauche CDI ; Turnover ; Turnover volontaire ; Nombre d'heures de formation ; Nombre d'heures de formation par personne formée ; Jours d'absence par personne ; Salaires moyen OET par rapport au minimum légal du pays ; Taux de fréquence ; Taux de gravité (selon le référentiel français) ; Taux de gravité (selon le référentiel OIT) ; Nombre d'accidents mortels (collaborateurs) ; Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle ; politique diversité et égalité de traitement hommes/femmes ; insertion et accompagnement vers l'emploi.

Informations environnementales vérifiées en assurance raisonnable : Chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS ; Chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO 14001 ; Consommations d'énergie primaire – Total (excluant l'autoconsommation) ; Consommation d'électricité (excluant l'autoconsommation) ; Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse) ; Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ; Renouvelable – Électricité et chaleur produites ; Émissions totales directes de gaz à effet de serre (scope 1) ; Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs).

Informations environnementales vérifiées en assurance modérée : Consommation d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ; Émissions de SO₂ ; Émissions de NO_x ; Émissions de poussières ; Eau industrielle – consommation totale ; Eau de réchauffement et de refroidissement – consommation totale ; Quantité totale de déchets & sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues) ; Quantité totale de déchets & sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues).

Informations sociétales vérifiées en assurance modérée : Politique Achats et Approvisionnements.

(2) Informations sociales et santé sécurité : BEE : Electrabel Belgique ; HQ Belgium ; N-Allo ; GDF SUEZ Energie Deutschland ; GDF SUEZ Energy Sales GmbH ; Savelys ; CHP (BtoC) ; GDF SUEZ Energy Romania ; GDF SUEZ Energia Polska SA ; BEI : SUEZ Energia de Mexico ; E-CI SA ; Tractebel Energia Consolidated ; SUEZ Energy North America ; BES : Axima Concept ; INEO SA ; Cofely Services S.A (Belgique) ; Cofely Nederland NV ; Tractebel Engineering (BE) ; ENDEL ; Cofely Fabricom SA ; ISB Ventilation ; Cofely Axima, Cofely Axima Réfrigération ; Pôle Réseau ; Cofely Autriche (T00275) ; Cofely Espana ; Cofely Sud Est ; Cofely IDF Tertiaire ; Cofely Nord Est ; B3G : GDF Production Nederland BV ; GDF SUEZ E&P UK LTD ; BI : GRDF ; GRT Gaz ; ELENGY.

Informations environnementales : BEE : Electrabel SA (BU et site RODENHUIZE) ; Electrabel Nederland (BU et site Gelderland) ; Zolling ; CN'Air ; CNR ; Compagnie du Vent ; Viota 2 ; Aesenergia (Cartagena) ; GDF SUEZ Energia Polska SA ; Tirreno Power (Napoli Levante, Vado Ligure, Torrealvaldaga) ; BEI : Bahia Las Minas ; Mejillones ; Tocopilla ; Tractebel Energia (Cana Brava, Machadinho, Salto Osorio, Salto Santiago, Itasa) ; Charqueadas ; Lages Bioenergetica LTD ; Jorge Lacerda ; Consorcio Maxigas ; Tractebel Energia De Monterrey S. RL CV ; Segna (Ennis-Tractebel Power Company, Colorado Energy Nations Comp. (Golden), Astoria Energy power plant (Astoria I + II), Hopewell cogeneration) ; FHH ; Rugeley Power Station ; Saltend ; Baymina Enerji A.S. ; Loy Yang B ; Hazelwood ; BES : Cofely Services Sud Ouest ; Cofely Italie ; Cofely Réseaux Agence Grand Sud ; Climaespaço ; BI : Site de stockage Chemery ; B3G : GDF SUEZ E&P Nederland B.V. ; Noordgastransport BV (NGT).

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.

3. Attestation d'assurance raisonnable sur une sélection d'Informations RSE

Nature et étendue des travaux

- Concernant les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe ■ ■, nous avons mené des travaux de même nature que ceux décrits dans la partie 2 ci-dessus, pour les informations RSE considérées les plus importantes mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.
- L'échantillon sélectionné représente ainsi 59% des effectifs et 44% et 73% des informations quantitatives environnementales identifiées par le signe ■ ■.

- Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe ■ ■.

Réserve exprimée

Des anomalies ont été constatées dans le cas de l'indicateur «consommation d'électricité (excluant l'autoconsommation)» notamment en raison de la non-exhaustivité du reporting des centrales de production d'énergie.

Conclusion

Sur la base de nos travaux et sous cette réserve, les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe ■ ■ ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 7 mars 2014

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Véronique Laurent
Pascal Pincemin
Associés

Ernst & Young et Autres

Charles-Emmanuel Chosson
Pascal Macioce
Associés

Mazars

Thierry Blanchetier
Isabelle Sapet
Associés

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 104

4.1.1	Conseil d'Administration : composition - mandats - renseignements - indépendance	104
4.1.2	Censeur	118
4.1.3	Commissaire du gouvernement	118
4.1.4	Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités	119
4.1.5	Les Comités permanents du Conseil	120
4.1.6	Principes et règles de détermination des rémunérations et avantages des mandataires sociaux	123
4.1.7	Code de gouvernement d'entreprise	123
4.1.8	Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société	124
4.1.9	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	128

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 129

4.3 DIRECTION GÉNÉRALE 130

4.3.1	Le Comité de Direction Générale	130
4.3.2	Le Comité Exécutif	131

4.4 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS, TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES, CONTRATS DE SERVICE 132

4.4.1	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	132

4.4.2	Transactions entre parties liées	139
4.4.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	139

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION 139

4.5.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	139
4.5.2	Rémunération des dirigeants non mandataires sociaux (membres du Comité de Direction Générale et autres membres du Comité Exécutif)	146
4.5.3	Provision de retraite	146
4.5.4	Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs	147
4.5.5	Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	149
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	151
4.5.7	Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social - Historique des plans en vigueur	153
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	157
4.5.9	Actions gratuites et Actions de Performance consenties aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés	157
4.5.10	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2013	158

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 2013 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 statutaires 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 pour validation, a été présenté au Comité d'Audit pour information. Il a ensuite été approuvé par le Conseil d'Administration, dans sa séance du 26 février 2014.

4.1.1 Conseil d'Administration : composition - mandats - renseignements - indépendance

4.1.1.1 Composition du Conseil d'Administration

En application 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 2013, le mandat d'Administrateur de Mme Gabrielle Prunet, Administrateur représentant les salariés actionnaires, est arrivé à échéance à l'Assemblée Générale du 23 avril 2013. La même Assemblée a élu Mme Caroline Simon, Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Le Conseil a pris acte de la démission de M. Olivier Bourges, Administrateur représentant de l'État, en date du 5 mars 2013 et de la nomination de Mme Astrid Milsan, Administrateur représentant de l'État, par arrêté du 30 juillet 2013.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 18 membres, dont :

- ▶ 10 Administrateurs désignés 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 et 1 Administrateur représentant les salariés actionnaires, en application des dispositions de l'article 8-1 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités des privatisations.

Le Conseil d'Administration comprend 6 femmes Administrateurs sur 18. 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 trois Administrateurs représentant les salariés, l'appréciation est faite sur une base de 15 Administrateurs dont 5 sont des femmes, soit 33,33%.

GDF SUEZ veille également à renforcer la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 18 Administrateurs, 4 ne sont pas français, soit 22,22%.

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 (64 ans) Président-Directeur Général	Français	16/07/2008	23/04/2012	2016	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
M. Jean-François Cirelli (55 ans) Vice-Président, Directeur Général Délégué	Français	15/09/2004	23/04/2012	2016	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
M. Albert Frère ⁽¹⁾ (87 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⁾ (47 ans)	Allemande	19/09/2012	-	2015	Residenzstrasse 27 80333 Munich (Allemagne)
M. Edmond Alphandéry ⁽¹⁾ (70 ans)	Français	16/07/2008	02/05/2011	2015	Compagnie Financière du Lion 73, boulevard Haussmann 75008 Paris
M. Jean-Louis Beffa ⁽¹⁾ (72 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⁾ (57 ans)	Français	20/11/2004	02/05/2011	2015	45, boulevard de Beauséjour 75016 Paris
M. Paul Desmarais ⁽¹⁾ (59 ans)	Canadien	16/07/2008	23/04/2012	2016	Power Corporation du Canada 751, square Victoria Montréal, H2Y 2J3, Québec (Canada)
Mme Françoise Malrieu ⁽¹⁾ (67 ans)	Française	02/05/2011	-	2015	19, avenue Léopold II 75016 Paris
Lord Simon of Highbury ⁽¹⁾ (74 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»).

ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANTS DE L'ÉTAT

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
M. Ramon Fernandez (46 ans)	Français	27/03/2009	19/04/2012 ⁽¹⁾	2016	Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie Direction Générale du Trésor et de la Politique économique 139, rue de Bercy Télédoc 230 75572 Paris Cedex 12
Mme Astrid Milsan (42 ans)	Française	30/07/2013	-	2016	Agence des Participations de l'État Bâtiment Colbert - Télédoc 228 139, rue de Bercy 75572 Paris Cedex 12
M. Pierre Mongin (59 ans)	Français	09/11/2009	19/04/2012 ⁽¹⁾	2016	RATP 54, quai de la Râpée 75599 Paris Cedex 12
Mme Stéphane Pallez (54 ans)	Française	19/04/2012 ⁽¹⁾	-	2016	CCR 31, rue de Courcelles 75008 Paris

(1) Avec date d'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 (49 ans)	Français	21/01/2009	-	2014	Elengy Terminal Méthanier BP 35 44550 Montoir-de-Bretagne
Mme Anne-Marie Mourer (54 ans)	Française	21/01/2009	-	2014	GrDF Sud-Est Immeuble VIP 66, rue de La Villette 69425 Lyon Cedex 03
M. Patrick Petitjean (61 ans)	Français	21/01/2009	-	2014	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie

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 (45 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 2013

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires

Gérard Mestrallet, né le 1^{er} 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 du Conseil international du Maire de Shanghai et Chongqing, administrateur de l'Université Tongji (Shanghai) et Docteur Honoris Causae 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 2013	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 et de GDF SUEZ Energy Management Trading ⁽²⁾ (Belgique) Vice-Président du Conseil d'Administration d'Aguas de Barcelona (Espagne) Président de la SAS GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies ⁽²⁾ Administrateur de Saint-Gobain ⁽¹⁾ (France), Pargesa Holding SA ⁽¹⁾ (Suisse), International Power ⁽²⁾ (Royaume-Uni) Membre du Conseil de Surveillance de Siemens AG ⁽¹⁾ (Allemagne)	Président du Conseil d'Administration de International Power (Royaume-Uni), Hisusa (Espagne) Vice-Président du Conseil d'Administration d'Electrabel (Belgique) et de Hisusa (Espagne) Membre du Conseil de Surveillance d'Axa ⁽¹⁾

(1) Société cotée.

(2) Groupe GDF SUEZ.

Jean-François Cirelli, né le 9 juillet 1958

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Jean-François Cirelli est également licencié en droit. De 1985 à 1995, il occupe des fonctions à la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances avant de devenir Conseiller technique à la Présidence de la République de 1995 à

1997, puis Conseiller économique de 1997 à 2002. En 2002, il est nommé Directeur Adjoint au cabinet du Premier ministre, Jean-Pierre Raffarin, chargé des questions économiques, industrielles et sociales. Président-Directeur Général de Gaz de France de 2004 à 2008, Jean-François Cirelli a été nommé Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ le 22 juillet 2008. Il a été renouvelé dans ses fonctions le 23 avril 2012.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2013	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Vice-Président, Directeur Général Délégué	Président du Conseil d'Administration de GDF SUEZ Trading (ex Gaselys SAS ⁽²⁾ (France) et d'Eurogas (Belgique) Vice-Président d'Electrabel ⁽²⁾ (Belgique) Vice-Président de la Fondation d'entreprise GDF SUEZ ⁽²⁾ Administrateur de GDF SUEZ Énergie Services ⁽²⁾ , SUEZ Environnement Company ⁽¹⁾ (France), GDF SUEZ Energy Management Trading ⁽²⁾ (Belgique), International Power ⁽²⁾ (Royaume-Uni), Fondation Nationale des Sciences Politiques (ENSP) Membre du Conseil de Surveillance de Vallourec ⁽¹⁾	Président du Conseil d'Administration d'Electrabel ⁽²⁾ (Belgique) et de la Fondation d'entreprise GDF SUEZ Vice-Président d'Eurogas (Belgique) et d'International Power (Royaume-Uni) Administrateur de Neuf Cegetel ⁽¹⁾ (France) Membre du Conseil de Surveillance d'Atos Origin ⁽¹⁾

(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 2013	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 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 2013	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 (depuis le 3 janvier 2013) (Allemagne) Vontobel Holding AG et Bank Vontobel AG (Suisse) Membre du Conseil de Helmholtz-Validierungsfonds de la Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren Membre du Comité Consultatif du Social Entrepreneurship Akademie (SEA) Membre du Conseil de Fraunhofer Gesellschaft Membre du Conseil d'Administration de Johannes B. Ortners-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)	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) 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 d'Économie et de la Technologie, Berlin

(1) Société cotée

Edmond Alphanéry, né le 2 septembre 1943

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et Agrégé de sciences économiques, il 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 CEPS (Center for European Policy Studies).

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2013	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité de la Stratégie et des Investissements Membre du Comité d'Audit	Président du CEPS (Center for European Policy Studies) (Belgique) Administrateur de Crédit Agricole CIB et de Neovacs (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 Quadrille (France)	Président du Centre des Professions Financières Président du Conseil d'Administration de CNP Assurances ⁽¹⁾ Président du Conseil de Surveillance 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, il est également diplômé de l'École Nationale Supérieure du Pétrole et de l'Institut d'Études Politiques de Paris. Jean-Louis Beffa 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 2013	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 Vice-Président du Conseil de Surveillance du Fonds de Réserve des Retraites Administrateur de Élee SAS et de Saint-Gobain Corporation (États-Unis) Membre du Conseil de Surveillance de Le Monde, Société Editrice du Monde, Le Monde & Partenaires Associés SAS	Président-Directeur Général de Saint-Gobain ⁽¹⁾ Président du Conseil d'Administration 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 Saint-Gobain ⁽¹⁾ et de Saint-Gobain Cristaleria (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)

(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 2013	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité d'Audit Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements	Administrateur de Bureau Veritas ⁽¹⁾ , Imerys ⁽¹⁾ , GE Corporate Finance Bank SAS (France), Mobistar ⁽¹⁾ (Belgique) Censeur d'Axa Investment Managers (France)	Administrateur de Accor ⁽¹⁾ , Gecina ⁽¹⁾ , Rhodia ⁽¹⁾

(1) Société cotée.

Paul Desmarais, né le 3 juillet 1954

Paul Desmarais Jr a fait ses études à l'Université McGill de Montréal, puis à l'INSEAD de Fontainebleau. Il est titulaire d'une maîtrise en Administration. En 1986, il est nommé Président et Chef des

Opérations de la Corporation Financière Power, une compagnie qu'il a aidée à mettre sur pied et dont il devient le Président du Conseil en 1990 et le Co-Président du Conseil en mai 2008. Il est nommé Président du Conseil et Co-Chef de la Direction de Power Corporation du Canada en 1996.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2013	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Président du Conseil et Co-Chef de la Direction de Power Corporation du Canada ⁽¹⁾ (Canada) Co-Président du Conseil de la Corporation Financière Power ⁽¹⁾ (Canada) Président du Conseil d'Administration et Administrateur Délégué de Pargesa Holding SA ⁽¹⁾ (Suisse) Vice-Président du Conseil d'Administration et membre du Comité Permanent de Groupe Bruxelles Lambert ⁽¹⁾ (Belgique) Fiduciaire et Co-Président du Conseil Consultatif International de la Brookings Institution (États-Unis) Administrateur et membre du Comité de Direction de Great-West Lifeco Inc. ⁽¹⁾ (Canada) et ses principales filiales et de la Société financière IGM Inc. ⁽¹⁾ (Canada) et ses principales filiales Administrateur de Lafarge SA ⁽¹⁾ , Total SA ⁽¹⁾ (France) Administrateur de SGS SA ⁽¹⁾ (Suisse) Membre du Conseil Consultatif International de l'Institut Européen d'Administration des Affaires («INSEAD») (France) Fondateur et membre du Conseil Consultatif International de HEC Montréal (Canada) Président du Bureau des Gouverneurs du Forum économique international des Amériques (Canada) Membre honoraire du Conseil Consultatif International de la Faculté de gestion Desautels et membre du Conseil Consultatif International du Doyen de l'Université McGill à Montréal (Canada) Président du Conseil Canadien des Chefs d'Entreprise (Canada) Membre du Conseil Consultatif Mondial de l'Université Harvard (États-Unis) Membre du Comité Consultatif Mondial du Council on Foreign Relations (États-Unis)	Membre du Conseil d'Administration de l'INSEAD

(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 2013	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⁾ Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA	Senior Advisor d'Aforge Finance Contrôleur Délégué à la Mission de Contrôle des Rémunérations des Professionnels de Marché

(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, il 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 2013	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements Membre du Comité des Nominations et des Rémunérations	Senior Advisor de Morgan Stanley International (Europe), MWM Board Consultants (Royaume-Uni) Président de l'«Advisory Board» de Montrose Associates Limited (Royaume-Uni) Director of Institute of Government (Royaume-Uni) Membre du Conseil d'Administration 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 and Chair of the Policy Board, Institute for Strategic Dialogue (Royaume-Uni) Trustee de Hertie Foundation (Allemagne)	Deputy Chairman d'Unilever plc ⁽¹⁾ , Cambridge University Council (Royaume-Uni)

(1) Société cotée.

Administrateurs représentants de l'État

Ramon Fernandez, né le 25 juin 1967

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Ramon Fernandez est Administrateur civil hors classe. De 1993 à 1994, il a été Adjoint au Chef de bureau «énergie, transport et urbanisme» puis, jusqu'en 1997, Adjoint au Chef de bureau «marché financiers» à la Direction du Trésor. Détaché de 1997 à 1999 à Washington, il fut Administrateur suppléant du Fonds Monétaire International. Il revient à la Direction du Trésor et est jusqu'en 2001 Chef de bureau «énergie, télécommunications et matières premières» puis, Chef de bureau «épargne et marchés

financiers». Entre mai 2002 et octobre 2003, il devient Conseiller technique au cabinet du ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, puis Sous-Directeur des affaires financières internationales et du développement à la Direction Générale du Trésor et de la Politique Économique. De juin 2007 à avril 2008, il fut Conseiller économique à la Présidence de la République puis Directeur du cabinet du ministre du Travail, des Relations sociales, de la Famille et de la Solidarité jusqu'en janvier 2009. Il occupa le poste de chef du service du financement de l'économie entre février et mars 2009. Depuis mars 2009, il est Directeur Général du Trésor au ministère de l'Économie et des finances.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2013	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Directeur Général du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances Président de la Caisse de la dette publique Président du Club de Paris Président du Comité consultatif sur la législation et la réglementation financière Président de l'Agence France Trésor Gouverneur pour la France de la Banque Africaine de développement Gouverneur suppléant pour la France de la Banque Mondiale, de la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement et de la Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement Administrateur de l'Agence nationale des services à la personne Administrateur, en qualité de représentant de l'État, de CNP Assurances⁽¹⁾ Membre du Conseil d'Administration du Fonds de Financement de la Protection Complémentaire de la Couverture Universelle du Risque Maladie (CMU), du Fonds d'Indemnisation des victimes de l'amiante (FIVA) et du Mécanisme européen de stabilité (MES) Membre du Conseil de Surveillance de l'Institut d'émission d'Outre-mer Commissaire du gouvernement auprès de l'Association pour la Gestion des Informations sur le Risque en Assurance (AGIRA), de l'Autorité des normes comptables (ANC) Commissaire du gouvernement auprès de l'Autorité des marchés financiers (AMF), représentant de l'État dans toutes les formations de l'AMF Membre du Comité de surveillance de la Caisse d'amortissement de la dette sociale (CADES) Membre de la Commission de Surveillance de la Caisse des Dépôts et Consignations Membre du Haut conseil pour l'avenir de l'assurance maladie Membre du Comité consultatif du suivi du développement des assurances des récoltes Membre du Comité de l'usure Membre du Comité des directeurs du Comité interministériel pour le développement de l'offre de logements (CIDOL) Membre de la Commission de suivi de la convention AERAS Membre du Conseil supérieur des HLM Membre du Conseil de Gestion du Fonds de Garantie des dommages consécutifs à des actes de prévention du diagnostic ou de soins dispensés par des professionnels de la santé Membre du Groupe Interministériel Permanent de la Sécurité Routière (GIPSR) Membre du Haut Conseil du Commissariat aux Comptes (H3C) Membre du Haut Conseil de la famille Représentant de l'État dans toutes les formations de l'Autorité de contrôle prudentiel (ACP)	Administrateur de la Banque Centrale des États d'Afrique de l'Ouest et de l'Agence de coopération technique internationale et de la Société de financement de l'économie française Administrateur, en qualité de représentant de l'État, de la CADES (Caisse d'Amortissement de la dette sociale) Membre du Conseil de Surveillance, en qualité de représentant de l'État, de la Banque BPCE Membre du Conseil d'analyse économique Membre du Haut conseil du secteur public

(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 et des Investissements
Membre du Comité des Nominations et des Rémunérations

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2013

Administrateur, en qualité de représentant de l'État, de Safran⁽¹⁾, DCNS, Établissement Public de Financement et de Restructuration (EPFR), Imprimerie Nationale, SNPE, Société de gestion de Participations Aéronautiques (Sogepa), SOGEADE, SOGEADE Gérance

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 et IDES
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, 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 Maignon 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 et des Investissements

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2013

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
Vice-Président de FACE (Fondation Agir Contre l'Exclusion)
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

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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2013	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Présidente-Directrice Générale de la Caisse Centrale de Réassurance (CCR) Administrateur de CNP Assurances ⁽¹⁾ , CACIB (Crédit Agricole Corporate & Investment Bank) (jusqu'au 9 octobre 2013) et PlaNet Finance Membre du Conseil de Surveillance d'Eurazeo ⁽¹⁾	Présidente du Conseil d'Administration de la <i>joint venture</i> 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. Il est 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 2013	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

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 des centres Grand Velay, Indre en Berry et Loire. En 1992, elle rejoint le groupe d'appui et d'assistance commercial de Lyon pour exercer des activités d'expertise en tant que Consultant Interne en marketing, puis, de 1996 à 2001, elle est responsable d'Énergie Direct, structure pilote de marketing direct au sein de la Direction des Ventes Gaz. À la

Direction Commerciale de Gaz de France, elle a été en charge de l'entité marketing de la région Sud-Est de 2002 à fin 2003. Début 2004, elle intègre le nouveau Gestionnaire de Réseaux Gaz où elle exerce en région Rhône-Alpes-Bourgogne des fonctions d'appui et de pilotage pour le domaine Développement. Dans la perspective d'ouverture à la concurrence du marché des particuliers, elle est nommée en 2007 chargée de mission pour accompagner le changement et mettre son expertise commerciale au service de GrDF, filiale à 100% qui regroupe l'ensemble des activités de distribution de gaz naturel en France. Membre depuis 2011 du club des Administrateurs de Société Certifiés (ASC, France) de l'IFA.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2013	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 d'Audit	Néant	Néant

Patrick Petitjean, né le 23 août 1952

Après des études secondaires à Nancy, Patrick Petitjean a commencé sa carrière dans l'imprimerie. En 1977, il intègre Gaz de France et rejoint le GGRP (Groupe Gazier de la région parisienne) au sein de la Direction Transport.

De 1983 à 1990, il occupe différents emplois au service technique de l'exploitation de Gennevilliers. Détaché syndical de 1990 à 1994, puis agent technique, depuis 2000, il occupe les fonctions de gestionnaire des moyens internes (parc immobilier, parc véhicules, parc informatique et télétransmission) au sein de la région Val-de-Seine de GRTgaz.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2013	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 et des Investissements	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 2013	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainée par la Fédération des services publics – CFDT	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 2013

	Nombre d'actions	Nombre de stock-options
Gérard Mestrallet	82 131 ⁽²⁾	1 233 504
Jean-François Cirelli	7 177	0
Albert Frère	2 032	N/A
Ann-Kristin Achleitner	50	N/A
Edmond Alphandéry	2 923	N/A
Jean-Louis Beffa	4 583	N/A
Alain Beullier	51	N/A
Aldo Cardoso	1 000	N/A
Paul Desmarais	2 121	N/A
Ramon Fernandez	(1)	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	N/A
Patrick Petitjean	107	N/A
Caroline Simon	30	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 11 février 2014, puis par le Conseil d'Administration du 26 février 2014.

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 :

- ▶ Ramon Fernandez, Astrid Milsan, Pierre Mongin et Stéphane Pallez, Administrateurs représentants de l'Etat désignés en vertu de l'article 2 du décret-loi du 30 octobre 1935 précité ;
- ▶ Alain Beullier, Anne-Marie Mourer et Patrick Petitjean, Administrateurs représentant les salariés, et Caroline Simon, Administrateur représentant les salariés actionnaires, désignés en vertu de l'article 8-1 de la loi n° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités des privatisations, précitée.

8 Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir Section 4.1.1.2 «Administrateurs en exercice») ; il en résulte un pourcentage

d'Administrateurs indépendants de 57%, 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.

GDF SUEZ entretient des courants d'affaires avec la société Imerys (dont Aldo Cardoso est Administrateur). Le Conseil d'Administration a considéré que ces liens d'affaires étaient loin d'être suffisamment significatifs, 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 for 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 2013	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) (depuis le 10 juillet 2013)	Président de GDF SUEZ CC, Genfina (Belgique) Administrateur de Distrigaz ⁽¹⁾ , Fortis Banque ⁽¹⁾ , 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 (Royaume-Uni)

(1) Société cotée.

4.1.3 Commissaire du gouvernement

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

Cette fonction est assurée par Laurent Michel, nommé par le ministre chargé de l'Énergie, par arrêté en date du 18 janvier 2013. Florence Tordjman a été nommée par le même arrêté en qualité de suppléante de Laurent Michel.

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 Vice-Président, 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 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.

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.

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 25 septembre 2013 et le 11 décembre 2013. 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 2013, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, s'est réuni à dix reprises avec un taux moyen de participation de 84%.

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 2012, les informations financières des premier et troisième trimestres 2013, l'arrêté des comptes semestriels 2013, les documents de gestion prévisionnelle, l'acompte sur le dividende 2013, l'indépendance des Administrateurs, l'évaluation du Conseil, la convocation de l'assemblée des actionnaires et des porteurs de titres participatifs, le Contrat de service public et la situation tarifaire, la situation du nucléaire en Belgique, la revue et cartographie des risques du Groupe, le bilan santé et sécurité 2012, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale, l'adaptation de son Règlement Intérieur au Code Afep-Medef révisé, l'émission d'obligations hybrides et l'offre de rachat obligataire, le programme de rachat des titres participatifs, la gouvernance et les relations entre GDF SUEZ et SUEZ Environnement après la fin du pacte d'actionnaires, 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 et le plan d'affaires à moyen terme. Il a également fixé au Groupe un objectif de réduction de 10% de ses émissions spécifiques de CO₂ à l'horizon 2020 pour les activités de production d'électricité et d'énergie associée au périmètre monde sur la base des émissions de 2012.

Un séminaire de réflexion stratégique du Conseil d'Administration a été consacré aux sujets suivants : panorama énergétique mondial et européen, l'adaptation du Groupe à la mutation du secteur énergétique et le renforcement de la priorité donnée à l'approche client en Europe et, pour ce qui concerne l'international, la consolidation de la position de leader mondial du Groupe dans la production indépendante d'électricité, la construction d'une position intégrée dans la chaîne gazière, le développement dans l'efficacité énergétique ainsi que le leadership et l'accompagnement du changement.

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 et des Investissements, 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 Anne-Marie Mourer.

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 2013»). 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 avant leur émission ;
- ▶ 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 dix reprises au cours de l'année 2013, avec un taux moyen de participation de 94%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à neuf séances.

Activités

En 2013, le Comité d'Audit a notamment abordé les sujets suivants : les prévisions budgétaires 2013, les estimations et prévisions de clôture 2012 et l'arrêté des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2012, les informations financières des 1^{er} et 3^e trimestres 2013, les options et hypothèses de clôture semestrielle et annuelle, l'arrêté des comptes semestriels consolidés et sociaux au 30 juin 2013, l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2013, les tests de valeurs sur les

actifs, le déploiement du programme 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 2013 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 2012, le renouvellement du mandat des Commissaires aux comptes, l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leurs missions d'audit et l'adaptation de la procédure y afférent, l'indépendance et le programme de travail 2013 des Commissaires aux comptes, la revue et la cartographie des risques Groupe et la répartition du suivi des risques prioritaires en 2013, le risque lié aux achats et à la chaîne d'approvisionnement, la maîtrise des risques projets, la gestion des passifs sociaux et des actifs de couverture, l'allocation de la dette au capital dans le Groupe, l'émission obligataire hybride et le programme de rachat des titres participatifs, ainsi que les relations avec SUEZ Environnement après la fin du pacte d'actionnaires.

Le Comité de la Stratégie et des Investissements

Le Comité de la Stratégie et des Investissements est composé de six membres : Edmond Alphandéry (Président), Aldo Cardoso, Astrid Milsan, Pierre Mongin, Patrick Petitjean 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 et des Investissements.

Le plafond de délégation du Président-Directeur Général et du Vice-Président, 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 et des Investissements s'est réuni à onze reprises au cours de l'année 2013, avec un taux moyen de participation de 86%.

Activités

En 2013, le Comité a notamment abordé les sujets suivants : la présentation des travaux et la synthèse de la mission gaz non conventionnels, la situation nucléaire du Groupe, le compteur communicant de GrDF (système Gazpar), l'ambition du Groupe dans le gaz naturel, l'orientation de la stratégie ENR et les questions associées de production d'électricité, le positionnement pays concernant les États-Unis et l'Australie, les défis énergétiques de l'Europe, les grands équilibres énergétiques mondiaux 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.

Le Comité a également eu l'occasion de s'entretenir avec Madame Colette Lewiner, Directeur international Secteur «Energy, Utilities & Chemicals» chez Capgemini et Monsieur Fatih Birol, *Chief Economist* à l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) au sujet respectivement des défis énergétiques de l'Europe et des grands équilibres mondiaux.

Avant sa présentation au Conseil d'Administration, le plan d'affaires à moyen terme 2013-2019 a été examiné lors d'une réunion commune du Comité de la Stratégie et des Investissements et du Comité d'Audit.

Le Comité des Nominations et des Rémunérations

Le Comité des Nominations et des Rémunérations est composé de quatre membres : Jean-Louis Beffa (Président), Françoise Malrieu, Astrid Milsan 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 Vice-Président, 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 Vice-Président, 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 Vice-Président, Directeur Général Délégué à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe, afin d'éclairer l'avis du Conseil sur cette candidature.

Les dirigeants mandataires sociaux assistent aux réunions du Comité des Nominations et des Rémunérations sauf pour les questions qui les concernent.

Ce Comité procède également à des recommandations sur les actions de performance attribuées aux Directeurs Généraux Adjointes. Il donne un avis sur le maintien du bénéfice des attributions gratuites d'actions en faveur des membres du Comité de Direction Générale lorsque celles-ci sont normalement perdues par leurs titulaires en cas de départ du Groupe.

Le Comité des Nominations et des Rémunérations s'est réuni trois fois en 2013, avec un taux moyen de participation de 67%.

Activités

En 2013, le Comité des Nominations et des Rémunérations a abordé notamment les sujets suivants : l'indépendance et la qualification des Administrateurs, la composition des Comités du Conseil, le nombre et les modalités de renouvellement des Administrateurs représentant les salariés, l'organisation du Comité de Direction Générale et du Comité

Exécutif, la politique RH (attractivité, rétention, succession planning, mobilité et diversité), la rémunération fixe et variable des deux dirigeants mandataires sociaux, les indices de réalisation de leurs objectifs au regard de ceux qui leur étaient assignés au titre de 2012, les montants respectifs des deux parts variables correspondantes, les critères servant à l'appréciation de leur part variable pour l'exercice 2013, l'adaptation du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration au Code Afep-Medef révisé en juin 2013, la modification de la répartition de l'enveloppe des jetons de présence conformément au Code Afep-Medef révisé, la vérification des conditions de performance de différents plans d'option d'achat et d'actions de performance, et l'attribution d'actions de performance.

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 5 reprises au cours de l'année 2013, avec un taux moyen de participation de 95%.

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 les principes directeurs de la relation commerciale et la cartographie des risques éthiques.

En matière de développement durable, le rapport annuel sur la performance environnementale du Groupe et le bilan annuel des plans d'actions développement durable lui ont été soumis. Il a proposé au Conseil de fixer une ambition pour le Groupe en matière de réduction des émissions spécifiques de CO₂.

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 2012.

Enfin, l'évaluation annuelle du Conseil d'Administration a été menée sous l'égide du Président du Comité avec le concours d'un expert indépendant. Elle a été soumise au Conseil d'Administration du 26 février 2014. Le Conseil a constaté que les progrès sont continus dans les domaines faisant l'objet de recommandations les années précédentes et a approuvé les nouvelles recommandations proposées par le Comité. Il s'agit pour l'essentiel d'améliorer encore le suivi de la mise en œuvre de la stratégie et la gestion du temps du Conseil par la généralisation d'un effort de synthèse dans la présentation et la documentation des dossiers.

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 recommandations du Code Afep-Medef qui sont écartées par la Société ainsi que les raisons de ce choix.

Recommandations écartées	Explications
Article 4 du Code (Conseil d'Administration - Stratégie)	Le Règlement intérieur du Conseil n'énonce pas explicitement « le principe selon lequel toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de l'entreprise doit faire l'objet d'une approbation préalable par le conseil d'administration ». Toutefois, les dispositions de l'article 2.2 du Règlement intérieur qui prévoit le principe selon lequel « le Président inscrit périodiquement et au moins une fois par an à l'ordre du jour du Conseil une revue [...] de la stratégie industrielle du Groupe et de la stratégie financière du Groupe », sont d'un effet équivalent.
Article du 18.1 Code (Composition du Comité des Nominations et des Rémunérations)	Le Comité des Nominations et des Rémunérations ne comporte pas actuellement d'Administrateur représentant les salariés. Le Conseil d'Administration suivant l'Assemblée Générale Annuelle du 28 avril 2014 désignera un Administrateur représentant les salariés comme membre du Comité des Nominations et des Rémunérations.
Article 19 du Code (Nombre de mandats des dirigeants mandataires sociaux)	M. Mestrallet exerce quatre mandats dans des sociétés cotées extérieures au Groupe : SUEZ Environnement Company (échéance 2016), Saint-Gobain (échéance 2015), Siemens (échéance 2018) et Pargesa Holding. Son mandat d'administrateur de Pargesa Holding prendra fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire du 6 mai 2014 et ne sera pas renouvelé. M. Mestrallet demeure Président du Conseil d'Administration de SUEZ Environnement Company (SEC) pour les raisons suivantes : le pacte d'actionnaires relatif à SEC a expiré le 22 juillet 2013 et GDF SUEZ n'a plus le contrôle de SEC mais GDF SUEZ est l'actionnaire de référence de SEC et son partenaire stratégique de long terme (voir Section 1.1.2 «Histoire et évolution de la Société»).
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 deux 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).

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 identifiées notamment par les résultats de l'évaluation de l'environnement général de contrôle, du dispositif de contrôle interne, des contrôles du programme INCOME et des missions d'audit ;

- 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 - en prenant en compte notamment les nouvelles entités du Groupe - qui permet aux dirigeants de superviser le niveau de contrôle interne le plus approprié au regard des risques et enjeux.

Ce périmètre est défini à l'aide de critères financiers combinés avec des critères de risques de dysfonctionnement des activités, identifiés par les directions fonctionnelles et opérationnelles ; il couvre 178 entités en 2013.

Pour les entités qui, compte tenu de ces critères, sont hors de ce périmètre, sont mis à disposition les référentiels de contrôle 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.

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.

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 à 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, les soumet, avec son avis au Directeur du Contrôle Interne, pour décision au Comité de Direction Générale et suit leur mise en œuvre ; elle s'est réunie une fois au cours de l'année 2013.

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 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, santé sécurité et gestion environnementale, systèmes d'information, finance et comptabilité, commodités, fraude et investigations).

Le Service d'Audit Interne établit son plan d'audit annuel 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 revoit le dispositif de contrôle interne des activités et teste les contrôles sur un rythme pluriannuel. Il porte ainsi un regard sur la qualité des autoévaluations des responsables d'activités et de l'engagement des dirigeants.

Les missions d'audit donnent lieu à la formulation de recommandations hiérarchisées 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 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 amélioration des contrôles destinés à prévenir et détecter les 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 gestion 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, représentant quelque mille trois cents contrôles identifiés dont la moitié est obligatoire en termes de *reporting*.

La pertinence de ces contrôles et leur adaptation éventuelle sont examinées en tant que de besoin et notamment au vu des retours d'expérience, des évolutions d'organisation et de la parution de nouvelles décisions émanant de la Direction Générale et des directions fonctionnelles.

La mise en œuvre des contrôles fait par ailleurs l'objet d'un suivi régulier.

Information et communication

Les décisions d'organisation de niveau Groupe, les référentiels de contrôle interne ainsi que les instructions 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 être mis à disposition des managers et faciliter ainsi leur appréhension et compréhension du contrôle interne.

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 en (i) permettant d'identifier des axes de progrès, (ii) stimulant le partage des meilleures pratiques, (iii) favorisant le *benchmark* interne et (iv) renforçant les synergies ;
- ▶ 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 par la création, en tant que de besoin, de groupes de travail et d'actions de sensibilisation et de formation.

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 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 et de la réglementation financière et boursière, (ii) par les actions des centres d'expertise en droit de la concurrence 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, Acquisitions et Financements de projets et de la Communication Financière ;
- ▶ 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 (ERM et 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 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

Elaboration du Reporting Financier mensuel et des comptes consolidés

Au niveau du Centre, les Directions des Comptabilités et 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 :

- des contrôles au niveau des branches sur les informations qui leur sont communiquées par les BU et entités de reporting ;
- des contrôles 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 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 leur périmètre respectif, 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 validation de chaque information diffusée en interne et en externe ;
- un dispositif de veille et des règles de communication et de gestion 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 de la Communication Financière - 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, l'application informatique Magnitude 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.

C'est dans ce contexte qu'a été lancé en début d'année 2013 le programme «INCOME 2015» dont l'objectif est de renforcer la contribution du contrôle interne à l'efficacité du Groupe en capitalisant sur les acquis du programme INCOME mis en place en 2009.

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».

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. 225-235 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 2013.

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 7 mars 2014

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Véronique Laurent
Pascal Pincemin

Ernst & Young et Autres

Pascal Macioce
Charles-Emmanuel Chosson

Mazars

Isabelle Sapet
Thierry Blanchetier

4.3 DIRECTION GÉNÉRALE

La Direction Générale de la Société est assumée par Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, et Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué. Conformément à la loi, le Directeur Général Délégué assiste le Directeur Général.

Ce cumul des fonctions de Président-Directeur Général, complété par la présence d'un Vice-Président, 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.

Le Président-Directeur Général et le Vice-Président, 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 Vice-Président, 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 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 Vice-Président, Directeur Général Délégué, est composé à la date du présent document de 9 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*

Jean-François Cirelli, *Vice-Président, Directeur Général Délégué, en charge de la branche Énergie Europe*

Valérie Bernis, *Directeur Général Adjoint, en charge des Communications, Marketing et Développement Durable*

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⁽¹⁾*

Isabelle Kocher, *Directeur Général Adjoint, en charge des Finances*

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⁽²⁾*

(1) Depuis le 1^{er} février 2013.

(2) Depuis le 1^{er} septembre 2013.

Par ailleurs, au cours de l'exercice 2013, ont été membres du Comité de Direction Générale :

- ▶ Dirk Beeuwsaert, Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Energy International, jusqu'au 31 août 2013 ;
- ▶ Jean-Louis Chaussade, Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Environnement, jusqu'au 23 juillet 2013.

Depuis le 1^{er} septembre 2013, M. Alain Chaigneau, Secrétaire Général, assiste aux réunions du Comité de Direction Générale.

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 19 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*

Jean-François Cirelli, *Vice-Président, Directeur Général Délégué, en charge de la branche Énergie Europe*

Valérie Bernis, *Directeur Général Adjoint, en charge des Communications, Marketing et Développement Durable*

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*

Isabelle Kocher, *Directeur Général Adjoint, en charge des Finances*

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⁾*

Jean-Louis Blanc, *membre du Comité Exécutif, Directeur de la Direction Commerciale et Marketing Groupe*

Claire Brabec-Lagrange, *membre du Comité Exécutif, Directeur Achats Groupe*

Alain Chaigneau, *membre du Comité Exécutif, Secrétaire Général*

Véronique Durand-Charlot, *membre du Comité Exécutif, Directeur des Systèmes d'Information*

Marc Florette, *membre du Comité Exécutif, Directeur de la Recherche et Innovation*

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*

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⁽²⁾, Directeur de la Stratégie*

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 1^{er} avril 2013.

(2) Depuis le 11 février 2013.

Par ailleurs, au cours de l'exercice 2013, ont été membres du Comité Exécutif :

- ▶ Dirk Beeuwsaert, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Energy International jusqu'au 31 août 2013 ;*
- ▶ Jean-Louis Chaussade, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Environnement, jusqu'au 23 juillet 2013 ;*
- ▶ Bruno Bensasson, *Directeur de la Stratégie et du Développement durable jusqu'au 10 février 2013 ;*
- ▶ Pierre Clavel (*Directeur Adjoint de la branche Global Gaz & GNL, en charge du Business Development*), *jusqu'au 28 février 2013 ;*
- ▶ Phil Cox, *Directeur Général de International Power plc jusqu'au 1^{er} avril 2013 ;*
- ▶ Yves de Gaulle (*Chargé de missions auprès du Président-Directeur Général en charge de la Politique des Énergies Renouvelables*), *jusqu'au 28 février 2013 ;*
- ▶ Jean-Pierre Hansen (*Président du Comité de Politique Énergétique*), *jusqu'au 28 février 2013 ;*
- ▶ Christelle Martin, *en charge des Ressources Humaines Groupe jusqu'au 1^{er} février 2013 ;*
- ▶ Philippe Saimpert, *Chargé de mission auprès du Président-Directeur Général jusqu'au 28 février 2013 ;*
- ▶ Emmanuel van Innis (*Chargé de mission auprès du Président-Directeur Général*), *jusqu'au 28 février 2013.*

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

A.1. Conventions et engagements autorisés au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'Administration.

A.1.1. Avec la société SUEZ Environnement Company (détenue à hauteur de 35,8%)

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.

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.2.1.b 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 s'est traduit par la 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 autorisé, à l'unanimité des votants, ces accords 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 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 ;

Dans sa séance du 25 septembre 2013, le Conseil d'Administration de votre société a autorisé à l'unanimité :

- la conclusion de l'avenant à la licence de marque 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 procéder à toute formalité à cette fin ou requise par la loi et, de manière générale, faire le nécessaire pour donner plein effet à la licence de marque telle que modifiée par l'avenant ;

- la conclusion de l'accord de transition dans le domaine des achats externes 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.

Cet avenant au contrat de licence de marque et cet accord de transition ont été signés le 1^{er} octobre 2013.

A.2. Conventions et engagements autorisés depuis la clôture

Nous avons été avisés des conventions et engagements suivants, autorisés depuis la clôture de l'exercice écoulé, qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'Administration.

A.2.1. Avec la société Crédit Agricole Corporate and Investment Bank («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

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 SA («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.

Comme développé au paragraphe B.2.2.1 des «Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs» de la partie B du présent rapport, le financement du projet de la Phase I a été autorisé par le Conseil d'Administration du 23 juin 2010 ; cette autorisation du financement du projet de la Phase I a été confirmée par le Conseil d'Administration du 13 janvier 2011, suite à certains amendements apportés 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 envisage 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 (Replacement 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 sera 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 émettra des obligations à taux fixe ayant une maturité de quinze ans par le biais de son programme existant d'émission obligataire et mettra à la disposition de Nord Stream AG le produit de l'Emission Obligataire conformément au mécanisme de Remplacement de Dette (Replacement Debt) visé plus haut. Nord

Stream AG utilisera les sommes ainsi mises à sa disposition pour refinancer les prêts commerciaux de la Phase I.

À cet effet, GDF SUEZ signera :

- un contrat de modification global de documents de droit anglais (le «*English Law Global Amendment*») qui modifiera certains documents de financement auxquels GDF SUEZ est partie (à savoir, le «*Change in Law Commitment Agreement*», le «*Decommissioning Commitment Agreement*», le «*Shareholder Commitment Agreement*» et le «*Phase II Completion Guarantee*») (chaque contrat tel que plus amplement décrit dans l'extrait du procès-verbal du Conseil d'Administration du 22 janvier 2014, ayant approuvé sa conclusion, et pris ensemble les «Garanties»). Les modifications visées par le «*English Law Global Amendment*» visent à permettre à Aquarius de bénéficier des garanties contenues dans les Garanties, comme tout autre prêteur de banque commerciale dans le cadre de la transaction et de lui transférer le bénéfice de tous contrats de couverture de taux d'intérêts pour la Phase I et la Phase II ;
- un contrat de modification de clauses de résolution de conflits (le «*English Law Dispute Resolution Amendment Agreement*»). L'«*English Law Dispute Resolution Amendment Agreement*» vise à modifier les clauses de résolution de litiges dans certains documents de financement existants afin de conférer l'exclusivité de la compétence juridictionnelle de la même manière à toutes les parties aux contrats concernés. Ces modifications font suite aux récents développements jurisprudentiels, notamment en Russie et en France, ayant invalidé les clauses attributives de juridiction dites «asymétriques», lorsque celles-ci prévoient une compétence exclusive des tribunaux choisis pour le seul bénéfice d'une partie au contrat.

Bien que l'engagement de GDF SUEZ soit limité à 9% des obligations garanties au titre du «*Change in Law Commitment Agreement*», du «*Decommissioning Commitment Agreement*», du «*Shareholder Commitment Agreement*», et du «*Phase II Completion Guarantee*», les Garanties ne prévoient pas de montant maximum.

Les Garanties sont émises au profit de Nord Stream AG et de Société Générale agissant en qualité de «*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 Corporate and Investment Bank.

Dans sa séance du 22 janvier 2014, le Conseil d'Administration, à l'unanimité des votants, a autorisé la conclusion des Contrats et de chacune des Garanties susvisés et donne tous pouvoirs au Président-Directeur Général, avec faculté de subdélégation, afin de signer les Contrats (ainsi que tous autres actes, conventions, documents nécessaires ou requis pour la conclusion des Contrats), en arrêter les modalités et conditions définitives, en approuver les termes et, plus généralement, prendre toutes mesures, signer tous actes, conventions, documents et effectuer toutes démarches nécessaires ou utiles afin de mener le projet de financement de Nord Stream AG à bonne fin.

A.2.2. Avec la société SUEZ Environnement Company (détenue à hauteur de 35,8%)

Administrateur concerné

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.

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»).

Cette évolution des relations entre GDF SUEZ et SUEZ Environnement rend 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.

B. Conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée Générale

B.1. 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 mixte du 23 avril 2013, sur rapport spécial des commissaires aux comptes du 6 mars 2013.

B.1.1. Avec l'État français (actionnaire à hauteur de 36,7%)

Actionnaires et administrateurs concernés

État français, MM. Bourges, Fernandez, Mongin et Mme Pallez, administrateurs représentants de l'État.

Nature, objet et modalités : Contrat de Service Public

GDF SUEZ a signé en décembre 2009 un contrat de service public avec l'État 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.

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.

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.2. Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs

B.2.1. 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.2.1.a. Avec les sociétés Electrabel et International Power (filiales du Groupe à 100%)

Administrateurs concernés

MM. Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ, Président du Conseil d'Administration d'Electrabel et administrateur d'International Power, et Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ, Vice-Président d'Electrabel et administrateur d'International Power.

Nature, objet et modalités : Amendement du Financing Framework Agreement International Power

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ avait autorisé lors de sa séance du 9 août 2010 la mise en place d'un contrat-cadre visant à l'octroi de financements et de garanties par GDF SUEZ, Electrabel ou des véhicules financiers du Groupe en faveur d'International Power et certaines de ses filiales, décomposé en plusieurs tranches :

- *Tranche A*, limitée aux besoins de financements inclus dans le budget annuel d'International Power («IPR») tel qu'approuvé par le Conseil d'Administration d'IPR et valable jusqu'à une période initiale se clôturant le 31 décembre 2013.
- *Tranche B*, d'un montant de 955 millions de livres sterling pour couvrir les besoins liés aux refinancements de certains prêts spécifiques en cours, et échéant six mois après la date de Closing (soit le 3 août 2011).

- *Tranche C*, d'un montant de 1 197 millions de livres sterling pour couvrir les besoins liés aux refinancements de certains prêts spécifiques venant à échéance entre 2012 et 2014, et échéant à cette date.
- *Tranche D*, d'un montant de 550 millions de livres sterling pour l'émission de garanties «corporate» et valable jusqu'à une période initiale se clôturant le 31 décembre 2013.

Cette autorisation s'est matérialisée par la signature d'un *Financing Framework Agreement* («FFA») entre GDF SUEZ/Electrabel et International Power le 13 octobre 2010.

Deux financements de projets en Australie, Loy Yang B pour un montant en-cours de 1 117 millions de dollars australiens et Hazelwood pour un montant en-cours de 668 millions de dollars australiens venant chacun à échéance le 30 juin 2012, IPR devait négocier un refinancement externe.

Il avait été envisagé de procéder à un refinancement interne, mais le mécanisme de la Tranche C est tel que IPR ne pouvait utiliser la Tranche C que si elle avait sollicité Electrabel, pour la mise en place du refinancement au plus tard quarante-cinq jours avant l'échéance, perdant ainsi la possibilité de disposer de la facilité après cette date.

Dès lors que le groupe GDF SUEZ avait intérêt à procéder à un refinancement interne et que IPR souhaitait pouvoir continuer à garder l'engagement de refinancement d'Electrabel au-delà du 30 juin 2012, le Conseil d'Administration a autorisé la prolongation de la période de disponibilité de la Tranche C pour les financements de Loy Yang B et Hazelwood pour une période supplémentaire de dix-huit mois au-delà du 30 juin 2012, c'est-à-dire jusqu'au 31 décembre 2013, étant rappelé que dans le cadre de ce FFA, il était prévu que GDF SUEZ garantisse les obligations d'Electrabel au bénéfice de IPR, la garantie étant donc également prolongée.

Le Conseil d'Administration du 23 avril 2012, à l'unanimité, a autorisé la signature de l'amendement du *Financing Framework Agreement* (FFA) entre GDF SUEZ, Electrabel et IPR par lequel la période de disponibilité de la *Tranche C* est étendue, uniquement pour les financements de Loy Yang B et Hazelwood, jusqu'au 31 décembre 2013.

Le groupe GDF SUEZ ayant procédé à l'acquisition à 100% d'IPR au mois de juin 2012, ce contrat-cadre est devenu inutile au regard des politiques de financement et garantie existant dans le Groupe. Les financements et garanties accordées en vertu de ce FFA restent en vigueur, mais la contre-garantie générale d'IPR au titre du FFA est supprimée, étant entendu que les financements contiennent des clauses standards de représentation et de cas de défaut et que les garants continueront à bénéficier d'un recours contre les demandeurs.

En conséquence, le Conseil d'Administration, dans sa séance du 5 décembre 2012, a décidé, à l'unanimité, de résilier le *Financial Framework Agreement*. Cette résiliation est intervenue le 15 mars 2013.

Les produits financiers nets générés se sont élevés à 7,9 millions d'euros pour l'exercice écoulé au titre de cette convention.

B.2.1.b. Avec les sociétés SUEZ Environnement Company (détenue à hauteur de 35,8%), Groupe Bruxelles Lambert, Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), CNP Assurances, Sofina et Areva

Administrateurs concernés

MM. Frère, administrateur de GDF SUEZ et Président-Directeur Général de Groupe Bruxelles Lambert, Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'Administration de SUEZ Environnement Company, Desmarais Jr., administrateur de GDF SUEZ et de Groupe Bruxelles Lambert, Fernandez, administrateur

de GDF SUEZ, de CNP Assurances et membre de la Commission de Surveillance de la CDC, et Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ et administrateur de SUEZ Environnement Company.

Nature, objet et modalités : Pacte d'actionnaires

Dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de SUEZ, les sociétés GDF SUEZ, Groupe Bruxelles Lambert, Areva, CNP Assurances, Sofina et SUEZ Environnement Company, ainsi que la Caisse des Dépôts et Consignations ont conclu le 5 juin 2008 un pacte d'actionnaires (le «Pacte»), constitutif d'un concert au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce et conférant à GDF SUEZ le contrôle exclusif de SUEZ Environnement. La durée initiale du Pacte était de cinq ans, reconductible tacitement pour cinq ans, sauf dénonciation par l'une des parties six mois avant l'échéance.

Le 5 décembre 2012, ayant constaté que les autres actionnaires parties au Pacte avaient fait part à l'unanimité de leur décision de ne pas le renouveler et que cette décision rejoignait l'intention de GDF SUEZ, le Conseil d'Administration a approuvé le principe du non-renouvellement du Pacte. Le 23 janvier 2013, GDF SUEZ a confirmé que, compte tenu des différentes notifications de dénonciation reçues des parties, à l'exception de SUEZ Environnement Company, le Pacte ne serait pas renouvelé et celui-ci a pris fin le 22 juillet 2013 à l'égard de l'ensemble des parties.

En conséquence, le non-renouvellement du pacte à son échéance a entraîné pour GDF SUEZ la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company, la fin du concert entre les parties au pacte, la sortie du groupe SUEZ Environnement du périmètre de consolidation par intégration globale et la mise en équivalence des activités du groupe SUEZ Environnement dans les comptes consolidés de GDF SUEZ.

B.2.1.c. Avec la société SUEZ Environnement Company (détenue à hauteur de 35,8%)

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.

a) Nature, objet et modalités : Accord de coopération et de fonctions partagées, accord de coopération industrielle et commerciale et accord relatif à la résolution des litiges argentins

- Un contrat de coopération et de fonctions partagées avait été conclu entre SUEZ et SUEZ Environnement Company. À 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 mentionné 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 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 avaient conclu un accord portant sur le transfert économique, au profit de SUEZ Environnement, 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 a refacturé, en 2013, 1,7 million d'euros d'honoraires d'avocats et de conseils à GDF SUEZ.

b) Nature, objet et modalités : Accord de financement avec SUEZ Environnement Company

L'accord-cadre de financement initial conclu le 5 juin 2008 entre SUEZ Environnement et SUEZ Environnement Company prenant fin le 31 décembre 2010, SUEZ Environnement Company a demandé par anticipation sa prolongation au-delà de cette date, notamment en vue de conserver une ligne de back up et de conforter ses sources de liquidité et son rating.

Ce prolongement du soutien à SUEZ Environnement s'inscrivait dans un contexte de prolongation des accords de 2008 et d'absence de tension de liquidité au niveau de SUEZ Environnement (estimée à 2,5 milliards d'euros fin 2010).

La nouvelle convention entre GDF SUEZ, GDF SUEZ Finance, SUEZ Environnement Company et SUEZ Environnement, fixe les principales modalités des financements du groupe SUEZ Environnement Company pour la période 2011-2013. Les financements seront fournis par GDF SUEZ Finance ou toute autre entité du groupe GDF SUEZ et pourront être octroyés à toute entité du groupe SUEZ Environnement Company, SUEZ Environnement Company ou SUEZ Environnement devant en garantir le remboursement en cas d'octroi à l'une de leurs filiales. Le montant global des financements octroyés est limité au montant total des besoins de financement du groupe SUEZ Environnement Company tel que convenu annuellement entre GDF SUEZ et SUEZ Environnement Company. Les prêts sont consentis à des conditions de marché, en fonction de la durée du prêt.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 15 septembre 2010, a autorisé la signature d'une nouvelle convention de financement d'un montant de 350 millions d'euros, à échéance du 15 juillet 2013. Cette convention a pris effet le 1^{er} janvier 2011.

L'accord de financement avec SUEZ Environnement Company a pris fin le 31 mars 2013 et au 31 décembre 2013, le montant des prêts et des avances en compte courant accordés par le groupe GDF SUEZ au groupe SUEZ Environnement a été intégralement remboursé. Les produits financiers nets générés se sont élevés à 3 millions d'euros pour l'exercice écoulé.

B.2.2. Sans exécution au cours de l'exercice écoulé

Par ailleurs, nous avons été informés de la poursuite des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'Assemblée Générale au cours d'exercices antérieurs, qui n'ont pas donné lieu à exécution au cours de l'exercice écoulé.

B.2.2.1. Avec la société Crédit Agricole Corporate and Investment Bank («Crédit Agricole CIB»)

Administrateurs concernés

M. Alphonandéry et Mme Pallez, administrateurs de GDF SUEZ et de Crédit Agricole CIB.

Nature, objet et modalités : Garanties Nord Stream AG

Comme mentionné au paragraphe 1 des «Conventions et engagements autorisés depuis le clôturé» de la partie A du présent rapport, Nord Stream AG est une société suisse dont l'objet est la construction et l'exploitation de deux pipelines de gaz naturel offshore et traversant la mer Baltique de la Russie à l'Allemagne.

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 accède, 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 garantit 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 est limité à 9% jusqu'à la mise en service du premier gazoduc (estimé à ce jour à 400 millions d'euros et jusqu'à une date estimée à mai 2013).

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 pourrait 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*» serait limité à 9% des contributions des actionnaires nécessaires à Nord Stream AG pour payer les «senior debt obligations» et «operating costs» pour la durée du financement. 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 pourrait 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 ;

- 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 serait limité à 9% desdites réclamations. Aux termes de la documentation de financement, la signature de cette garantie pourrait être requise à la mise en service du premier gazoduc en faveur des banques prêteuses du financement de projet pour la Phase I ;
- 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 serait limité à 9% desdits coûts. Aux termes de la documentation de financement, la signature de cette garantie pourrait être requise à la mise en service du premier gazoduc en faveur des banques prêteuses du financement de projet pour la Phase I ;
- 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 serait limité à 9% desdits coûts. Aux termes de la documentation de financement, la signature de cette garantie pourrait être requise à la mise en service du premier gazoduc en faveur des banques prêteuses du financement de projet pour la Phase I.

Ces garanties ont vocation à se substituer à la «Phase I Completion Guarantee» datée du 1^{er} juillet 2010.

Bien que l'engagement de GDF SUEZ soit limité à 9% des obligations garanties au titre du «Change in Law Commitment Agreement», du «Phase I Disputed Claim Commitment Agreement», du «Decommissioning Commitment Agreement» et du «Shareholder Commitment Agreement», ces garanties ne prévoient pas de montant maximum et requiert donc l'autorisation préalable du Conseil d'Administration.

La conclusion de ces garanties a donc été autorisée par les Conseils d'Administration le 23 juin 2010 et le 13 janvier 2011. Toutefois, conformément aux articles L. 225-35 et R. 225-28 du Code de commerce, ces autorisations avaient une durée de douze mois et sont donc expirées, sans avoir produit d'effet en 2012. La Phase I du projet étant en voie d'achèvement, le Conseil d'Administration a été amené à renouveler son autorisation pour la conclusion du «Change in Law Commitment Agreement», du Phase I «Disputed Claim Commitment Agreement», du «Decommissioning Commitment Agreement» et du «Shareholder Commitment Agreement».

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 Corporate and Investment Bank.

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.

A ce jour, ces garanties n'ont pas produit d'effet.

Comme mentionné au paragraphe 1 des «Conventions et engagements autorisés depuis la clôture» de la partie A du présent rapport, le Conseil d'Administration, dans sa séance du 22 janvier 2014, a autorisé, à l'unanimité des votants, la conclusion de contrats apportant des modifications à certaines clauses contractuelles des garanties susvisées.

B.2.2.2. 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 2013.

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 2013.

B.2.2.3. Avec la société Electrabel (filiale du Groupe à 100%)**Administrateurs concernés**

MM. Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'Administration d'Electrabel et Cirelli, Vice-Président d'Electrabel.

Nature, objet et modalités : Cession des titres SUEZ-Tractebel

Le 19 juillet 2007, SUEZ a conclu avec Electrabel un accord de cession de la totalité des titres SUEZ Tractebel à cette dernière, le transfert de propriété étant intervenu le 24 juillet 2007. Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 4 juillet 2007, a expressément approuvé l'opération de cession, ainsi que la convention.

La convention de cession est assortie d'une clause de garantie de passif d'un montant maximal de 1,5 milliard d'euros et d'une période maximale allant jusqu'au 31 mars 2013.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2013.

B.2.2.4. 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 Énergie 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 2013.

B.2.2.5. 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 et Président du Conseil d'Administration d'Electrabel et Vice-Président du Conseil d'Administration d'Aguas 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 2013.

B.2.2.6. Avec la société GDF SUEZ Énergie Services (filiale du Groupe à 100%)**Administrateur concerné**

M. Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'Administration de GDF SUEZ Énergie Services.

Nature, objet et modalités

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 4 juillet 2001, a autorisé l'engagement de bonne fin consenti par SUEZ en faveur de la société SUEZ Énergie Services, relatif à la construction et à l'exploitation d'une usine d'incinération d'ordures ménagères à Rillieux-la-Pape (Rhône).

Cette convention, qui prendra fin le 30 juin 2019, n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2013.

Neuilly-sur-Seine et Paris La Défense, le 7 mars 2014

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Véronique Laurent
Pascal Pincemin

Ernst & Young et Autres

Pascal Macioce
Charles-Emmanuel Chosson

Mazars

Isabelle Sapet
Thierry Blanchetier

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.

La politique de rémunération est régulièrement revue 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 spécialisé comprenant des sociétés du CAC 40, Eurostoxx 50 et Eurostoxx Utilities à l'exclusion des sociétés du secteur financier.

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 révisé en juin 2013 en matière de politique de rémunération, code auquel la Société se réfère, la rémunération des deux dirigeants mandataires sociaux comprend :

- ▶ une part fixe (voir 4.5.1.1) ;
- ▶ 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 variable différée sous la forme d'Unités de Performance (voir 4.5.1.3), soumise à conditions de performance.

4.5.1.1 Rémunération fixe

La rémunération fixe 2013 des deux dirigeants mandataires sociaux est demeurée inchangée (1 400 000 euros pour Gérard Mestrallet et 1 000 000 euros pour Jean-François Cirelli).

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 2013 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.

Le total de la rémunération fixe versée en 2013 à Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué, s'est élevé à 1 003 836 euros, en ce compris l'avantage en nature (3 836 euros).

La rémunération fixe 2014 des deux dirigeants mandataires sociaux demeure inchangée.

4.5.1.2 Rémunération variable

La rémunération variable versée en 2013 au titre de l'exercice 2012 a été fixée par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 27 février 2013, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, à 1 600 000 euros pour Gérard Mestrallet (soit une diminution de 5% par rapport à la rémunération variable versée au titre de 2011) et 840 000 euros pour Jean-François Cirelli (soit une diminution de 0,2% par rapport à la rémunération variable versée au titre de 2011).

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 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRPG) par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, la Rentabilité des capitaux investis (ROCE) et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2012 ont été calés sur le budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 8 février 2012.

S'agissant de la part variable au titre de l'exercice 2013 qui sera versée en 2014, 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 2013 ont été calés par rapport au 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), et objectifs de santé-sécurité du Groupe ;
- pour Jean-François Cirelli : redéfinition du modèle économique de la branche Energie Europe (BEE), mise en place d'une politique volontariste de R&D impliquant les branches, et 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, contre 1 600 000 euros au titre de 2012 ;

- pour Jean-François Cirelli : 892 700 euros, 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'établit dès lors comme suit :

- pour Gérard Mestrallet : 815 000 euros ;
- pour Jean-François Cirelli : 446 000 euros.

Les critères quantitatifs et les pourcentages de rémunération variable cible et maximum au titre de 2013 sont reconduits pour la rémunération variable au titre de 2014.

4.5.1.3 Rémunération variable différée (Unités de Performance)

Le Comité des Nominations et des Rémunérations 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 qu'elles soient subordonnées à des conditions de performance strictes et comparables à celles des autres bénéficiaires.

En conséquence, le Comité des Nominations et des Rémunérations a proposé au Conseil un plan d'incitation à long terme au titre de l'exercice 2013 sous la forme d'Unités de Performance comportant les mêmes caractéristiques que le plan proposé en février 2013 (auquel les dirigeants mandataires sociaux avaient renoncé).

Le Conseil d'Administration du 26 février 2014 a décidé l'attribution de 150 000 Unités de Performance (valorisation 1 260 000 euros) à Gérard Mestrallet et 100 000 Unités de Performance (valorisation 840 000 euros) à Jean-François Cirelli au titre de 2013. Cependant, compte tenu des éléments décrits au 4.5.1.2 ci-dessus, les deux dirigeants mandataires sociaux ont également renoncé à 50% de leur rémunération variable différée au titre de 2013, de sorte que les attributions d'Unités de Performance au titre de 2013 s'établissent comme suit :

- pour Gérard Mestrallet : 75 000 Unités de Performance (valorisation 630 000 euros) ;
- pour Jean-François Cirelli : 50 000 Unités de Performance (valorisation 420 000 euros).

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 2017), le bénéficiaire ayant ensuite trois ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles ;

► l'acquisition finale dépend d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers⁽¹⁾ :

- TSR (Total shareholder Return: performance boursière, dividende réinvesti) du titre GDF SUEZ par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur la période décembre 2016-janvier 2017 par rapport à novembre-décembre 2013,
 - RNRPG (Résultat Net Récurrent Part du Groupe) pour les exercices 2015 et 2016 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma),
 - ROCE 2016 par rapport au ROCE 2016 du plan d'affaires à moyen terme (PAMT) présenté au Conseil d'Administration le 26 février 2014 ;
- 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) ;
- 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 pour toute autre raison, caducité des droits, sauf décision contraire du Conseil d'Administration.

Les deux dirigeants mandataires sociaux ont d'ores et déjà annoncé, dans le contexte décrit au 4.5.1.2 ci-dessus, leur intention de renoncer à 30% de leur rémunération totale théorique au titre de 2014 (rémunération fixe, rémunération variable cible, et rémunération variable différée attribuée au titre de 2014 dont le Conseil d'Administration a arrêté le principe⁽²⁾), cette baisse s'imputant en priorité sur la rémunération variable.

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).

(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 $>$ 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 2016-janvier 2017 par rapport à novembre-décembre 2013.

(b) Condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2015 et 2016 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma) :

RNRPG 2015+2016 $<$ 90% budget de RNRPG 2015+2016 : taux de réussite de 0%

RNRPG 2015+2016 = 90% budget de RNRPG 2015+2016 : taux de réussite de 33%

RNRPG 2015+2016 $>$ 90% budget de RNRPG 2015+2016 et $<$ budget de RNRPG 2015+2016 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%

RNRPG 2015+2016 $\geq$ budget de RNRPG 2015+2016 : taux de réussite de 100%

(c) Condition interne liée au ROCE 2016 par rapport au ROCE 2016 du PAMT présenté au Conseil d'Administration le 26 février 2014 :

ROCE 2016 $<$ ROCE seuil 2016 : taux de réussite = 0%

ROCE 2016 = ROCE seuil 2016 : taux de réussite = 33%

ROCE 2016 = ROCE 2016 du PAMT : taux de réussite = 100%

Taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%.

Un taux de réussite (de 0% à 100%) sera calculé pour chaque condition et un taux global établi par le biais d'une moyenne arithmétique des trois conditions.

(2) Principe de l'octroi d'une rémunération variable différée au titre de 2014 arrêté par le Conseil d'Administration du 26 février 2014, pour 150 000 Unités de Performance pour Gérard Mestrallet et pour 100 000 Unités de Performance pour Jean-François Cirelli.

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), soit 1,83% par année de service aux IEG.

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 <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	Non	Non ⁽¹⁾	Non	Non

(1) Voir 4.5.1.4.

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	2013		2012	
	Montants dus au titre de 2013	Montants versés en 2013	Montants dus au titre de 2012	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⁾	815 000	1 600 000	1 600 000	1 683 898
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature ⁽³⁾	4 533	4 533	5 079	5 079
TOTAL	2 219 533	3 004 533	3 005 079	3 088 977
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable ⁽²⁾	446 000	840 000	840 000	842 036
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature ⁽⁴⁾	3 836	3 836	1 028	1 028
TOTAL	1 449 836	1 843 836	1 841 028	1 843 064

(1) Dont CNAV, ARRCO et AGIRC.

(2) Le montant global de la rémunération variable due au titre de 2012 a été décidé le 27 février 2013 et versé en mars 2013. Le montant global de la rémunération variable due au titre de 2013 a été décidé le 26 février 2014 et versé en mars 2014.

(3) Les avantages en nature comprennent : véhicule.

(4) Les avantages en nature comprennent : énergie.

4.5.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

En euros	Exercice 2013	Exercice 2012
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 219 533	3 005 079
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 (rémunération variable différée) attribuées au titre de l'exercice ⁽¹⁾	630 000	0
TOTAL	2 849 533	3 005 079
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	1 449 836	1 841 028
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 (rémunération variable différée) attribuées au titre de l'exercice ⁽¹⁾	420 000	0
TOTAL	1 869 836	1 841 028

(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 par le Comité des Nominations et des Rémunérations du 11 février 2014 et le Conseil d'Administration du 26 février 2014 est de 8,40 euros l'Unité de Performance.

4.5.1.8 Éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2013 à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis à l'avis des actionnaires

Conformément aux recommandations du Code Afep-Medef révisé en juin 2013 (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 2014 d'émettre un avis sur les éléments suivants de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice clos à Monsieur Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général et à Monsieur Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué :

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE L'EXERCICE 2013 À MONSIEUR GÉRARD MESTRALLET, PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	1 400 000 €	La rémunération fixe 2013 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 2013 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	815 000 €	La structure de la rémunération variable de Gérard Mestrallet au titre de l'exercice 2013 qui sera versée en 2014 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 la <i>free cash flow</i> , la Rentabilité des capitaux investis (ROCE) et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2013 ont été calés par rapport au 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 : 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), et objectifs de santé-sécurité du Groupe. 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%. Lors de sa séance du 26 février 2014, 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 2013 à 1 630 174 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 50% de sa rémunération variable au titre de 2013, qui s'établit dès lors à 815 000 euros.
Rémunération variable différée (Unités de Performance)	Valorisation : 630 000 €	Le Conseil d'Administration du 26 février 2014 a décidé l'attribution de 150 000 Unités de Performance à Gérard Mestrallet au titre de 2013. Cependant, compte tenu des éléments décrits ci-dessus, Gérard Mestrallet a renoncé à 50% de sa rémunération variable différée au titre de 2013, de sorte que l'attribution au titre de 2013 s'établit à 75 000 Unités de Performance. Les Unités de Performance sont définitivement acquises au bout de 3 ans (mars 2017), 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 2016-janvier 2017 par rapport à novembre-décembre 2013 ; • RNRPG pour les exercices 2015 et 2016 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma) ; • ROCE 2016 par rapport au ROCE 2016 du plan d'affaires à moyen terme (PAMT) présenté au Conseil d'Administration le 26 février 2014. 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.
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.
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	Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonctions.

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

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.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE L'EXERCICE 2013 À MONSIEUR JEAN-FRANÇOIS CIRELLI, VICE-PRÉSIDENT, DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	1 000 000 €	La rémunération fixe 2013 de Jean-François Cirelli est demeurée inchangée. Le total de la rémunération fixe effectivement perçue en 2013 par Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué, s'est élevé à 1 003 836 euros, en ce compris l'avantage en nature (3 836 euros).
Rémunération variable	446 000 €	La structure de la rémunération variable de Jean-François Cirelli au titre de l'exercice 2013 qui sera versée en 2014 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 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 par rapport au 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 : redéfinition du modèle économique de la branche Énergie Europe (BEE), mise en place d'une politique volontariste de R&D impliquant les branches, et 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 Jean-François Cirelli est fixé à 100% de sa rémunération fixe et plafonné à 120%. Lors de sa séance du 26 février 2014, 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 2013 à 892 700 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 50% de sa rémunération variable au titre de 2013, qui s'établit dès lors à 446 000 euros.
Rémunération variable différée (Unités de Performance)	Valorisation : 420 000 €	Le Conseil d'Administration du 26 février 2014 a décidé l'attribution de 100 000 Unités de Performance à Jean-François Cirelli au titre de 2013. Cependant, compte tenu des éléments décrits ci-dessus, Jean-François Cirelli a renoncé à 50% de sa rémunération variable différée au titre de 2013, de sorte que l'attribution au titre de 2013 s'établit à 50 000 Unités de Performance. Les Unités de Performance sont définitivement acquises au bout de 3 ans (mars 2017), 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 2016-janvier 2017 par rapport à novembre-décembre 2013 ; • RNRPG pour les exercices 2015 et 2016 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma) ; • ROCE 2016 par rapport au ROCE 2016 du plan d'affaires à moyen terme (PAMT) présenté au Conseil d'Administration le 26 février 2014. 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.
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), soit 1,83% par année de service aux IEG.
Avantages de toute nature	3 836 €	Jean-François Cirelli bénéficie d'un avantage énergie.

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 partie fixe et d'une partie 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 2013 au titre de l'exercice 2012 a été déterminée pour 50% sur des critères économiques (RNRPG par action, ROCE, dette nette, *free cash flow* et Efficio), et pour 50% sur des critères qualitatifs.

TABEAU 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⁾

	2013	2012
Fixe (en euros)	8 542 432	11 160 974
Variable (en euros)	7 785 250	11 784 093
TOTAL (EN EUROS)	16 327 682	22 945 067
Nombre de membres	27	25

(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 2012, un membre pour dix mois, 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).

4.5.3 Provision de retraite

Le montant global des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 103,3 millions d'euros au 31 décembre 2013.

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 des membres du Comité Exécutif.

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. Les règles de répartition sont rappelées ci-après, étant précisé que Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, et Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué, ne perçoivent aucun jeton de présence au titre de leur participation au Conseil d'Administration de GDF SUEZ.

RÈGLE DE RÉPARTITION DES RÉMUNÉRATIONS DES ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS ET DES CENSEURS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Administrateur

• Part fixe	35 000 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

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

Comité d'Audit

Président :

• Part fixe	40 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant

Membre du Comité :

• Part fixe	10 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

Comité de la Stratégie et des Investissements

Président :

• Part fixe	25 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant

Membre du Comité :

• Part fixe	7 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Président :

• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant

Membre du Comité :

• Part fixe	7 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

Comité des Nominations et des Rémunérations

Président :

• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant

Membre du Comité :

• Part fixe	7 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

Sur ces bases, il a été versé, au titre des exercices 2012 et 2013, aux mandataires sociaux non dirigeants et aux censeurs 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 2013 ⁽¹⁾	Exercice 2012 ⁽¹⁾
Albert Frère	45 284 ⁽²⁾⁽⁸⁾	47 855 ⁽²⁾⁽⁸⁾
Ann-Kristin Achleitner ⁽⁴⁾	84 997 ⁽²⁾	26 284 ⁽²⁾
Edmond Alphandéry	95 997 ⁽³⁾	93 664
Jean-Louis Beffa	60 284 ⁽³⁾	72 330
Aldo Cardoso	110 997 ⁽³⁾	108 997
René Carron ⁽⁵⁾	N/A	62 997
Paul Desmarais Jr	46 796 ⁽²⁾	64 330 ⁽²⁾
Anne Lauvergeon ⁽⁶⁾	N/A	28 617
Françoise Malrieu	97 997 ⁽³⁾	84 331
Thierry de Rudder ⁽⁶⁾	N/A	42 759 ⁽²⁾⁽⁹⁾
Lord Simon of Highbury	75 997 ⁽²⁾	74 331 ⁽²⁾
Richard Goblet d'Alviella (censeur) ⁽⁶⁾	N/A	19 522 ⁽²⁾
Philippe Lemoine (censeur) ⁽⁶⁾	N/A	22 093
Gérard Lamarche (censeur) ⁽⁷⁾	35 426 ⁽²⁾⁽⁹⁾	30 426 ⁽²⁾⁽⁹⁾
TOTAL	653 775	778 536

(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 institués par la loi de finances pour 2013 (n° 2012-1509).

(4) Administrateur depuis le 19 septembre 2012.

(5) Administrateur jusqu'au 19 septembre 2012.

(6) Administrateur ou censeur jusqu'au 23 avril 2012.

(7) Censeur depuis le 23 avril 2012.

(8) Ces jetons de présence sont versés à Groupe Bruxelles Lambert.

(9) 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 (237 180 euros) est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

Il s'agit de : Olivier Bourges (jusqu'au 5 mars 2013), Ramon Fernandez, Astrid Milsan (depuis le 30 juillet 2013), 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, Anne-Marie Mourer, Patrick Petitjean, Gabrielle Prunet (jusqu'au 23 avril 2013) et Caroline Simon (depuis le 23 avril 2013).

Actualisation du mode de répartition des jetons de présence conformément à l'article 21.1 du Code Afep-Medef révisé

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 révisé en juin 2013 qui prévoit que le mode de répartition doit comporter une part variable prépondérante.

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'actionnariat 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 à la rémunération variable différée sous forme d'Unités de Performance dont bénéficient les deux 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 2013

Autorisation de l'Assemblée Générale du 23 avril 2012

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de GDF SUEZ du 23 avril 2012 a décidé, dans sa vingt-deuxième résolution d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur 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 2012 (Conseil du 27 février 2013)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 27 février 2013, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 23 avril 2012, 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 2012, figurent en pages 159 et suivantes du Document de Référence 2012 déposé auprès de l'AMF sous le numéro D.13-0206 le 22 mars 2013.

(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.

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 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. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale une autorisation de consentir des stock-options.

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2013 (Conseils du 11 décembre 2013 et du 26 février 2014)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 11 décembre 2013, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du

23 avril 2013, 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 sont les suivantes :

- (a) un plan sous double condition de performance, en application duquel 1 410 140 Actions de Performance sont attribuées à 519 bénéficiaires, y compris les membres du Comité Exécutif hors dirigeants mandataires sociaux ;
- (b) un plan sous une seule condition de performance, en application duquel 1 391 550 Actions de Performance sont attribuées à 6 356 bénéficiaires, la majorité recevant de 60 à 120 Actions de Performance chacun. Le timing et les conditions générales fixés par le Conseil d'Administration sont les suivants :

Période d'acquisition	Du 11 décembre 2013 au 14 mars 2017 (2018 pour certains pays)
Condition de présence ⁽¹⁾	Au 14 mars 2017 (2018 pour certains pays)
Date d'acquisition définitive	15 mars 2017 (2018 pour certains pays)
Période de conservation ⁽²⁾	Du 15 mars 2017 au 14 mars 2019 (pas de conservation si acquisition en 2018)
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2019 (2018 pour certains pays)
Conditions de performance ⁽³⁾ :	
	• Pour moitié sur le RNRPG (Résultat Net Récurrent Part du Groupe) pour les exercices 2015 et 2016 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 2016-janvier 2017 par rapport à novembre-décembre 2013
Plan à double condition	
	• 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 2016-janvier 2017 par rapport à novembre-décembre 2013
Plan à une seule condition	

(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 2015 et 2016 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma) :

★ RNRPG 2015+2016 < 90% budget de RNRPG 2015+2016 : taux de réussite de 0%

★ RNRPG 2015+2016 = 90% budget de RNRPG 2015+2016 : taux de réussite de 33%

★ RNRPG 2015+2016 > 90% budget de RNRPG 2015+2016 et < budget de RNRPG 2015+2016 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%

★ RNRPG 2015+2016 >= budget de RNRPG 2015+2016 : 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 2016-janvier 2017 par rapport à novembre-décembre 2013.

Pour le plan à « double condition », 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 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.

L'attribution a concerné 45 personnes au sein de GDF SUEZ Trading, pour un nombre total de 89 991 Actions de Performance GDF SUEZ ; ses caractéristiques sont semblables à celles du plan du 27 février

2013 (conditions de présence et de performance). Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 26/02/2014 au 14/03/2016 pour environ la moitié des titres Du 26/02/2014 au 14/03/2017 pour les titres restants
Condition de présence⁽¹⁾	Au 14/03/2016 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2017 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2016 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2017 pour les titres restants
Période de conservation⁽²⁾	Du 15/03/2016 au 14/03/2018 pour environ la moitié des titres Du 15/03/2017 au 14/03/2019 pour les titres restants
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2018 pour environ la moitié des titres À partir du 15/03/2019 pour les titres restants
Conditions de performance	• Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de GDF SUEZ Trading pour l'exercice 2015 pour environ la moitié des titres • Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de GDF SUEZ Trading pour l'exercice 2016 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 2013 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

4.5.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ levées durant l'exercice 2013 par les dirigeants mandataires sociaux de GDF SUEZ

Néant

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 31/12/2012 d'actions pouvant être achetées	6 119 554	5 007 175
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⁾
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⁾	44 240	46 510
Solde au 31/12/2013	6 075 314	4 960 665

(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 2013.

(5) Annulées du 1^{er} janvier au 31 décembre 2013.

(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 € ; dès lors que le cours du titre GDF SUEZ aura atteint ce cours cible en clôture de bourse, 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	2005	2006	2007
Date de l'AG d'autorisation	27/04/2004	27/04/2004	04/05/2007
Date du CA de décision	09/12/2005	17/01/2007	14/11/2007
Nombre total au 31/12/2012 d'actions pouvant être souscrites	5 664 034	5 704 906	4 434 260
Dont : nombre total au 31/12/2012 d'actions pouvant être souscrites par les dirigeants mandataires sociaux ⁽¹⁾	408 889	403 504	0
Point de départ d'exercice des options ⁽²⁾	09/12/2009	17/01/2011	14/11/2011
Date d'expiration	08/12/2013	16/01/2015	13/11/2015
Modalités d'exercice	⁽³⁾	⁽⁴⁾	⁽⁵⁾
Prix de souscription en euros	22,79	36,62	41,78
Levées du 01/01/2013 au 31/12/2013	0	0	0
Annulées du 01/01/2013 au 31/12/2013	5 664 034	32 873	22 588
Solde au 31/12/2013	0	5 672 033	4 411 672

(1) Gérard Mestrallet.

(2) Les options peuvent également être exercées d'une manière anticipée en cas de départ à la retraite ou de décès.

(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 décembre 2009.

Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% sont sous conditions « simples ». Ces conditions étaient remplies en décembre 2009.

(4) 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.

(5) 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 2013

Plan	17/01/2007
Date exerçable	17/01/2011
Date fin	16/01/2015
Prix de levée ou d'achat en euros	36,62
Solde d'options au 31/12/2013 :	
• 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.

Il est précisé qu'aucun instrument de couverture des options ou Actions de Performance attribuées aux dirigeants mandataires sociaux n'est mis en place.

4.5.6.6 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Jean-François Cirelli au 31 décembre 2013

Néant.

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 2013 à chaque dirigeant mandataire social de GDF SUEZ

Néant.

4.5.7.2 Actions de Performance GDF SUEZ devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social de GDF SUEZ durant l'exercice 2013

	Plan	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Nombre d'actions devenues disponibles ⁽¹⁾
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	12/11/2008	15/03/2011	15/03/2013	3 469
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	12/11/2008	15/03/2011	15/03/2013	2 312

(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 :	2008	2009	2009	2010	2010
	Plan 2008	Plan 2009	Plan Traders 03/03/2010	Plan 2010	Plan Traders 02/03/2011
Date de l'AG d'autorisation	16/07/2008	04/05/2009	04/05/2009	03/05/2010	03/05/2010
Date du CA de décision	12/11/2008	10/11/2009	03/03/2010	13/01/2011	02/03/2011
Valeur de l'action en euros ⁽¹⁾	28,5	24,8	21,5	18,1	23,3
Début de la période d'acquisition ⁽²⁾	12/11/2008	10/11/2009	03/03/2010	13/01/2011	02/03/2011
Fin de la période acquisition	14/03/2011 ⁽⁴⁾	14/03/2012 ⁽⁷⁾	14/03/2012 ⁽¹⁰⁾ 14/03/2013 ⁽¹¹⁾	14/03/2014 ⁽¹³⁾	14/03/2013 ⁽¹⁰⁾ 14/03/2014 ⁽¹¹⁾
Début de la période de conservation	15/03/2011 ⁽³⁾	15/03/2012 ⁽³⁾	15/03/2012 ⁽¹⁰⁾ 15/03/2013 ⁽¹¹⁾	15/03/2014 ⁽¹³⁾	15/03/2013 ⁽¹⁰⁾ 15/03/2014 ⁽¹¹⁾
Fin de la période de conservation	14/03/2013 ⁽⁵⁾	14/03/2014 ⁽⁸⁾	14/03/2014 ⁽¹⁰⁾ 14/03/2015 ⁽¹¹⁾	14/03/2016 ⁽¹³⁾	15/03/2015 ⁽¹⁰⁾ 15/03/2016 ⁽¹¹⁾
Conditions associées	(6)	(9)	(12)	(14)	(15)
Droits en acquisition au 31/12/2012	138 802	312 812	31 853	3 350 254	56 742
Actions acquises du 01/01/2013 au 31/12/2013	129 370	367	31 853	4 412	28 367
Actions annulées du 01/01/2013 au 31/12/2013	9 432	12 554	0	20 143	0
Solde des droits au 31/12/2013	0	299 891	0	3 325 699	28 375

(1) 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 et la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(4) Pour la France, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2013.

(5) Pour la France et la Belgique ; pour l'Italie et l'Espagne, 14/03/2014 ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(6) Condition sur l'EBITDA 2010, remplie à 38,54%.

(7) Pour la France, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2014.

(8) 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.

(9) Condition sur l'EBITDA 2011, remplie à 89,4%.

(10) Pour la moitié des titres (1/3 des titres dans le cadre du plan du 03/03/2010).

(11) Pour la moitié des titres (2/3 des titres dans le cadre du plan du 03/03/2010).

(12) ROE GDF SUEZ Trading 2011 pour 1/3 (condition remplie à 100%) et ROE GDF SUEZ Trading 2012 pour 2/3 (condition remplie à 100%).

(13) Pour la France, la Belgique, l'Espagne et la Roumanie, pour les autres pays, acquisition le 14/03/2015 sans période de conservation.

(14) Pour 3 367 bénéficiaires, double condition : 50% sur l'EBITDA 2013, et 50% sur l'évolution du cours par rapport à Eurostoxx Utilities ; pour 3 480 bénéficiaires, une seule condition sur l'EBITDA 2013 ; 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.

4.5 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

2011		2012		2013	
Plan 2011	Plan Traders 29/02/2012	Plan 2012	Plan Traders 27/02/2013	Plan 2013	Plan Traders 26/02/2014
02/05/2011	02/05/2011	23/04/2012	23/04/2012	23/04/2013	23/04/2013
06/12/2011	29/02/2012	05/12/2012	27/02/2013	11/12/2013	26/02/2014
11,3	15,1	8,1	9,2	7,6	13,3
06/12/2011	29/02/2012	05/12/2012	27/02/2013	11/12/2013	26/02/2014
14/03/2015 ⁽¹⁶⁾	14/03/2014 ⁽¹⁰⁾ 14/03/2015 ⁽¹¹⁾	14/03/2016 ⁽¹⁹⁾	14/03/2015 ⁽¹⁰⁾ 14/03/2016 ⁽¹¹⁾	14/03/2017 ⁽²²⁾	14/03/2016 14/03/2017
15/03/2015 ⁽¹⁶⁾	15/03/2014 ⁽¹⁰⁾ 15/03/2015 ⁽¹¹⁾	15/03/2016 ⁽¹⁹⁾	15/03/2015 ⁽¹⁰⁾ 15/03/2016 ⁽¹¹⁾	15/03/2017 ⁽²²⁾	15/03/2016 15/03/2017
14/03/2017 ⁽¹⁶⁾	15/03/2016 ⁽¹⁰⁾ 15/03/2017 ⁽¹¹⁾	14/03/2018 ⁽¹⁹⁾	15/03/2017 ⁽¹⁰⁾ 15/03/2018 ⁽¹¹⁾	14/03/2019 ⁽²²⁾	15/03/2018 15/03/2019
(17)	(18)	(20)	(21)	(23)	(24)
2 965 645	70 098	3 556 095	néant	néant	néant
3 010	0	560	0	0	0
10 500	0	34 115	0	0	0
2 952 135	70 098	3 521 420	94 764	2 801 690	0

(15) EBITDA GDF SUEZ Trading 2012 pour 50% (condition remplie à 100%) et EBITDA GDF SUEZ Trading 2013 pour 50%.

(16) 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.

(17) 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).

(18) EBITDA GDF SUEZ Trading 2013 pour 50% et EBITDA GDF SUEZ Trading 2014 pour 50%.

(19) 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.

(20) 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).

(21) EBITDA GDF SUEZ Trading 2013 pour 50% et EBITDA GDF SUEZ Trading 2014 pour 50%.

(22) 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.

(23) 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).

(24) Bénéfice avant Impôts (BAI) GDF SUEZ Trading 2014 pour 50% et BAI GDF SUEZ Trading 2015 pour 50%.

4.5.7.4 Historique des Actions de Performance détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2013

Plan	SUEZ 13/02/2006	SUEZ 12/02/2007	GDF SUEZ 12/11/2008	GDF SUEZ 13/01/2011
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	EBITDA 2010	• EBITDA 2013 (1/3) • TSR (performance boursière, dividende réinvesti)/ Eurostoxx Utilities (Eurozone) (1/3) • ROCE 2013 (1/3)
Date d'acquisition ⁽¹⁾	15/03/2008	15/03/2009 ⁽³⁾	15/03/2011 ⁽³⁾	15/03/2014 ⁽³⁾
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	87 000
Actions acquises	2 000 ⁽²⁾	3 186 ⁽⁴⁾	3 469 ⁽⁵⁾	0 ⁽⁶⁾
Date de cessibilité	15/03/2010	15/03/2011	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) Au 15 mars 2014, le nombre d'actions de performance acquises dans le cadre de ce plan est de 12 711.

4.5.7.5 Historique des Actions de Performance détenues par Jean-François Cirelli au 31 décembre 2013

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⁾	0
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).

(7) Au 15 mars 2014, le nombre d'Actions de Performance acquises dans le cadre de ce plan est de 8 766.

Il est précisé qu'aucun instrument de couverture des options ou Actions de Performance attribuées aux dirigeants mandataires sociaux n'est mis en place.

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 2013 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 2013 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 2013 PAR GDF SUEZ ET PAR TOUTE SOCIÉTÉ COMPRENE 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
162 610	8,61	GDF SUEZ	11/12/2013

* Valeur moyenne, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.5.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2013

	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	17/05/2013	Cession d'actions	(1)	16,31	1 060 150 000
Personne morale liée à Albert FRÈRE	29/11/2013	Vente d'options d'achat	(1)	17,6	8 800 000
Personne morale liée à Albert FRÈRE	29/11/2013	Vente d'options d'achat	(1)	17,6	4 400 000
Personne morale liée à Albert FRÈRE	29/11/2013	Vente d'options d'achat	(1)	17,75	1 135 059
Personne morale liée à Albert FRÈRE	29/11/2013	Vente d'options d'achat	(1)	17,5	4 375 000
Personne morale liée à Albert FRÈRE	29/11/2013	Vente d'options d'achat	(1)	16,155	4 038 750
Personne morale liée à Albert FRÈRE	29/11/2013	Vente d'options d'achat	(1)	17,-	3 162 901
Personne morale liée à Albert FRÈRE	29/11/2013	Vente d'options d'achat	(1)	16,155	8 077 500
Personne morale liée à Albert FRÈRE	29/11/2013	Vente d'options d'achat	(1)	17,-	12 750 000

(1) Non communiqué.

Informations sur le capital et l'actionnariat

5.1 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL SOCIAL 160

5.1.1	Capital social et droits de vote	160
5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	161
5.1.3	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	161
5.1.4	Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices	164

5.1.5	Rachat d'actions	166
5.1.6	Titres non représentatifs du capital	167

5.2 ACTIONNARIAT 170

5.2.1	Cotation boursière	170
5.2.2	Répartition du capital – Évolution et profil de l'actionnariat	171
5.2.3	Franchissements de seuil légal	171
5.2.4	Action spécifique	172
5.2.5	Politique de distribution des dividendes	172

5.1 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL SOCIAL

5.1.1 Capital social et droits de vote

5.1.1.1 Capital social

Les actions GDF SUEZ sont cotées à l'Eurolist d'Euronext Paris (compartiment A) sous le code ISIN FR0010208488 et le code mnémonique GSZ ; elles sont également cotées à Euronext Bruxelles. 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 représenté dans l'ensemble

des 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 et Euronext Vigeo France 20.

Au 31 décembre 2013, le capital social de GDF SUEZ s'établit à 2 412 824 089 euros, divisé en 2 412 824 089 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	2014	2015	2016	2017	2018	De 2019 à 2023	> 2023	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	116	13	11	11	11	11	56	5	7 286	1,6%
Immobilisations corporelles	6 875	77	23	41	1 135	30	1 828	3 741	65 037	10,6%
Titres de participation	4 477	92	21	18	159	126	203	3 858	7 651	58,5%
Comptes bancaires	342	6	-	-	77	-	30	228	8 691	3,9%
Autres actifs	210	2	-	-	78	1	2	127	35 341	0,6%
TOTAL	12 020	189	55	69	1 461	167	2 120	7 959	124 006	9,7%

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 2013, la Société comptait, après déduction des actions en autodétention, 2 360 281 068 actions ayant autant de droits de vote exerçables.

En vertu de l'article 24.1 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et du 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 de l'État français et visant à préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie, et notamment la continuité et la sécurité d'approvisionnement en énergie (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 2013, 10 083 705 options de souscription d'actions peuvent donner lieu à la création de 10 083 705 actions GDF SUEZ. À l'exception des options mentionnées ci-dessus, il n'existe, au 31 décembre 2013, 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 100,42% du capital social

de GDF SUEZ au 31 décembre 2013 et le pourcentage de dilution représenterait 0,42% du capital.

Les tableaux relatifs aux différents plans d'options de souscription d'actions figurent dans la Note 24 du chapitre 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
5 ^e	Autorisation d'opérer en bourse sur les propres actions de la Société	18 mois (jusqu'au 22 octobre 2013)	Prix maximum d'achat : 40 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 9 milliards d'euros	GDF SUEZ détenait 2,28% de son capital au 23 avril 2013	Autorisation caduque (privée d'effet par la 5 ^e résolution de l'AGM du 23 avril 2013)
12 ^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 22 juin 2014)	225 millions d'euros pour les actions ⁽¹⁾⁽²⁾ + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ⁽¹⁾⁽²⁾ représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
13 ^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 22 juin 2014)	225 millions d'euros pour les actions ⁽¹⁾⁽²⁾ + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ⁽¹⁾⁽²⁾ représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
14 ^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 22 juin 2014)	225 millions d'euros pour les actions ⁽¹⁾⁽²⁾ + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ⁽¹⁾⁽²⁾ représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation

(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^e, 13^e, 14^e, 15^e et 16^e résolutions.

(2) Le plafond global des émissions décidées en vertu des 12^e, 13^e, 14^e, 15^e, 16^e, 17^e et 18^e est fixé à 275 millions d'euros par la 19^e résolution de l'AGM 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
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⁾⁽²⁾ représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
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⁾⁽²⁾ représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
17°	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 22 juin 2014)	40 millions d'euros	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 9° résolution de l'AGM du 23 avril 2013)
18°	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 2013)	10 millions d'euros	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 10° résolution de l'AGM du 23 avril 2013)
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	Intégralité de l'autorisation
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	Intégralité de l'autorisation
22°	Autorisation de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur des salariés et/ou des mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés du Groupe	18 mois (jusqu'au 22 octobre 2013)	Détention maximum : 0,5% du capital	Attribution le 30 octobre 2012 de 6,0 millions d'actions gratuites, le 5 décembre 2012 de 3,6 millions d'actions de performance et le 27 février 2013 de 0,1 million d'actions de performance, soit 0,40% du capital au 27 février 2013	Autorisation caduque (privée d'effet par les 11° et 12° résolutions de l'AGM du 23 avril 2013)

(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 plafond global des émissions décidées en vertu des 12°, 13°, 14°, 15°, 16°, 17° et 18° 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 2,18% de son capital au 31 décembre 2013	7,82% du capital
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	Intégralité de l'autorisation
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	Intégralité de l'autorisation
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	0,38% du capital ⁽²⁾
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	0,38% du capital ⁽²⁾

(1) Les émissions décidées en vertu des 9^e et 10^e résolutions s'imputent sur le plafond global de 275 millions d'euros fixé 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.

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)
21/01/2009	Augmentation du capital social résultant de l'exercice des levées d'options de souscription d'actions	2 111 140 ⁽¹⁾	-	2 193 643 820	2 193 643 820	1,00
02/06/2009	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 65 398 018 actions dans le cadre de l'option du paiement d'une partie du dividende 2008 en actions	65 398 018	1 311 230 260,90	2 259 041 838	2 259 041 838	1,00
26/08/2009	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 585 870 options de souscription d'actions	585 870	9 092 759,77	2 259 627 708	2 259 627 708	1,00
20/01/2010	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 1 348 559 options de souscription d'actions	1 348 559 ⁽²⁾	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
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'actionariat 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 ⁽³⁾	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 ⁽⁴⁾	17 838 829,31	2 252 636 208	2 252 636 208	1,00

Date	Événement	Nominal (en euros)	Prime (en euros)	Capital (en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale par action (en euros)
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 ⁽⁵⁾	69 395 152,92	2 412 824 089	2 412 824 089	1,00

(1) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2008.

(2) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2009.

(3) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2010.

(4) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2011.

(5) 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 23 avril 2013, 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 au jour de l'Assemblée Générale Mixte du 23 avril 2013 ;
- ▶ 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. Une extension pour 15 millions d'euros de ce contrat sur Euronext Bruxelles, mise en place à la même date, a pris fin le 13 janvier 2009 en raison de la mise en œuvre par Euronext du carnet d'ordres centralisé entre Paris et Bruxelles.

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 2013.

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2013, la Société a acquis 2 685 000 actions pour une valeur globale de 43,5 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 16,21 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, GDF SUEZ a cédé 2 385 000 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 38,9 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 16,31 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2013, 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 26 février 2014, GDF SUEZ a acquis 325 000 actions pour une valeur globale de 5,4 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 16,74 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, GDF SUEZ a cédé 940 000 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 16,3 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 17,33 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 26 février 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.

Au 26 février 2014, la Société détenait 2,15 % de son capital, soit 51 926 106 actions, dont 6 560 000 actions dans le cadre du contrat de liquidité et 45 366 106 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 2014 (cinquième résolution)

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 2014.

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'achat ou de souscription d'actions, de plans d'attribution gratuite d'actions existantes ou de plans d'actionariat salarié dans le cadre de plans d'épargne d'entreprise pour, dans ce dernier cas, un montant nominal maximum de 30 millions d'euros ;
- ▶ de les attribuer ou de les céder à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionariat salarié international pour un montant nominal maximum de 10 millions d'euros ;
- ▶ 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 241 millions d'actions environ, pour un montant maximal théorique de 9,6 milliards d'euros. GDF SUEZ se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

GDF SUEZ détenait directement au 26 février 2014 : 51 926 106 actions, soit 2,15% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 189 millions d'actions, représentant 7,85% du capital, soit un montant maximum de 7,5 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 2015.

5.1.6 Titres non représentatifs du capital

5.1.6.1 Titres participatifs

Gaz de France a procédé à l'émission de titres participatifs en 1985 et 1986 sous forme de deux tranches, A et B. Seuls les titres participatifs de la tranche A demeurent en circulation, les titres participatifs de la tranche B ayant été intégralement remboursés en 2000.

CARACTÉRISTIQUES DES TITRES PARTICIPATIFS DE LA TRANCHE A

Valeur nominale unitaire	762,25 euros	
Rémunération ⁽¹⁾	Partie fixe	63% du taux moyen obligataire
	Partie variable	Dépend de la valeur ajoutée de GDF SUEZ
Rachat	Possibilité de rachat en bourse à tout moment, en tout ou partie, au gré de la Société. Les titres participatifs ainsi rachetés seront annulés. Les titres sont remboursables en tout ou en partie au gré de la Société à un prix égal à 130% du nominal.	
Cotation	Paris	
Code ISIN	FR 0000047748	

(1) La rémunération annuelle minimale s'élève à 85% du taux moyen obligataire et la maximale à 130% du taux moyen obligataire.

Sur l'année 2013, 367 962 titres ont été achetés (voir Section 6.2 «Comptes consolidés» Note 15.3.2.2) ramenant le nombre de titres participatifs en circulation de la tranche A à 194 440 au 31 décembre 2013, soit un encours nominal de 148 211 890 euros. Leur valeur de marché, sur la base du cours de clôture du 31 décembre 2013 (soit 791,4 euros) s'élevait à 153 879 816 euros.

RÉMUNÉRATION UNITAIRE DU TITRE PARTICIPATIF DE LA TRANCHE A SUR LES TROIS DERNIERS EXERCICES

En euros	2013	2012	2011
Rémunération fixe	11,44	14,87	17,11
Rémunération variable	134,11	49,25	49,64
Rémunération totale théorique	145,55	64,12	66,75
Rémunération minimale	15,43	20,06	23,09
Rémunération maximale	23,60	30,68	35,31
Rémunération brute par titre	23,60	30,68	35,31

GDF SUEZ est soumis aux dispositions des articles R. 228-49 et suivants du Code de commerce applicables aux émetteurs de titres participatifs et doit à ce titre, en application de l'article R. 228-67 du

Code de commerce, convoquer l'Assemblée Générale des porteurs de titres participatifs par avis inséré au BALO, sauf dans le cas où les titres émis sont tous nominatifs.

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR LE TITRE PARTICIPATIF DE LA TRANCHE A À PARIS

	Cours le + haut (en euros)	Cours le + bas (en euros)	Volume des transactions (en titres)
2013			
Janvier	705	680	999
Février	704	693	918
Mars	695	680	1 697
Avril	671	661	2 588
Mai	666	656	3 592
Juin	814	644	49 563
Juillet	801	750	10 791
Août	753	750	23
Septembre	750	750	94
Octobre	750	750	71
Novembre	750	750	25
Décembre	791	775	71

Source : Reuters.

5.1.6.2 Titres super-subordonnés

GDF SUEZ a lancé en juillet 2013 une émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée. Le prospectus de l'opération a reçu le visa n° 13-335 de l'Autorité des marchés financiers le 8 juillet 2013. Cette transaction a permis au Groupe de lever un montant équivalent à 1,7 milliard d'euros en trois tranches offrant un coupon moyen de 4,4%. Ces titres bénéficient d'un rating A3 par Moody's et BBB+ par Standard & Poor's.

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

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 15.3.2.2 et 17.7).

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 27 septembre 2013 et a reçu le visa de l'AMF.

5.1.6.4 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2013 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	750	Paris Luxembourg	FR0000472334
Belgelec Finance	EUR	5,125%	24/06/2003	24/06/2015	503	Luxembourg	FR0000475741
GDF SUEZ Alliance	EUR	5,750%	24/06/2003	24/06/2023	1 000	Luxembourg	FR0000475758
Belgelec Finance	CHF	3,250%	27/12/2007	22/12/2014	340	SIX	CH0035844890
Electrabel	EUR	4,750%	10/04/2008	10/04/2015	499	Luxembourg	BE0934260531
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	6,250%	24/10/2008	24/01/2014	845	Luxembourg	FR0010678151
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	6,875%	24/10/2008	24/01/2019	911	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	1 205	Luxembourg	FR0010709279
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	6,375%	16/01/2009	18/01/2021	1 000	Luxembourg	FR0010709451
GDF SUEZ ⁽¹⁾	JPY	Yenlibor3m + 120 bp	05/02/2009	05/02/2014	18 000	Aucune	FR0010718205
GDF SUEZ ⁽¹⁾	GBP	6,125%	11/02/2009	11/02/2021	700	Luxembourg	FR0010721704
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	5,000%	23/02/2009	23/02/2015	750	Luxembourg	FR0010718189
GDF SUEZ	JPY	1,17%	15/12/2009	15/12/2014	65 000	Aucune	JP525007A9C3
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	1 000	Paris	FR0010952739
GDF SUEZ ⁽¹⁾	EUR	3,500%	18/10/2010	18/10/2022	1 000	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	544	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	1 000	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	750	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	-

(1) Émissions réalisées dans le cadre du programme EMTN.

5.1.6.5 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 3 juillet 2013 et a reçu l'approbation de la Banque de France. Au 31 décembre 2013, l'encours s'établissait à 3 713 millions d'euros.

La Société a également un programme de *US Commercial Paper* de 4,5 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2013, l'encours s'établissait à 1 306 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⁾
2013			
Janvier	15,995	15,110	4 036 385
Février	15,165	14,120	4 887 946
Mars	15,700	14,180	4 970 047
Avril	16,595	15,235	5 200 294
Mai	16,730	15,750	4 093 697
Juin	15,765	14,525	5 163 004
Juillet	16,140	14,950	3 591 975
Août	17,240	16,240	4 362 382
Septembre	18,870	16,455	4 969 898
Octobre	19,475	18,200	4 632 177
Novembre	18,810	17,070	4 733 401
Décembre	17,175	16,165	4 935 691

(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 2013, la Société comptait 2 412 824 089 actions, dont 52 543 021 actions autodétenues.

Durant l'exercice 2013, le capital de la Société n'a pas évolué.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT DE GDF SUEZ DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	31 décembre 2013		31 décembre 2012		31 décembre 2011	
	% du capital	% des droits de vote ⁽¹⁾	% du capital	% des droits de vote	% du capital	% des droits de vote
État	36,7	37,5	36,7	37,6	36,0	36,6
Groupe Bruxelles Lambert (GBL)	2,4	2,5	5,1	5,2	5,2	5,3
Actionnariat salarié	2,4	2,4	2,3	2,3	2,9	3,0
Groupe CDC	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0
CNP Assurances	1,0	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1
Sofina	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
Autodétention	2,2	-	2,3	-	1,7	-
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns
Public	52,9	54,1	50,2	51,3	50,5	51,4
	100%	100%	100%	100%	100%	100%

(1) Calculé sur le nombre de droits de vote exerçables au 31 décembre 2013.

5.2.3 Franchissements de seuil légal

DÉCLARATIONS DE FRANCHISSEMENT DE SEUIL LÉGAL REÇUES DEPUIS LE 1^{ER} JANVIER 2013

17/05/2013	Baisse	2,40%	Groupe Bruxelles Lambert (GBL)

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

Aux termes de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, l'État doit détenir à tout moment plus du tiers du capital de la Société.

Conformément à l'article 24.1 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 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. En application de la loi du 7 décembre 2006 susvisée, 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, 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. Les objectifs du Groupe, présentés en Section 6.1.1.9 «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.

Dans sa séance du 31 juillet 2013, le Conseil d'Administration a décidé la mise en paiement en numéraire d'un acompte sur dividende d'un montant net de 0,83 euro par action, à valoir sur le dividende de l'exercice 2013.

Le Conseil d'Administration a décidé de soumettre à l'Assemblée Générale des actionnaires du 28 avril 2014 la distribution d'un dividende au titre de l'exercice 2013 d'un montant net de 1,5 euro par action (identique au dividende ordinaire versé au titre de l'exercice 2012), dont 0,83 euro par action déjà versé à titre d'acompte.

Montant du dividende par action

DIVIDENDES GDF SUEZ DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice (actions entièrement libérées)	Dividende net par action (en euros)
2008	2,20 ⁽¹⁾
2009	1,47
2010	1,50
2011	1,50
2012	1,50

(1) Y compris un dividende exceptionnel de 0,80 euro par action.

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

Informations financières

6.1	EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE	174	6.4	COMPTES SOCIAUX	319
6.1.1	Rapport d'activité	174	6.4.1	États financiers sociaux	320
6.1.2	Rapport des Commissaires aux comptes sur les informations financières pro forma relatives à l'exercice 2013	193	6.4.2	Notes aux comptes sociaux	324
6.1.3	Trésorerie et capitaux	194	6.4.3	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	365
6.2	COMPTES CONSOLIDÉS	195	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices	366
6.2.1	États financiers consolidés	196	6.5	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS	367
6.2.2	Notes aux comptes consolidés	203			
6.3	RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS	316			

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⁾ établies comme si la mise en équivalence de SUEZ Environnement était intervenue le 1^{er} janvier 2012. Les règles d'établissement de l'information pro forma sont présentées dans la Section 6.1.1.7 de ce rapport d'activité.

Dans un environnement économique et réglementaire toujours difficile, principalement en Europe, le Groupe GDF SUEZ présente pour l'année 2013 des résultats opérationnels en ligne avec ses objectifs et procède dans le même temps à des dépréciations significatives de ses actifs (*goodwills*, incorporels et corporels). Ce faisant, le Groupe acte dans ses comptes les changements structurels qui affectent plus particulièrement deux de ses métiers en Europe : la production thermique et le stockage souterrain de gaz naturel.

Le **chiffre d'affaires** de 81,3 milliards d'euros est en légère décroissance brute de - 0,8% par rapport à l'année 2012 (croissance organique de + 3,0%). Les effets négatifs liés au périmètre et au change sont en partie compensés par la hausse des ventes de gaz et d'électricité en France en raison d'un climat globalement froid, et par l'augmentation des ventes de GNL dans le cadre d'arbitrages début 2013.

L'**EBITDA**, qui s'élève à 13,4 milliards d'euros, est en décroissance brute de - 8,1% (décroissance organique de - 2,7%). Cette diminution brute s'explique par des effets change négatifs, par la perte d'EBITDA des sociétés cédées dans le cadre du programme d'«optimisation du portefeuille d'actifs» du Groupe, par la baisse des prix de l'électricité, la fin des allocations gratuites de CO₂ et par la diminution de la production dans l'activité exploration-production. Ces éléments défavorables sur l'EBITDA sont partiellement atténués par les effets positifs des mises en service de nouveaux actifs, des conditions climatiques froides en France, des performances opérationnelles et des efforts accomplis dans le cadre du plan de performance du Groupe.

Le **résultat opérationnel courant** (ROC) est en décroissance brute de - 13,8% (décroissance organique de - 7,8%) pour atteindre 7,2 milliards d'euros. La baisse du ROC s'explique par la diminution de l'EBITDA et par l'augmentation des dotations aux provisions partiellement compensée par de moindres dotations aux amortissements.

Le **résultat net part du Groupe (pro forma)**, qui s'élève à - 9,7 milliards d'euros, est en diminution de - 11,3 milliards d'euros par rapport à celui du 31 décembre 2012. En 2013, le résultat net part du Groupe est principalement impacté par les dépréciations d'actifs.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 3,4 milliards d'euros, est en diminution de - 10,1% par rapport au 31 décembre 2012. La baisse du ROC est partiellement atténuée par des charges financières récurrentes moins élevées grâce à une gestion active de la dette. Par ailleurs, la charge d'impôt est moins élevée en dépit d'un taux effectif d'impôt récurrent en hausse.

La **marge brute d'autofinancement opérationnelle** (MBAO) qui s'élève à 13,3 milliards d'euros, est en baisse de 1,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2012. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse de l'EBITDA.

La **dette nette**, qui s'établit à 29,8 milliards d'euros à fin décembre 2013, diminue de 6,8 milliards d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2012 sous l'effet du cash flow des opérations (*Cash Flow From Operations*) de 10,4 milliards d'euros diminué des investissements bruts réalisés par le Groupe (7,5 milliards d'euros), du versement de dividendes aux actionnaires de GDF SUEZ SA (3,5 milliards d'euros), de la trésorerie reçue lors de l'émission hybride réalisée début juillet par GDF SUEZ SA (1,7 milliard d'euros) ainsi que des effets d'opérations de cessions faisant partie du programme de rotation d'actifs comme la vente de SPP (Slovaquie) et de 50% des actifs Énergie au Portugal, et du classement en actifs classés comme détenus en vue de la vente de certains actifs éoliens en France et de la participation dans le barrage de Jirau.

6.1.1.1 Évolution de l'activité et du résultat des opérations

Chiffres pro forma, en millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	81 278	81 960	- 0,8%
EBITDA	13 419	14 600	- 8,1%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(6 053)	(6 077)	
Charges nettes décaissées des concessions	(40)	(30)	
Paiements fondés sur des actions	(85)	(94)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 241	8 399	- 13,8%

(1) Les données consolidées IFRS présentées en Section 6.2 ont été arrêtées par le Conseil d'Administration du 26 février 2014 et ont fait l'objet d'un audit par les Commissaires aux Comptes du Groupe. Les données pro forma intégrant la mise en équivalence de SUEZ Environnement à compter du 1^{er} janvier 2012 ont été revues par les Commissaires aux Comptes et font l'objet d'un rapport spécifique.

Le **chiffre d'affaires** du Groupe GDF SUEZ au 31 décembre 2013 s'établit à 81,3 milliards d'euros, en baisse de - 0,8% par rapport au 31 décembre 2012. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 3,0%.

Les effets de périmètre ont un impact négatif net de - 2,1 milliards d'euros, correspondant essentiellement à des sorties de périmètre, principalement dans la branche Énergie Europe avec la cession de SPP en Slovaquie et dans la branche Energy International avec notamment les cessions de Maestrale en Italie et Allemagne, des centrales thermiques de Red Hills et d'Astoria Energy, Phase I aux États-Unis ainsi que de la comptabilisation en mise en équivalence, suite à la perte de contrôle d'entités comme Senoko à Singapour, Al Hidd à Bahreïn et Sohar Power Company SAOG à Oman.

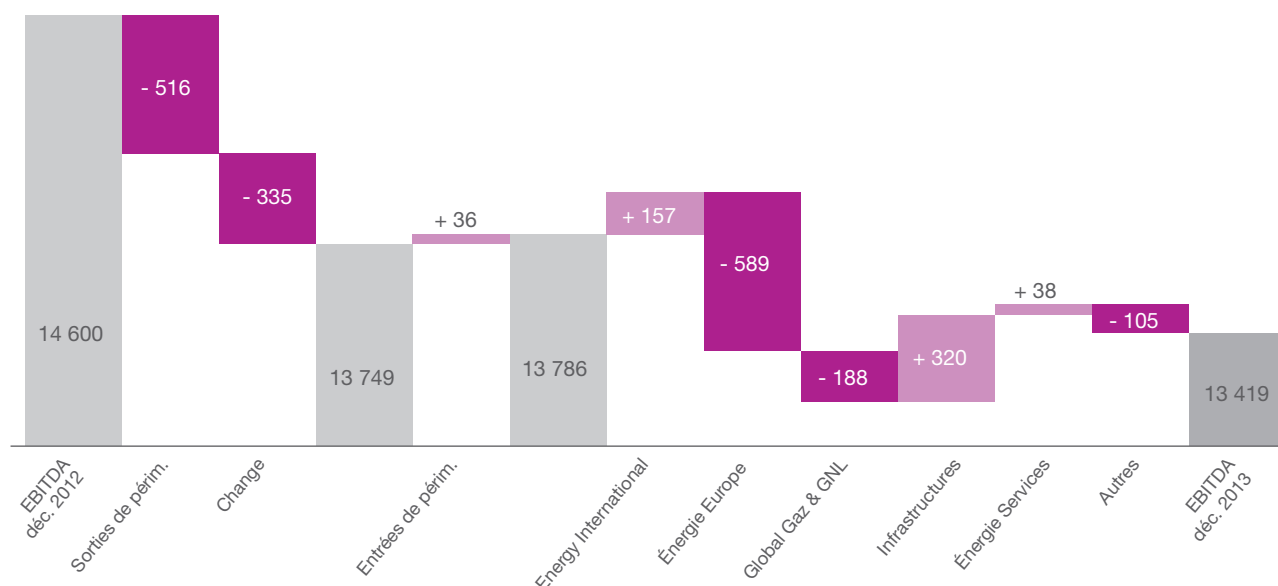
Les effets de change impactent négativement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de - 0,9 milliard d'euros, du fait de l'appréciation de l'euro vis-à-vis des principales autres devises.

L'évolution organique du chiffre d'affaires contributif des branches du Groupe est contrastée : en forte croissance chez Global Gaz & GNL et Infrastructures, en légère hausse chez Énergie Europe et Energy International, et stable chez Énergie Services.

L'**EBITDA** se dégrade de - 8,1% pour s'établir à 13,4 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en recul de - 2,7%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

Chiffres pro forma, en millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact net négatif de - 479 millions d'euros, en cohérence avec les effets de périmètre sur le chiffre d'affaires. Les entrées de périmètre sont peu nombreuses et ont un impact peu significatif cette année.

Les impacts de change s'élèvent à - 335 millions d'euros, du fait de l'appréciation de l'euro vis-à-vis des principales autres devises (principalement le réal brésilien, le dollar américain et la couronne norvégienne).

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à - 367 millions d'euros (- 2,7%) et, au-delà des effets du plan de performance dans chacune des branches, s'explique comme suit :

- pour la branche Energy International, l'EBITDA, qui s'établit à 3 871 millions d'euros, montre une croissance organique de + 4,2%, bénéficiant des contributions de mises en service de nouveaux actifs en particulier au Brésil, au Pérou et en Thaïlande, de la hausse des prix en Australie et de la bonne performance de l'activité GNL aux États-Unis. Une évolution négative au Chili, des conditions de marché défavorables en Grande-Bretagne et les conditions climatiques aux États-Unis ont toutefois partiellement compensé ces éléments favorables ;
- l'EBITDA de la branche Énergie Europe, à 3 415 millions d'euros, est en décroissance organique de - 14,8% sous les effets de la baisse des prix de marché de l'électricité et de la fin des allocations gratuites de CO₂. Ces éléments défavorables ne sont que partiellement compensés par un climat froid en 2013 et les effets du rattrapage tarifaire en France ;

- la branche Global Gaz & GNL atteint un EBITDA de 2 124 millions d'euros, en décroissance organique de - 188 millions d'euros, soit - 8,2%, notamment en raison de la baisse de la production des activités d'exploration-production, notamment du fait d'arrêts de production sur le champ de Snøhvit au premier semestre et Njord au second semestre 2013 ;
- l'EBITDA de la branche Infrastructures, à 3 370 millions d'euros, est en croissance organique de + 10,5% par rapport à décembre 2012, grâce à des conditions climatiques particulièrement favorables en 2013, à la révision annuelle des tarifs d'accès aux infrastructures et malgré l'impact de la baisse de la commercialisation des capacités de stockage en France ;
- la branche Énergie Services connaît une légère hausse de son EBITDA qui s'élève à 1 068 millions d'euros (+ 3,8% en croissance organique), tous ses métiers contribuant à la hausse de son résultat.

Le **résultat opérationnel courant** est en décroissance organique de - 7,8% par rapport à l'année dernière et s'établit à 7,2 milliards d'euros. Les dotations aux provisions sont plus élevées tandis que les dotations nettes aux amortissements sont plus faibles du fait des pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2012 sur certains actifs et en raison de la baisse de la production de l'activité exploration-production combinée à une réévaluation à la hausse du livre des réserves. Y compris effets de change et périmètre, l'indicateur est en décroissance brute de - 13,8%.

6.1.1.2. Évolution des activités du groupe

6.1.1.2.1 Branche Energy International

31 déc. 2013

Chiffres pro forma, en millions d'euros	Total ⁽¹⁾	Amérique Latine	Asie Pacifique ⁽²⁾	Amérique du Nord	Royaume-Uni et Autres Europe ⁽²⁾	SAMEA ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	14 833	3 617	2 990	4 094	3 552	580
EBITDA	3 871	1 475	840	1 016	481	181
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 232)	(398)	(245)	(390)	(190)	(8)
Paielements fondés sur des actions	(4)	-	-	-	-	-
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	2 635	1 076	595	626	291	173

31 déc. 2012

Chiffres pro forma, en millions d'euros	Total ⁽¹⁾	Amérique Latine	Asie Pacifique ⁽²⁾	Amérique du Nord	Royaume-Uni et Autres Europe ⁽²⁾	SAMEA ⁽²⁾	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	16 044	3 827	3 059	4 412	4 056	689	- 7,6%
EBITDA	4 304	1 690	740	1 092	697	224	- 10,1%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 397)	(462)	(221)	(444)	(234)	(26)	
Paielements fondés sur des actions	(6)	-	-	-	-	-	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	2 902	1 228	519	649	462	198	- 9,2%

(1) La branche Energy International comprend aussi une fonction «Siège», dont les coûts ne sont pas détaillés dans le tableau ci-dessus.

(2) La branche Energy International a été réorganisée en cinq régions (contre six auparavant). La région Asie-Pacifique englobe à présent l'Australie, qui constituait auparavant une région distincte ; en revanche, elle n'englobe plus le Pakistan qui fait maintenant partie de la région SAMEA (Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique). La Turquie fait désormais partie de la région Royaume-Uni et Europe. Les chiffres de l'année dernière ont été retraités pour refléter cette nouvelle organisation.

Le **chiffre d'affaires** de la branche Energy International atteint 14 833 millions d'euros, en baisse brute de - 7,6% (variation organique de + 2,9%). Ces évolutions reflètent d'une part l'impact du programme d'optimisation du portefeuille d'actifs (- 860 millions d'euros) et les fluctuations des taux de change (- 770 millions d'euros, en raison de l'appréciation de l'euro vis-à-vis des principales autres devises), et d'autre part une croissance organique continue, qui résulte de la mise en service de nouvelles centrales en Thaïlande et en Amérique Latine, ainsi que de la hausse des prix de l'électricité, notamment au Brésil, en Thaïlande et en Australie. Les ventes de gaz et d'électricité s'élèvent respectivement à 79,6 TWh et à 220,4 TWh.

L'**EBITDA** connaît une diminution brute de - 10,1%, atteignant 3 871 millions d'euros. Toutefois, après prise en compte de l'impact de perte d'EBITDA des sociétés cédées (- 318 millions d'euros) et des variations des taux de change (- 272 millions d'euros), l'EBITDA affiche une hausse de 157 millions d'euros, soit + 4,2% sur une base organique. Cette hausse reflète l'impact des centrales nouvellement mises en service et des évolutions de prix, mentionnées plus haut, ainsi que la bonne performance de l'activité GNL aux États-Unis et les effets du plan de performance.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 2 635 millions d'euros, en baisse brute de - 9,2%, mais en croissance organique de 143 millions d'euros (+ 5,8%), reflétant la hausse de l'EBITDA partiellement compensée par les dotations aux amortissements supplémentaires des centrales nouvellement mises en service.

Amérique Latine

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique Latine est en recul brut de - 209 millions d'euros à 3 617 millions d'euros, mais affiche une croissance organique de + 3,0% par rapport à décembre 2012. Au Brésil, la progression des ventes s'explique par l'achèvement de la mise en service de la centrale hydraulique d'Estreito (1 090 MW), associé à une augmentation du prix moyen des ventes, notamment due à l'indexation sur l'inflation. Le Pérou connaît une évolution positive grâce à la mise en service de la centrale à cycle combiné de Chilca (270 MW) et de la centrale thermique d'Ilo (560 MW), et à une progression de la demande des clients. Au Chili, l'activité recule en raison d'un repli des ventes de GNL dû à l'expiration progressive de contrats d'approvisionnement.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de + 1,5 TWh et s'élèvent à 54,3 TWh tandis que les ventes de gaz sont en diminution de - 3,3 TWh, particulièrement au Chili, et s'établissent à 11,4 TWh.

L'**EBITDA** atteint 1 475 millions d'euros, enregistrant une baisse organique de - 44 millions d'euros, soit - 2,9%, qui s'explique principalement par :

- une évolution négative au Chili, liée principalement aux indisponibilités non programmées des centrales au charbon (CTA/CTH) en janvier 2013, et à l'expiration des contrats d'approvisionnement en GNL à forte marge ;

- une performance en recul au Brésil, principalement en raison de conditions hydrologiques défavorables, mais partiellement compensée par la mise en service des dernières unités de la centrale d'Estreito et par l'augmentation des prix moyens des ventes bilatérales, liée essentiellement à l'inflation ;
- une évolution positive au Pérou, principalement due à la mise en service de la centrale à cycle combiné de Chilca et de la centrale thermique d'Ilo.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 1 076 millions d'euros, en variation organique de - 14 millions d'euros ou - 1,2%. L'évolution positive du profil d'amortissement du terminal méthanière au Chili, en ligne avec l'expiration des contrats de vente de gaz à forte marge et le début des services de regazéification, compense partiellement l'évolution négative de l'EBITDA.

Asie-Pacifique

Le **chiffre d'affaires** de la région Asie-Pacifique atteint 2 990 millions d'euros, en baisse brute de - 69 millions d'euros (- 2,3%), reflétant le changement de méthode de consolidation de Senoko à Singapour suite au changement de contrôle, mais enregistre une forte croissance organique de + 469 millions d'euros (+ 18,6%). La croissance organique s'explique principalement par la mise en service d'actifs de production d'électricité en Thaïlande (Gheco One et TNP2, respectivement en août et en décembre 2012), ainsi que par la hausse des prix de l'électricité en Australie, après le lancement du plan de réduction des émissions de carbone le 1^{er} juillet 2012, et une meilleure performance de l'activité de distribution.

Les ventes d'électricité sont en baisse de - 0,8 TWh et s'établissent à 42,8 TWh, reflétant le changement de méthode de consolidation de Senoko (- 2,7 TWh), ainsi qu'une diminution de - 1,2 TWh en Australie, compensée par une augmentation de + 3,1 TWh en Thaïlande. Les ventes de gaz naturel sont en hausse de + 1,0 TWh et s'élèvent à 5,9 TWh.

L'**EBITDA** atteint 840 millions d'euros, en augmentation brute de + 101 millions d'euros (+ 13,6%) et en croissance organique de + 187 millions d'euros (+ 28,5%). Cette évolution positive s'explique principalement par :

- une bonne performance de la Thaïlande, tirée par une augmentation des volumes (partiellement liée au cycle de maintenance) et des prix, ainsi que par la mise en service de Gheco One et TNP2 ;
- une hausse des prix en Australie et une meilleure performance de l'activité de distribution, avec des marges plus élevées et davantage de clients.

Le **résultat opérationnel courant**, à 595 millions d'euros, enregistre une croissance organique de + 136 millions d'euros ou + 29,7%, reflétant l'évolution de l'EBITDA et le début de l'amortissement des centrales Gheco One et TNP2 récemment mises en service.

Amérique du Nord

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique du Nord atteint 4 094 millions d'euros, ce qui représente une baisse brute de - 7,2% et une hausse organique de + 0,7%. Cette situation, qui résulte de la bonne performance de l'activité gaz et d'une meilleure performance

opérationnelle au Mexique, a toutefois été atténuée par une diminution des prix de gros de l'électricité et une contraction du marché de la distribution aux États-Unis.

Les ventes d'électricité atteignent 74,6 TWh, en croissance organique de + 2,0 TWh. Les impacts des cessions du programme d'optimisation du portefeuille d'actifs se sont traduits par une baisse de - 6,1 TWh des volumes. L'ensemble des ventes de gaz naturel⁽¹⁾ hors Groupe s'établissent à 39,7 TWh, en recul de - 10,9 TWh, en raison d'une baisse du nombre global de cargaisons GNL et d'une augmentation des diversions de GNL (ventes intragroupe).

L'**EBITDA** atteint 1 016 millions d'euros, en variation organique de + 3,2%. La bonne performance de l'activité GNL (en raison de marges supérieures à celles de l'an passé) et de l'activité au Mexique a été partiellement compensée par la performance globalement moins bonne des activités électricité et de distribution aux États-Unis, principalement en raison d'un climat doux.

Le **résultat opérationnel courant** atteint 626 millions d'euros, en croissance organique de + 5,7%. Il est notamment tiré par la croissance de l'EBITDA.

Royaume-Uni et Autres Europe

Le **chiffre d'affaires** de la région Royaume-Uni et Autres Europe atteint 3 552 millions d'euros, en variation organique de - 5,8%. Cette diminution résulte principalement d'une moindre utilisation des actifs de la péninsule ibérique et de la réduction des volumes de l'activité de distribution au Royaume-Uni.

Les ventes d'électricité s'établissent à 35,9 TWh, en baisse de - 4,6 TWh, principalement du fait de la baisse des volumes de la péninsule ibérique et pour l'activité de distribution au Royaume-Uni, mais également en raison d'une réduction de - 1,6 TWh due au programme d'optimisation du portefeuille d'actifs en Europe continentale et aux fermetures de centrales au Royaume-Uni. Les ventes de gaz sont en diminution de - 4,1 TWh, à 22,5 TWh, en raison de volumes plus faibles de l'activité de distribution au Royaume-Uni et de l'activité en Turquie.

L'**EBITDA** atteint 481 millions d'euros, représentant un recul organique de - 9,5%. Les actifs de production d'électricité au Royaume-Uni sont restés confrontés à des conditions de marché difficiles (notamment les centrales au gaz naturel) et ont également été affectés par la fin des allocations gratuites de CO₂ et l'introduction d'une taxe carbone nationale. Ces effets ont été partiellement compensés par la mise en œuvre de mesures de réduction des coûts, l'impact positif d'une indemnité ponctuelle et de meilleurs *dark spreads*.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 291 millions d'euros, représentant une décroissance organique de - 20,9%. Cette évolution s'explique par la diminution de l'EBITDA et par des dotations aux provisions plus élevées, partiellement compensées par la baisse des amortissements en lien avec l'arrêt de la centrale de Teesside.

(1) Il convient de remarquer que les ventes de gaz naturel, y compris intragroupe, s'élèvent à 71,4 TWh, ce qui représente une diminution de 5,8 TWh, en raison d'une baisse du nombre de cargaisons GNL.

Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la région Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique s'établit à 580 millions d'euros, en croissance organique de + 7,3%. Cette hausse s'explique principalement par une augmentation du chiffre d'affaires provenant des activités d'exploitation et de maintenance des nouvelles centrales d'électricité à Oman (Barka 3 et Sohar 2) et en Arabie Saoudite (Riyadh IPP).

L'**EBITDA** atteint 181 millions d'euros, en baisse brute de - 43 millions d'euros, mais enregistre une croissance organique de + 19 millions

d'euros (+ 12%). Cette décroissance brute intègre le changement de méthode de consolidation des centrales d'Al Hidd et Sohar 1, désormais consolidées par mise en équivalence suite à leur cession partielle, respectivement en mai 2012 et en mai 2013. La variation organique est principalement due à la hausse des activités d'exploitation et de maintenance.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 173 millions d'euros, en croissance organique de + 37 millions d'euros (+ 27,7%), qui reflète la hausse de l'EBITDA et la baisse des dotations aux provisions.

6.1.1.2.2 Branche Énergie Europe

	31 déc. 2013			31 déc. 2012			
	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe ⁽²⁾	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe ⁽²⁾	Variation brute en %
<i>Chiffres pro forma, en millions d'euros</i>							
Chiffre d'affaires	43 479	36 355	7 124	44 418	35 804	8 614	- 2,1%
EBITDA	3 415	2 967	560	4 180	3 429	880	- 18,3%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 950)	(1 546)	(399)	(1 670)	(1 200)	(468)	
Paiements fondés sur des actions	(14)	(11)	-	(16)	(13)	-	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 452	1 409	161	2 494	2 215	413	- 41,8%

(1) Dont coûts des fonctions corporate de branche.

(2) Autres Europe est dorénavant dénommée Southern & Eastern Europe.

VOLUMES VENDUS PAR LA BRANCHE

En TWh	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Ventes de gaz	684	658	+ 3,9%
Ventes d'électricité	187	193	- 3,6%

Le **chiffre d'affaires** contributif de la branche Énergie Europe s'établit à 43 479 millions d'euros, en baisse de - 2,1%. Les ventes de gaz atteignent 684 TWh dont 126 TWh aux grands comptes. Les ventes d'électricité s'élèvent à 187 TWh. À fin décembre 2013, la branche sert plus de 14,2 millions de clients particuliers en gaz et près de 5,3 millions en électricité.

L'**EBITDA** de la branche est en baisse de - 18,3% à 3 415 millions d'euros. L'année 2013 a été pénalisée par la baisse des prix de marché de l'électricité, l'indisponibilité des centrales nucléaires belges de Doel 3 et Tihange 2 jusqu'à début juin 2013 ⁽¹⁾, la fin des allocations gratuites de CO₂ et par la cession de SPP en Slovaquie début 2013. Les conditions climatiques, le rattrapage du retard tarifaire en France relatif à 2011 et 2012 et les efforts de performance n'ont que partiellement compensé ces effets défavorables.

Le **résultat opérationnel courant** est en baisse de - 41,8%, subissant l'évolution défavorable de l'EBITDA ainsi que l'augmentation des dotations aux provisions sur la zone Central Western Europe.

Central Western Europe (CWE)

Le **chiffre d'affaires** contributif de CWE s'établit à 36 355 millions d'euros, en hausse de + 1,5%, les bonnes performances de la France excédant le tassement des ventes en Belgique.

L'**EBITDA** de CWE recule de - 13,5% (croissance brute) sous l'effet de la baisse globale des prix de marché de l'électricité en Europe, la fin des allocations gratuites de CO₂ et la baisse des marges sur le *midstream* gaz, compensées partiellement par un effet climat favorable, le rattrapage du retard tarifaire en France et les efforts de performance.

Le **résultat opérationnel courant** est en baisse (- 36,4%), subissant l'évolution défavorable de l'EBITDA ainsi que l'augmentation des dotations aux provisions, notamment sur certains contrats.

(1) L'effet en 2013 par rapport à 2012 de l'indisponibilité des centrales nucléaires belges Doel 3 et Tihange 2 est légèrement négatif. Celle-ci a duré 24 semaines pour Doel 3 et 14 semaines pour Tihange 2 en 2012 et s'est prolongée pour les deux centrales jusque début juin 2013.

CWE FRANCE

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	17 669	17 183	+ 2,8%
EBITDA	1 523	1 175	+ 29,6%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(509)	(470)	
Paiements fondés sur des actions	(4)	(5)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 010	700	+ 44,3%

Volumes vendus par le pays

En TWh	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Ventes de gaz ⁽¹⁾	281	288	- 2,7%
Ventes d'électricité	52	50	+ 2,8%

(1) Données contributives branche.

Correction climatique France

En TWh	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	17,3	(0,9)	+ 18,2

À fin décembre 2013, le **chiffre d'affaires** contributif de la France s'établit à 17 669 millions d'euros. Ce chiffre est en progression de 486 millions d'euros par rapport à celui de décembre 2012.

Les **ventes de gaz** naturel baissent de 7,7 TWh, la différence de climat entre les deux périodes ne compensant pas complètement les pertes de clients et l'impact des économies d'énergie. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 83% sur le marché des particuliers et d'environ 51% sur le marché d'affaires.

Les **ventes d'électricité** progressent de + 1,5 TWh grâce à la croissance des ventes aux clients finaux et des ventes sur le marché liée à la hausse de la production d'électricité. Celle-ci atteint en effet 32,6 TWh (31,5 TWh en 2012) avec les mises en service de

fermes éoliennes et grâce à une hydraulité exceptionnelle en 2013, compensée en partie par la baisse de production des centrales au gaz (conditions de marché défavorables).

L'**EBITDA** progresse de 348 millions d'euros principalement du fait du climat 2013 très favorable (impact positif sur les ventes de gaz), et des effets de rattrapage du retard tarifaire en France inscrit dans les comptes 2013 pour un montant de 150 millions d'euros. Ces différents éléments favorables sont en partie compensés par la baisse des prix de marché de l'électricité.

Le **résultat opérationnel courant** s'améliore de 310 millions d'euros suivant la hausse de l'EBITDA.

CWE BENELUX-ALLEMAGNE

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	12 555	14 210	- 11,6%
EBITDA	1 357	1 883	- 28,0%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(794)	(665)	
Paiements fondés sur des actions	(6)	(6)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	557	1 212	- 54,2%

Le **chiffre d'affaires** de Benelux-Allemagne s'établit à 12 555 millions d'euros, en retrait de - 11,6% par rapport à décembre 2012. Les volumes d'électricité vendus s'élèvent à 96,0 TWh, en baisse de - 7% sous l'effet du tassement des ventes en Belgique. La production d'électricité s'élève à 64,7 TWh en retrait de - 1,7 TWh, conséquence de *spreads* défavorables et d'incidents sur des unités charbon,

partiellement compensée par une très bonne disponibilité du parc nucléaire en fin d'année :

- en Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité diminuent avec des volumes en retrait de près de - 15% à 72,1 TWh principalement liés à la baisse des ventes sur les marchés (pénalisées par la fermeture des vieilles unités charbon) et à des pertes de clients ;

- aux Pays-Bas, les ventes d'électricité progressent de 7,6% à 9,9 TWh, sous l'effet de la progression des ventes aux clients particuliers et professionnels ;
- en Allemagne, les ventes d'électricité augmentent de 50% à 14,1 TWh grâce à l'augmentation des ventes sur les marchés et de la progression des ventes aux clients professionnels.

Les volumes de gaz vendus augmentent de + 1,0 TWh (+ 0,8%), en raison d'un effet climat positif et de plus fortes ventes sur les marchés, compensant les pertes de clients professionnels et particuliers en

Belgique et la baisse des ventes aux Grands Comptes en Allemagne et aux Pays-Bas.

L'**EBITDA** de Benelux-Allemagne est en baisse de - 28%, impacté par la baisse des prix de l'électricité et des *spreads* défavorables, la fin des allocations gratuites de CO₂ et la moindre performance de l'Allemagne.

Le **résultat opérationnel courant** subit un retrait plus marqué que l'**EBITDA** du fait de la hausse des dotations aux provisions, notamment sur certains contrats.

Southern & Eastern Europe

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	7 124	8 614	- 17,3%
EBITDA	560	880	- 36,3%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(399)	(467)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	161	413	- 61,1%

Southern & Eastern Europe voit son **chiffre d'affaires** baisser de - 17,3%, du fait de la baisse des ventes sur les marchés en Italie et de l'effet périmètre défavorable lié à la cession de SPP (Slovaquie).

L'**EBITDA** de Southern & Eastern Europe chute de - 36,3%, pénalisé par l'effet périmètre défavorable en Slovaquie (cession de SPP début 2013) et par des performances en baisse en Italie et en

Pologne notamment du fait d'un environnement réglementaire difficile, phénomènes qui viennent masquer les bonnes performances en Roumanie.

Le **résultat opérationnel courant** suit la décroissance observée au niveau de l'**EBITDA**, légèrement compensée par de moindres dotations nettes aux amortissements et provisions.

6.1.1.2.3 Branche Global Gaz & GNL

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	5 685	4 759	+ 19,5%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	8 445	7 945	+ 6,3%
EBITDA	2 124	2 377	- 10,6%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 182)	(1 255)	
Paievements fondés sur des actions	(2)	(3)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	940	1 119	- 16,0%

Le **chiffre d'affaires** contributif au 31 décembre 2013 s'élève à 5 685 millions d'euros, en hausse brute de 926 millions d'euros (+ 19,5%) par rapport à fin décembre 2012, dont 1 033 millions d'euros de croissance organique (+ 22,3%).

Le chiffre d'affaires contributif est porté par :

- la progression de l'activité GNL avec des ventes externes en hausse de 19 TWh, soit 79 TWh totalisant 87 cargaisons (dont 67 vers l'Asie) à fin décembre 2013 contre 60 TWh totalisant 66 cargaisons (dont 39 vers l'Asie) à fin décembre 2012, l'impact de la hausse des prix du gaz en Europe et les opérations d'arbitrage début 2013 en Asie et en Europe ;
- la hausse du niveau de la production contributive d'hydrocarbures de l'Exploration-Production (45,4 Mbep à fin décembre 2013 *versus* 43,6 Mbep à fin décembre 2012 ⁽¹⁾), sans impact sur

l'évolution du chiffre d'affaires du fait d'une évolution du mix huile-gaz défavorable.

Au 31 décembre 2013, l'**EBITDA** de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 2 124 millions d'euros contre 2 377 millions d'euros à fin décembre 2012, en décroissance brute de - 253 millions d'euros, soit - 10,6%. La décroissance organique s'établit à - 188 millions d'euros, en particulier du fait de la baisse de la production totale de l'Exploration-Production, impactée notamment par des arrêts de production en Norvège, concernant le champ de Snøhvit au cours du premier semestre 2013 et Njord au cours du second semestre.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 940 millions d'euros à fin décembre 2013, en décroissance brute de - 179 millions d'euros (- 16%) en raison notamment de moindres amortissements liés à la baisse de production totale combinée à la réévaluation à la hausse du livre des réserves.

(1) Production totale : 51,9 Mbep à fin décembre 2013 *versus* 54,9 Mbep à fin décembre 2012 (moindres ventes internes au profit de l'externe).

6.1.1.2.4 Branche Infrastructures

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	2 574	2 031	+ 26,7%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 792	6 216	+ 9,3%
EBITDA	3 370	3 049	+ 10,5%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 299)	(1 239)	
Paielements fondés sur des actions	(8)	(5)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	2 063	1 805	+ 14,3%

Le **chiffre d'affaires** total de la branche Infrastructures, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 6 792 millions d'euros, en hausse de + 9,3% par rapport à décembre 2012, sous l'effet principalement de l'augmentation des tarifs de distribution et transport, d'un contexte marqué par une moindre commercialisation des capacités de stockage en France et par un climat plus froid (comparé à 2012).

L'évolution du chiffre d'affaires s'explique de façon plus détaillée par les éléments suivants :

- ▶ la hausse des quantités acheminées par GrDF en raison d'un climat plus froid en 2013 qu'en 2012 (+ 24,0 TWh) ;
- ▶ la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (hausse de + 8,0% au 1^{er} juillet 2012 et hausse de + 4,1% au 1^{er} juillet 2013) ;
- ▶ la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de transport au 1^{er} avril 2012 (hausse de + 6%) et au 1^{er} avril 2013 (hausse de + 8,3%).

Dans le même contexte climatique et réglementaire, le chiffre d'affaires contributif atteint 2 574 millions d'euros, en progression de + 26,7% par rapport à décembre 2012. Cette croissance contributive traduit :

- ▶ le développement des activités de transport, stockage et *terminalling* pour le compte de tiers du fait de l'ouverture croissante des marchés ;
- ▶ l'accroissement des opérations d'achats-ventes de gaz pour maintenir les performances des stockages.

L'**EBITDA** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 3 370 millions d'euros, en hausse de + 10,5% par rapport à décembre 2012.

Cette croissance est portée par toutes les activités de la branche à l'exception du stockage souterrain de gaz naturel fortement pénalisé par la contraction des prix et des volumes.

Le **résultat opérationnel courant** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 2 063 millions d'euros soit + 14,3% par rapport à décembre 2012 avec des dotations nettes aux amortissements et provisions stables.

6.1.1.2.5 Branche Énergie Services

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 707	14 707	-%
EBITDA	1 068	1 018	+ 5,0%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(317)	(317)	
Charges nettes décaissées des concessions	(38)	(30)	
Paielements fondés sur des actions	(9)	(11)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	705	660	+ 6,8%

Le **chiffre d'affaires** de la branche Énergie Services est stable à 14 707 millions d'euros au 31 décembre 2013.

La variation organique ressort à - 15 millions d'euros (- 0,1%) et s'explique par :

- ▶ la baisse des activités de Services en France (- 24 millions d'euros) qui subissent notamment l'impact des fins de contrats de cogénération gaz et le ralentissement des activités de travaux ;
- ▶ la baisse des activités Installations aux Pays-Bas (- 26 millions d'euros) ;
- ▶ la baisse des activités Installations et de Services au Royaume-Uni, en Suisse, en Autriche et en Espagne (- 53 millions d'euros) qui subissent notamment une conjoncture économique difficile ;
- ▶ la baisse de l'Ingénierie (- 9 millions d'euros) du fait du ralentissement des investissements dans l'énergie en Europe.

Ces éléments sont partiellement compensés par :

- ▶ la hausse des activités Installations en France (+ 31 millions d'euros) ;
- ▶ la croissance des activités Installations en Belgique (+ 23 millions d'euros) mais à un rythme moins soutenu qu'en 2012 ;
- ▶ la croissance soutenue des activités Installations et Services en Allemagne (+ 31 millions d'euros) ;
- ▶ la progression de l'activité des réseaux de chaleur en France (+ 9 millions d'euros) avec en particulier les effets positifs des hausses tarifaires et un climat froid sur le premier semestre 2013 et malgré l'impact négatif des fins de contrats de cogénération gaz chez CPCU.

L'**EBITDA** de la branche Énergie Services progresse de + 5,0% à 1 068 millions d'euros au 31 décembre 2013, soit une augmentation brute de + 50 millions d'euros.

La variation organique s'établit à + 39 millions d'euros (+ 3,8%) malgré les éléments défavorables suivants :

- la fin des contrats de cogénération gaz en France (- 60 millions d'euros) ;
- des contractions de marges, notamment en Ingénierie et dans les marchés de proximité dans l'Installation en France et en Belgique ;
- des effets volumes négatifs, notamment en Installations aux Pays-Bas et en Espagne.

Ces éléments sont plus que compensés par :

- les effets des conditions climatiques froides en France sur le premier trimestre 2013 ;
- les mesures de réduction des coûts, notamment sur les frais généraux et l'amélioration de la performance opérationnelle ;
- l'impact positif du Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi sur les coûts de personnel ;
- l'impact positif des mises en service de nouveaux actifs dans les Réseaux de chaleur et dans les Services en France.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 705 millions d'euros au 31 décembre 2013 *versus* 660 millions d'euros en 2012. Son évolution suit celle de l'**EBITDA** de la branche, les dotations nettes aux amortissements et provisions étant stables.

6.1.1.2.6 Autres

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
EBITDA	(430)	(328)	- 31,2%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(76)	(199)	
Paiements fondés sur des actions	(48)	(54)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	(554)	(581)	+ 4,6%

Au 31 décembre 2013, l'**EBITDA** de la branche Autres (- 430 millions d'euros) est en dégradation par rapport à 2012. Cette dégradation s'explique notamment par le règlement d'un contentieux.

En revanche, le **résultat opérationnel courant** 2013 est proche de celui de l'année dernière du fait de reprises de provisions (notamment sur le contentieux mentionné ci-dessus).

6.1.1.3. Autres éléments du compte de résultat

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute
Résultat opérationnel courant	7 241	8 399	
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(225)	105	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(14 947)	(2 387)	
Restructurations	(288)	(263)	
Effets de périmètre	(41)	110	
Autres éléments non récurrents	536	161	
Résultat des activités opérationnelles	(7 724)	6 124	(13 848)
Résultat financier	(1 754)	(2 341)	586
Impôts sur les bénéfices	(620)	(1 884)	1 264
Quote-part de résultat des entreprises associées	513	480	33
RÉSULTAT NET	(9 585)	2 380	(11 965)
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	152	836	(684)
dont Résultat net part du Groupe	(9 737)	1 544	(11 281)

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à - 7 724 millions d'euros, en recul par rapport au 31 décembre 2012 principalement en raison de la baisse du résultat opérationnel courant et de l'impact des pertes de valeur sur *goodwills* et actifs corporels et incorporels.

Le Groupe a constaté au 31 décembre 2013 des pertes de valeur de 5 775 millions d'euros sur les *goodwills* et 9 103 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels, principalement sur les branches Énergie Europe et Infrastructures.

Les pertes de valeur relatives à la branche Énergie Europe couvrent :

- pour 4 438 millions d'euros les *goodwills* (dont principalement 3 862 millions d'euros sur l'UGT (Unité Génératrice de Trésorerie) Central Western Europe (CWE), 252 millions d'euros sur l'UGT Europe du Sud et 264 millions d'euros sur l'UGT Europe de l'Est) ;
- pour 5 670 millions d'euros les actifs incorporels et corporels, dont notamment 3 765 millions d'euros sur le parc de centrales thermiques en Allemagne, Pays-Bas, Belgique et Luxembourg et France (CWE), 1 013 millions d'euros sur les actifs de production en Italie et le solde notamment sur d'autres actifs thermiques en Europe.

Ces pertes de valeur résultent principalement d'un environnement économique difficile en Europe, qui affecte les marges des activités de commercialisation et de *midstreamer* gazier et durablement la rentabilité de nos centrales thermiques. Ces dernières évoluent en effet vers un mode de fonctionnement en appoint du système électrique alors qu'elles avaient été conçues pour fonctionner à minima en semi base.

Les pertes de valeur de la branche Infrastructures sont relatives à l'activité de stockage souterrain de gaz naturel, pour un total de 1 250 millions d'euros relatif aux *goodwills* et de 1 896 millions d'euros sur les sites de stockages en France, Allemagne et Royaume-Uni.

Ces pertes de valeur s'expliquent par la dégradation durable des activités de stockage sur le marché européen, du fait notamment de la baisse des niveaux de *spreads* saisonniers.

Au travers de ces dépréciations, GDF SUEZ acte un changement profond du paradigme énergétique en Europe, au sein duquel des catégories entières d'actifs évoluent vers de nouvelles fonctionnalités, tournées vers la sécurité d'approvisionnement électrique et gazière.

Au 31 décembre 2012, le Groupe avait constaté des pertes de 2 387 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs de GDF SUEZ Énergie Europe et GDF SUEZ Energy International.

Le RAO est par ailleurs impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières qui a un impact négatif de - 225 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact positif de 105 millions d'euros au 31 décembre 2012. L'impact de la période résulte principalement d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes combiné à l'effet négatif du débouclage des positions dont la valeur de marché était positive au 31 décembre 2012 ;
- des charges de restructuration de 288 millions d'euros, contre 263 millions d'euros au 31 décembre 2012 ;
- 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 - 41 millions d'euros contre 110 millions d'euros au 31 décembre 2012 ;

- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de 536 millions d'euros (correspondant essentiellement à la reprise de provision pour l'aval du cycle nucléaire en Belgique) à comparer à 161 millions d'euros au 31 décembre 2012 (correspondant principalement au produit lié à la réduction d'amende dans le cadre de la procédure «MEGAL»).

Le résultat financier au 31 décembre 2013 s'établit à - 1 754 millions d'euros, contre - 2 341 millions d'euros au 31 décembre 2012. Cette évolution résulte principalement d'un effet taux favorable sur la dette nette et du retournement des effets MtM, positifs à fin 2013 alors qu'ils étaient très négatifs à fin 2012 (principalement en raison de la hausse de la valorisation du dérivé incorporé de l'obligation convertible US d'International Power, notamment suite à la variation du cours de l'action après l'offre de rachat des 30% restant par le Groupe).

Le taux effectif d'impôt récurrent est en hausse de + 1,4 point par rapport à décembre 2012, principalement en raison de :

- l'écroulement en 2013 de la position active nette des impôts différés aux bornes de certains groupes d'intégration fiscale en Europe ;
- la taxe de 3% en 2013 sur les dividendes distribués en numéraire par les sociétés françaises ;
- compensée par la comptabilisation au premier semestre 2012 de produits d'impôt différé ponctuels dont 90 millions d'euros au titre des activités de production d'électricité en Australie suite à l'introduction d'un nouveau dispositif fiscal.

La quote-part de résultat des entreprises associées est en hausse de + 33 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2012.

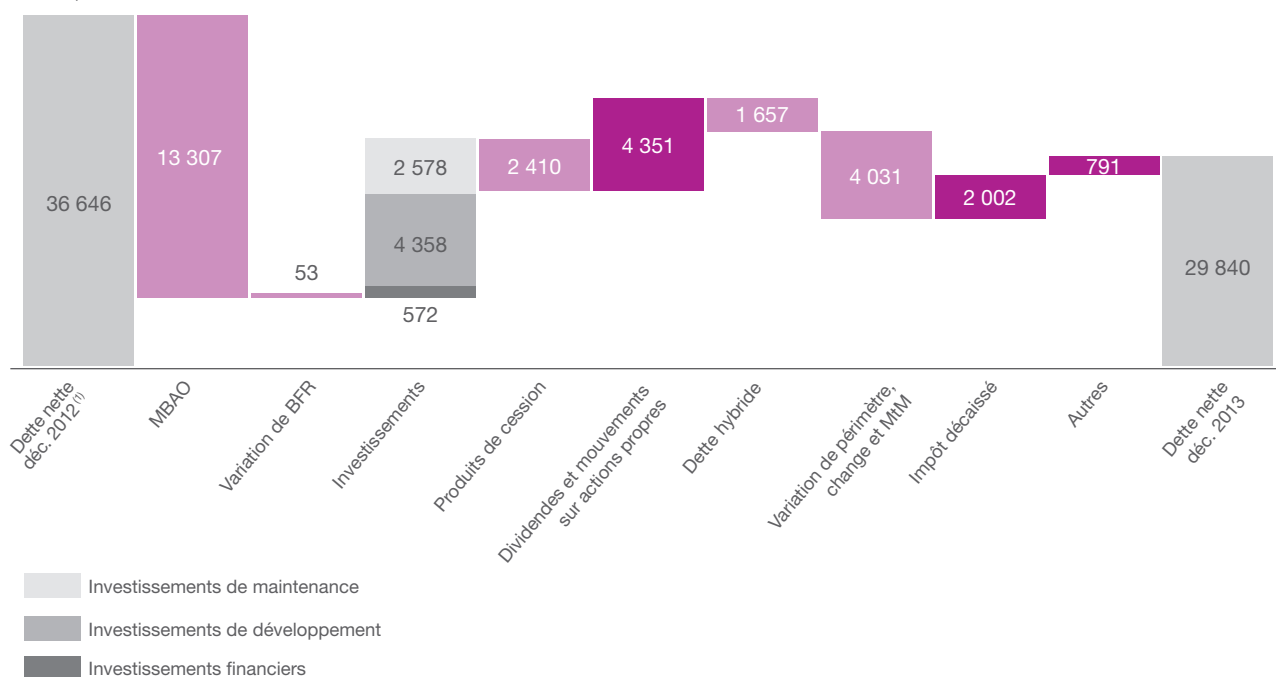
Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à 152 millions d'euros, en diminution par rapport à décembre 2012 suite au rachat des 30% de participations ne donnant pas le contrôle d'International Power et aux impacts des pertes de valeur comptabilisées.

6.1.1.4. Évolution de l'endettement net

La dette nette s'établit à 29,8 milliards d'euros à fin décembre 2013 et diminue de 6,8 milliards d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2012 sous l'effet de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (13,3 milliards d'euros) diminuée des investissements bruts réalisés par le Groupe (7,5 milliards d'euros), du versement de dividendes aux actionnaires de GDF SUEZ SA (3,5 milliards d'euros), de la trésorerie reçue lors de l'émission hybride réalisée début juillet par GDF SUEZ SA (1,7 milliard d'euros), ainsi que des effets d'opérations de cessions faisant partie du programme de rotation d'actifs comme la vente de SPP (Slovaquie) et de 50% des actifs Énergie au Portugal, et du classement en actifs classés comme détenus en vue de la vente de certains actifs éoliens en France et de la participation dans le barrage de Jirau.

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

Chiffres pro forma, en millions d'euros



(1) L'écart entre la dette publiée de 43 914 millions d'euros et la dette pro forma de 36 646 millions d'euros correspond à l'impact de changement de méthode de consolidation de SUEZ Environnement.

Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2013 à 2,22. Il se calcule comme suit :

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Endettement financier net	29 840	36 646
EBITDA	13 419	14 600
Ratio Dette nette/EBITDA	2,22	2,51

6.1.1.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 13 307 millions d'euros au 31 décembre 2013, en baisse de 1 283 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2012 (14 590 millions d'euros).

L'évolution de la MBAO est en ligne avec celle de l'EBITDA.

6.1.1.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR), de - 53 millions d'euros, impacte marginalement l'endettement net.

6.1.1.4.3 Investissements nets des produits de cessions

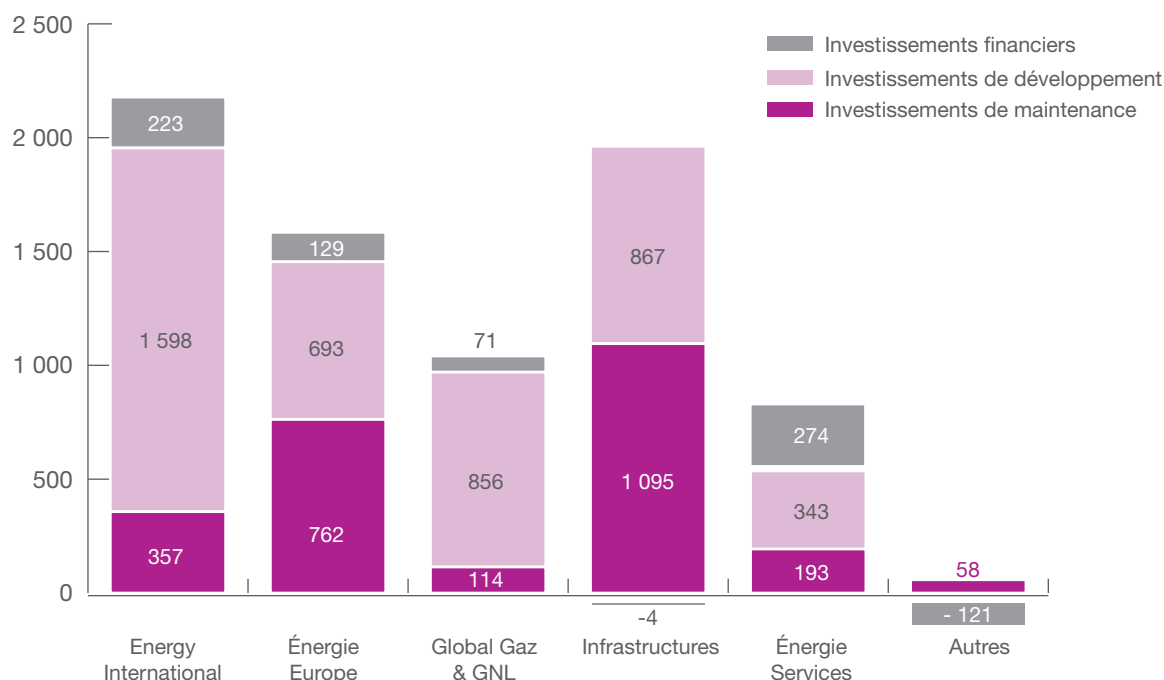
Les investissements de l'exercice 2013 s'élèvent à 7 508 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 572 millions d'euros, les principaux portant sur les acquisitions faites par la branche Énergie Services (notamment Balfour Beatty Workplace) ;
- des investissements de développement de 4 358 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés par la branche Energy International au Brésil et par l'Exploration-Production (branche Global Gaz & GNL) ;
- et des investissements de maintenance de 2 578 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant de 2 410 millions d'euros et portent essentiellement sur la cession SPP (Slovaquie) pour 1 115 millions d'euros (prix de cession diminué des frais et d'un solde à recevoir en 2015) et de 50% des actifs Énergie au Portugal (321 millions d'euros nets des frais).

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

Chiffres pro forma, en millions d'euros



6.1.1.4.4 Rachat d'actions et dividendes

Les rachats d'actions et les dividendes s'élèvent à 4 351 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par GDF SUEZ SA à ses actionnaires pour 3 539 millions d'euros, ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2012 (soit 0,67 euro par action) versé en avril 2013 et à l'acompte sur le dividende (soit 0,83 euro par action) versé en novembre 2013 ;
- le solde représente notamment les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires, des retenues à la source et des rachats d'actions propres.

6.1.1.4.5 Émission de titres hybrides

GDF SUEZ SA a réalisé le 3 juillet 2013 une émission de titres super subordonnés à durée indéterminée, dits hybrides, pour un montant

de 1 657 millions d'euros, qui répondent à la définition d'instruments de capitaux propres suivant les normes IFRS.

6.1.1.4.6 Endettement au 31 décembre 2013

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est exprimée à 67% en euros, 15% en dollars américains et 5% en livres sterling au 31 décembre 2013.

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

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,4 ans.

Au 31 décembre 2013, 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 13,5 milliards d'euros.

6.1.1.5. Autres postes de l'état de situation financière

Comptes publiés, en millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Impact MEE de SUEZ Environnement	Variation nette
Actifs non courants	106 775	145 109	(16 469)	(21 865)
dont goodwill	20 697	30 035	(3 220)	(6 118)
dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	72 323	99 617	(12 468)	(14 827)
dont participations dans les entreprises associées	4 636	2 961	1 400	274
Actifs courants	52 836	60 339	(7 819)	316
Capitaux propres	53 490	71 303	(4 676)	(13 136)
Provisions	16 179	17 551	(1 832)	461
Dettes financières	39 914	57 209	(10 113)	(7 182)
Autres passifs	50 027	59 385	(7 666)	(1 691)

Les commentaires ci-après portent sur la colonne «Variation nette» du tableau supra, les impacts de la mise en équivalence de SUEZ Environnement étant détaillés dans la partie 6.1.1.7 du présent rapport d'activité.

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 72,3 milliards d'euros, en recul de 14,8 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2012. Cette variation résulte pour l'essentiel des dépréciations d'actifs (- 9,1 milliards d'euros), des amortissements (- 5,9 milliards d'euros), des écarts de conversion (- 3,1 milliards d'euros), et de l'impact des actifs classés comme détenus en vue de la vente (- 3,3 milliards d'euros), partiellement compensés par les investissements de l'année (+ 7,2 milliards d'euros).

Les **goodwills** sont en baisse de - 6,1 milliards d'euros à 20,7 milliards d'euros, dont - 5,8 milliards d'euros suite aux pertes de valeur comptabilisées.

Les **participations dans les entreprises associées** s'élèvent à 4,6 milliards d'euros, en hausse de + 0,3 milliard d'euros principalement liée à la branche Energy International (SAMEA).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 53,5 milliards d'euros, en baisse de - 13,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2012, s'expliquant essentiellement par le résultat net de la période (- 8,9 milliards d'euros) et le versement de dividendes en numéraire aux actionnaires de GDF SUEZ SA (- 3,5 milliards d'euros).

Les **provisions pour risques** sont en hausse de + 0,5 milliard d'euros correspondant aux dotations nettes de la période, l'impact de la désactualisation des provisions (+ 0,6 milliard d'euros) étant compensé par les reprises pour excédents (- 0,6 milliard d'euros).

6.1.1.6. Réconciliation avec le compte de résultat publié

En millions d'euros	31 déc. 2013 Publié	31 déc. 2012 Publié	Variation SUEZ Environnement ⁽¹⁾	Variation pro forma ⁽²⁾	Variation pro forma % ⁽³⁾
Chiffre d'affaires	89 300	97 038	(7 055)	(682)	-0,8%
EBITDA	14 775	17 026	(1 069)	(1 181)	-8,1%
Résultat opérationnel courant	7 828	9 520	(534)	(1 158)	-13,8%
Résultat des activités opérationnelles	(6 695)	7 133	20	(13 848)	-226,1%
Résultat financier	(1 977)	(2 775)	211	586	-25,1%
Impôts sur les bénéfices	(727)	(2 049)	58	1 264	-67,1%
Quote-part de résultat des entreprises associées	490	433	24	33	+6,9%
RÉSULTAT NET	(8 909)	2 743	313	(11 965)	-502,8%
dont résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	380	1 199	(136)	(684)	-81,8%
dont résultat net part du Groupe	(9 289)	1 544	448	(11 281)	-730,8%

(1) Les éléments chiffrés de cette colonne ont été obtenus par différence entre les colonnes de réconciliation du compte de résultat (cf. partie 6.1.1.7) «Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part de résultat des entreprises associées» et «Opérations internes et autres» pour les années 2013 et 2012.

(2) La variation pro forma s'obtient par différence entre le compte de résultat au 31 décembre 2013 et celui au 31 décembre 2012, corrigé de l'impact de la variation SUEZ Environnement.

(3) Le pourcentage de variation pro forma s'établit par rapport au montant publié 2012, corrigé de la variation SUEZ Environnement 2012 (cf. partie 6.1.1.7).

Le chiffre d'affaires consolidé de l'exercice 2013 s'élève à 89,3 milliards d'euros. L'écart par rapport au chiffre d'affaires de l'exercice 2012 résulte pour l'essentiel de la perte de contrôle de SUEZ Environnement. La variation pro forma résiduelle (baisse de 0,8%) a été présentée en partie 6.1.1.1.

Les variations de l'EBITDA et du résultat opérationnel courant, qui s'élèvent respectivement à - 2,2 milliards d'euros et - 1,7 milliard d'euros dans les comptes consolidés, s'expliquent par :

- ▶ la perte de contrôle de SUEZ Environnement (comme pour le chiffre d'affaires) ;
- ▶ la baisse de respectivement - 8,1% et - 13,8% en pro forma, détaillée en partie 6.1.1.1.

L'impact de la perte de contrôle de SUEZ Environnement sur les agrégats «Résultat des activités opérationnelles», «Résultat financier», «Impôts sur les bénéfices», «Quote-part de résultat des entreprises associées» est non matériel.

Les variations des autres éléments du compte de résultat pro forma sont détaillées en partie 6.1.1.3.

6.1.1.7. Comptes pro forma avec le groupe SUEZ Environnement Company en entreprise associée

Le Groupe a annoncé le 5 décembre 2012 son intention, d'un commun accord avec les autres membres du pacte, de ne pas renouveler le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement lorsqu'il arrivera à échéance en juillet 2013.

À l'issue du Conseil d'Administration du 22 janvier 2013 et suite aux différentes notifications de dénonciation reçues des parties, le Groupe a annoncé que le pacte d'actionnaires ne serait pas renouvelé et prendrait donc fin le 22 juillet 2013 à l'égard de l'ensemble des parties.

Cette fin de pacte se traduit chez GDF SUEZ par la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company en juillet 2013, et par la mise en équivalence de cet ensemble dans les comptes consolidés de GDF SUEZ à compter de cette date (cf. Note 2.1).

Conformément à IAS 27 «États financiers consolidés et individuels», la participation conservée dans SUEZ Environnement Company est comptabilisée à la juste valeur à la date de perte de contrôle.

Sur la base du cours de bourse de 10,26 euros de SUEZ Environnement Company le 22 juillet 2013, la valeur comptable de l'entreprise associée s'établit à 1 868 millions d'euros, et le gain net s'élève à 448 millions d'euros (présenté sur la ligne «Effets de périmètre» du compte de résultat consolidé au 31 décembre 2013) (cf. Note 2.1).

Le PPA (*Purchase Price Allocation*) sur les actifs, passifs et passifs éventuels de SUEZ Environnement Company est quasi finalisé à la

clôture des comptes GDF SUEZ du 31 décembre 2013. Il pourrait évoluer marginalement d'ici le 30 juin 2014.

Il est présenté ci-dessous, à titre d'information, des comptes pro forma intégrant une mise en équivalence de SUEZ Environnement à compter du 1^{er} janvier 2012 sans prise en compte du gain net.

Par définition, l'état de situation financière au 31 décembre 2013 en pro forma est identique à l'état de situation financière des comptes consolidés publiés disponibles en partie II «États financiers consolidés».

Compte de résultat au 31 décembre 2013

En millions d'euros	31 déc. 2013	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part de résultat des entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
Chiffre d'affaires	89 300	(8 031)	9	81 278
Achats	(51 216)	1 698	(4)	(49 523)
Charges de personnel	(11 704)	2 107	-	(9 597)
Amortissements, dépréciations et provisions	(6 600)	548	-	(6 053)
Autres charges opérationnelles	(14 058)	3 251	(14)	(10 820)
Autres produits opérationnels	2 107	(160)	10	1 956
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	(588)	-	7 241
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(226)	1	-	(225)
Pertes de valeur	(14 943)	(4)	-	(14 947)
Restructurations	(305)	17	-	(288)
Effets de périmètre ⁽¹⁾	406	2	(448)	(41)
Autres éléments non récurrents	545	(10)	-	536
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(6 695)	(581)	(448)	(7 724)
Charges financières	(2 487)	273	(3)	(2 217)
Produits financiers	510	(50)	3	463
RÉSULTAT FINANCIER	(1 977)	223	-	(1 754)
Impôt sur les bénéfices	(727)	107	-	(620)
Quote-part de résultat des entreprises associées	490	23	-	513
RÉSULTAT NET	(8 909)	(228)	(448)	(9 585)
Résultat net part du Groupe	(9 289)	-	(448)	(9 737)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	380	(227)	-	152
EBITDA	14 775	(1 356)	-	13 419

(1) 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	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part de résultat des entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
RÉSULTAT NET	(8 909)	(227)	(448)	(9 585)
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(490)	(23)	-	(513)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	280	99	-	379
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	20 889	(516)	-	20 373
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(481)	8	448	(25)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	226	(1)	-	225
- Autres éléments sans effet de trésorerie	93	(14)	-	79
- Charge d'impôt	727	(107)	-	620
- Résultat financier	1 977	(223)	-	1 754
MBA avant résultat financier et impôt	14 313	(1 006)	-	13 307
+ Impôt décaissé	(2 103)	101	-	(2 002)
Variation du besoin en fonds de roulement	(186)	238	-	53
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	12 024	(667)	-	11 357
Investissements corporels et incorporels	(7 529)	594	-	(6 936)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(363)	13	-	(350)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	(166)	4	(1)	(162)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(143)	14	-	(128)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	280	(24)	-	256
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	496	(21)	1	477
Cessions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	1 441	(7)	-	1 434
Cessions de titres disponibles à la vente	174	(1)	-	173
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	67	3	3	73
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	137	(18)	-	120
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(6)	41	143	178
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(5 611)	599	147	(4 865)
Dividendes payés	(4 694)	348	-	(4 346)
Remboursement de dettes financières	(5 869)	519	-	(5 350)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(437)	28	-	(408)
Intérêts financiers versés	(1 494)	230	(3)	(1 267)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	117	(25)	-	92
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés	(184)	(10)	-	(195)
Augmentation des dettes financières	3 617	(959)	(142)	2 517
Augmentation/diminution de capital	2 037	(2)	-	2 035
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	(6 982)	141	(145)	(6 986)
Effet des variations de change et divers	(2 123)	2 160	(2)	35
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(2 691)	2 233	-	(458)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	11 383	(2 233)	-	9 150
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	8 691	-	-	8 691

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.

Compte de résultat au 31 décembre 2012

En millions d'euros	31 déc. 2012 ⁽¹⁾	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part de résultat des entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
Chiffre d'affaires	97 038	(15 093)	15	81 960
Achats	(52 177)	3 481	(9)	(48 704)
Charges de personnel	(13 234)	3 767	-	(9 467)
Amortissements, dépréciations et provisions	(7 113)	1 036	-	(6 077)
Autres charges opérationnelles	(17 188)	5 925	(24)	(11 288)
Autres produits opérationnels	2 194	(238)	18	1 974
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	9 520	(1 121)	-	8 399
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	109	(4)	-	105
Pertes de valeur	(2 474)	87	-	(2 387)
Restructurations	(342)	78	-	(263)
Effets de périmètre	155	(45)	-	110
Autres éléments non récurrents	165	(4)	-	161
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	7 133	(1 009)	-	6 124
Charges financières	(3 433)	526	(7)	(2 914)
Produits financiers	658	(92)	7	573
RÉSULTAT FINANCIER	(2 775)	434	-	(2 341)
Impôt sur les bénéfices	(2 049)	165	-	(1 884)
Quote-part de résultat des entreprises associées	433	47	-	480
RÉSULTAT NET	2 743	(363)	-	2 380
Résultat net part du Groupe	1 544	-	-	1 544
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	1 199	(364)	-	836
EBITDA	17 026	(2 426)	-	14 600

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

État des flux de trésorerie au 31 décembre 2012

En millions d'euros	31 déc. 2012 ⁽¹⁾	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part de résultat des entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
RÉSULTAT NET	2 743	(363)	-	2 380
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(433)	(47)	-	(480)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	315	79	-	394
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	9 246	(1 121)	-	8 125
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(87)	50	-	(37)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(109)	4	-	(105)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	114	(24)	-	90
- Charge d'impôt	2 049	(165)	-	1 884
- Résultat financier	2 775	(434)	-	2 341
MBA avant résultat financier et impôt	16 612	(2 022)	-	14 591
+ Impôt décaissé	(2 010)	113	-	(1 898)
Variation du besoin en fonds de roulement	(995)	(330)	-	(1 325)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	13 607	(2 239)	-	11 368
Investissements corporels et incorporels	(9 177)	1 222	-	(7 955)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(103)	5	-	(98)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	(306)	65	-	(241)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(142)	21	-	(121)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	185	(35)	-	151
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	537	(74)	-	462
Cessions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	300	(3)	-	297
Cessions de titres disponibles à la vente	93	(32)	-	61
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	54	(1)	7	60
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	129	(19)	-	110
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(21)	147	6	132
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(8 451)	1 296	13	(7 142)
Dividendes payés	(2 117)	483	-	(1 634)
Remboursement de dettes financières	(7 558)	1 485	-	(6 073)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	2 473	9	-	2 482
Intérêts financiers versés	(1 915)	417	(7)	(1 504)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	185	(45)	-	139
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés	(721)	68	-	(653)
Augmentation des dettes financières	11 587	(1 146)	(6)	10 435
Augmentation/diminution de capital	229	-	-	229
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(358)	-	-	(358)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	(10 125)	(21)	-	(10 147)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(8 321)	1 250	(13)	(7 085)
Effet des variations de change et divers	(126)	(2 541)	-	(2 667)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(3 293)	(2 233)	-	(5 526)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	14 675	-	-	14 675
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	11 383	(2 233)	-	9 150

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

6.1.1.8. 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 2013, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 28 608 millions d'euros en augmentation de 2,5% par rapport à 2012, notamment sous l'effet d'un climat plus favorable.

Le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé s'établit à - 676 millions d'euros contre - 267 millions d'euros en 2012. Cette dégradation provient principalement des dotations nettes aux provisions pour certains contrats déficitaires.

Le résultat financier est positif à 1 054 millions d'euros contre 749 millions d'euros sur l'exercice 2012. Il intègre pour l'essentiel les dividendes reçus des filiales pour 1 778 millions d'euros contre 1 734 en 2012, le coût de la dette qui reste stable à - 843 millions d'euros, et une reprise de provision pour risque de taux de 167 millions d'euros suite à la mise à valeur de marché des instruments dérivés sur les taux non qualifiés de couverture.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de - 483 millions d'euros principalement sous les effets conjoints des dépréciations nettes de reprises sur titres (- 254 millions d'euros), des pénalités de remboursements des émissions obligataires (- 165 millions d'euros), d'abandon de créance consenti (- 60 millions d'euros), compensés par les reprises nettes sur amortissements dérogatoires (+ 112 millions d'euros).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 768 millions d'euros contre un produit d'impôt de 542 millions d'euros en 2012 (ces deux montants comprennent respectivement un produit d'intégration fiscale de 441 millions d'euros en 2013 et 381 millions d'euros en 2012).

Le résultat net ressort à 663 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 43 984 millions d'euros contre 46 976 millions d'euros à fin 2012, sous l'effet de la distribution de dividendes en numéraire partiellement compensée par le résultat net de la période.

Au 31 décembre 2013, les dettes financières, y compris titres participatifs, ressortent à 27 453 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 6 320 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. 2013			31 déc. 2012		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Échues	114	142	256	2	43	45
À 30 jours	40	614	654	476	27	503
À 45 jours	6	15	21	17	8	25
À + 45 jours	-	17	17	3	-	3
TOTAL	160	788	948	498	78	576

6.1.1.9. Perspectives

Accélération de la stratégie industrielle du Groupe

GDF SUEZ souhaite poursuivre et accélérer la mise en œuvre de sa stratégie industrielle avec deux objectifs :

► **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 ;

et

► **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 business (biogaz, smart energy, digitalisation...).

GDF SUEZ poursuit dans tous ses métiers des objectifs industriels ambitieux :

- Fin 2013, le Groupe dispose de **15 GW⁽¹⁾ de projets en construction ou en développement avancé** dont près de 90% sont situés dans des pays à forte croissance.
- Dans le gaz naturel, le Groupe vise une production de gaz naturel de **59-63 millions de barils équivalent pétrole (mbep) à horizon 2016** contre 52 mbep en 2013 et il souhaite développer son portefeuille de GNL de 16 millions de tonnes par an (mtpa) à **20 mtpa d'ici 2020**.

(1) A 100 %.

- Dans les services à l'énergie, GDF SUEZ poursuit l'objectif ambitieux **d'augmenter de 40% son chiffre d'affaires dans l'efficacité énergétique entre 2013 et 2018** et souhaite doubler ses ventes hors d'Europe d'ici 2019.

Enfin, l'objectif de GDF SUEZ est de préparer l'avenir en renforçant l'innovation et la recherche et en se positionnant sur de nouveaux business (biogaz, GNL de détail, pilotage de la demande, digitalisation...). Il vient ainsi de mettre en place une nouvelle entité dédiée «**Innovation et nouveaux business**» afin de stimuler l'innovation au sein du Groupe et de capter de nouveaux relais de croissance.

Révision à la hausse des objectifs financiers 2014

Pour 2014, le Groupe revoit à la hausse ses objectifs financiers⁽¹⁾ :

- un **résultat net récurrent part du Groupe**⁽²⁾ entre 3,3 et 3,7 milliards d'euros, à climat moyen et régulation stable ;
- des **investissements nets**⁽³⁾ entre 6 et 8 milliards d'euros ;
- un **ratio dette nette/Ebitda** inférieur ou égal à 2,5x et le maintien d'une notation de catégorie «A».

Ayant déjà atteint l'objectif d'une dette nette en dessous de 30 milliards qu'il s'était fixé pour fin 2014, le Groupe a décidé :

- de réviser son objectif de 11 milliards d'euros du programme d'optimisation de portefeuille, dont 5 milliards d'euros ont déjà été réalisés en 2013 ;
- d'affecter désormais le produit des cessions à des investissements de croissance supplémentaires.

Ambition augmentée pour le plan *Perform* 2015

Au vu des résultats du plan *Perform 2015* supérieurs aux objectifs déjà enregistrés en 2013 et de l'environnement économique toujours dégradé en Europe, GDF SUEZ a décidé d'accélérer la mise en œuvre du plan et d'augmenter de 800 millions d'euros la contribution brute cumulée à fin 2015. L'objectif sur le résultat récurrent part du groupe s'élève désormais à 0,9 milliard d'euros cumulé à fin 2015.

Nouvelle politique de dividende

Le Conseil d'Administration proposera aux actionnaires un dividende stable et payable en numéraire de 1,5 euro au titre de l'exercice 2013 lors de l'Assemblée Générale du 28 avril 2014.

Pour la période 2014-2016, le Groupe s'engage sur une politique de dividende basée sur un taux de distribution de 65-75%⁽⁴⁾ et avec un minimum de 1 euro par action, payable en numéraire et avec paiement d'un acompte.

Le Conseil d'Administration proposera également aux actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 28 avril 2014 un dividende majoré de 10% pour tout actionnaire justifiant d'une inscription nominative depuis deux ans au moins. Cette mesure s'appliquera pour la première fois pour le paiement du dividende dû au titre de l'année 2016 et sera plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Des ambitions sociales et environnementales renforcées

GDF SUEZ est par ailleurs en bonne voie dans l'atteinte de ses **objectifs extra-financiers** à l'horizon 2015, celui de la formation étant même déjà atteint avec 69% des salariés formés en 2013 :

- émissions spécifiques de CO₂ : réduction du taux de 10% entre 2012 et 2020 ;
- énergies renouvelables : augmentation des capacités installées de 50% par rapport à 2009 ;
- santé et sécurité : atteinte d'un taux de fréquence des accidents inférieur à 4 ;
- biodiversité : déploiement d'un plan d'actions pour chaque site sensible au sein de l'Union européenne
- mixité : 25% de femmes cadres ;
- formation annuelle d'au moins deux tiers des salariés du Groupe ;
- actionnariat salarié : 3% du capital social du Groupe détenu par les salariés du Groupe.

En France, GDF SUEZ est l'un des principaux employeurs avec 74 000 collaborateurs. Dans le monde, GDF SUEZ est présent dans plus de 70 pays et emploie près de 150 000 collaborateurs ; il prévoit de recruter 15 000 personnes par an dans le monde dont 9 000 par an en France sur la période 2014-2015.

(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2013 pour la partie non couverte de la production, et de cours de change moyen suivants pour 2014 : 1,38 €/€, 3,38 €/BRL.

(2) Résultat net hors coûts de restructurations, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et impacts fiscaux associés et contribution nucléaire en Belgique.

(3) Investissements nets = investissements bruts – cessions ; (cash et effet dette nette).

(4) Sur la base du résultat net récurrent, part du Groupe.

6.1.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les informations financières *pro forma* relatives à l'exercice 2013

Aux Président-Directeur Général et Vice-Président-Directeur Général Délégué,

En notre qualité de commissaires aux comptes et en application du règlement (CE) N° 809/2004, nous avons établi le présent rapport sur les informations financières *pro forma* non auditées (les « Informations Pro Forma ») de la société GDF SUEZ, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2013 et incluses dans la partie 6.1.1.7. du document de référence 2013 de GDF SUEZ.

Ces Informations Pro Forma ont été préparées aux seules fins d'illustrer l'effet de la mise en équivalence du groupe Suez Environnement Company qui résulte de sa perte de contrôle par GDF SUEZ en raison du non-renouvellement du pacte d'actionnaires intervenu le 22 juillet 2013. Ces Informations Pro Forma reflètent l'incidence sur le compte de résultat et l'état des flux de trésorerie consolidés de la société GDF SUEZ pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2013, de la mise en équivalence du groupe Suez Environnement Company, si celle-ci avait pris effet au 1er janvier 2012. De par leur nature même, elles décrivent une situation hypothétique et ne sont pas nécessairement représentatives de la situation financière ou des performances qui auraient pu être constatées si l'opération ou l'événement était survenu à une date antérieure à celle de sa survenance effective.

Ces Informations Pro Forma ont été établies sous votre responsabilité en application des dispositions du règlement (CE) N°809/2004 et des recommandations ESMA (ex-CESR) relatives aux Informations Pro Forma.

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion, dans les termes requis par l'annexe II point 7 du règlement (CE) N° 809/2004, sur le caractère adéquat de l'établissement des Informations Pro Forma.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences qui ne comportent pas d'examen des informations financières sous-jacentes à l'établissement des Informations Pro Forma ont consisté principalement à vérifier que les bases à partir desquelles ces Informations Pro Forma ont été établies concordent avec les documents sources, à examiner les éléments probants justifiant les retraitements *pro forma* et à nous entretenir avec la direction de la société GDF SUEZ pour collecter les informations et les explications que nous avons estimées nécessaires.

A notre avis :

- les Informations Pro Forma ont été adéquatement établies sur la base indiquée ;
- cette base est conforme aux méthodes comptables de l'émetteur.

Ce rapport est émis aux seules fins du dépôt du document de référence auprès de l'AMF et, le cas échéant, de l'offre au public en France et dans les autres pays de l'Union européenne dans lesquels un prospectus, comprenant ce document de référence, visé par l'AMF, serait notifié, et ne peut être utilisé dans un autre contexte.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 7 mars 2014

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Ernst & Young et Autres

Mazars

Véronique Laurent

Pascal Macioce

Isabelle Sapet

Pascal Pincemin

Charles-Emmanuel Chosson

Thierry Blanchetier

6.1.3 Trésorerie et capitaux

6.1.3.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

Structure de l'endettement

L'endettement brut (hors découverts bancaires hors coût amorti et hors dérivés) à fin 2013 s'élève à 38,2 milliards d'euros, en forte baisse par rapport à fin 2012, et se compose principalement de financements obligataires pour 23 milliards d'euros et d'emprunts bancaires (y compris les locations financement) pour un montant de 8,6 milliards d'euros. Les emprunts à court terme *Commercial Papers*/billets de trésorerie plus tirages sur lignes de crédit représentent 15% de la dette brute totale à fin 2013.

74% 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 29,2 milliards d'euros à fin 2013.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 67% en euros, 15% en dollars américains et 5% en livres sterling à fin 2013.

Après impact des dérivés, 81% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute (hors SUEZ Environnement) s'établit à 3,68%, en baisse de 52 points de base par rapport à 2012. La durée moyenne de la dette nette est de 9,4 ans à fin 2013.

Principales opérations de l'année 2013

Les principales opérations de l'année 2013 impactant l'endettement financier net sont décrites dans la Note 15.3.2. du chapitre 6.2 «Comptes consolidés». Par ailleurs, le Groupe a mis en place 750 millions d'euros de nouvelles lignes de crédit centralisées, dans une volonté de diversification des contreparties. En 2013, la mise à jour annuelle du prospectus EMTN de GDF SUEZ de 25 milliards d'euros a reçu le visa n° 13-0514 de l'AMF en date du 27 septembre 2013.

Notations

GDF SUEZ est noté A/A-1 par Standard & Poor's et A1/P-1 par Moody's, sous perspective négative depuis respectivement mai 2013 et juillet 2012.

6.1.3.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2013, 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 13,5 milliards d'euros. 92% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et ne font l'objet d'aucun ratio de crédit ou de référence à une notation. Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 6% du total de ces lignes centralisées. À fin 2013, 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 2013, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en ligne avec les *covenants* et représentations figurant dans leur documentation financière, à l'exception :

► de trois filiales de la branche Energy International pour le non-respect d'un *covenant* ;

► de trois filiales de la branche Energie Europe pour le non-respect d'un *covenant* ;

► d'une filiale de la branche Energie Services pour le non-respect d'un *covenant*.

Au 31 décembre 2013, aucun défaut n'a été invoqué par les contreparties ; des *waivers* sont en cours de discussion ou déjà octroyés. Dans le cas d'une filiale de la Branche Energie Europe, en janvier 2014, les prêteurs ont invoqué un *Event of Default* avec l'intention de négocier un *financial standstill*. Ces non-respects sont sans impact sur les lignes accessibles au Groupe.

6.1.3.3 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 3,5 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2014 (hors maturité des *Commercial Papers*/billets de trésorerie de 5,1 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 8,8 milliards d'euros au 31 décembre 2013 (nette des découverts bancaires) et, comme mentionné à la Section 6.1.3.2 «Restrictions à l'utilisation des capitaux», un montant de 13,5 milliards d'euros de lignes disponibles (non nette du montant des *Commercial Papers*/billets de trésorerie émis), dont 2,4 milliards d'euros à échéance 2014.

6.2 COMPTES CONSOLIDÉS

6.2.1	États financiers consolidés	196
6.2.2	Notes aux comptes consolidés	203
NOTE 1	Résumé des méthodes comptables	203
NOTE 2	Principales variations de périmètre	217
NOTE 3	Information sectorielle	225
NOTE 4	Éléments du résultat opérationnel courant	230
NOTE 5	Résultat des activités opérationnelles	231
NOTE 6	Résultat financier	238
NOTE 7	Impôts	240
NOTE 8	Résultat net récurrent part du Groupe	244
NOTE 9	Résultat par action	245
NOTE 10	Goodwills	246
NOTE 11	Immobilisations incorporelles	250
NOTE 12	Immobilisations corporelles	252
NOTE 13	Participations dans les entreprises associées	254
NOTE 14	Participations dans les coentreprises	257
NOTE 15	Instruments financiers	258
NOTE 16	Risques liés aux instruments financiers	268
NOTE 17	Éléments sur capitaux propres	280
NOTE 18	Provisions	282
NOTE 19	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	286
NOTE 20	Activité Exploration-Production	293
NOTE 21	Contrats de location-financement	294
NOTE 22	Contrats de location simple	295
NOTE 23	Contrats de concession	296
NOTE 24	Palements fondés sur des actions	297
NOTE 25	Transactions avec des parties liées	300
NOTE 26	Rémunération des dirigeants	303
NOTE 27	Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs	303
NOTE 28	Litiges et concurrence	304
NOTE 29	Événements postérieurs à la clôture	309
NOTE 30	Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2013	309
NOTE 31	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	315

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	4	89 300	97 038
Achats		(51 216)	(52 177)
Charges de personnel	4	(11 704)	(13 234)
Amortissements, dépréciations et provisions	4	(6 600)	(7 113)
Autres charges opérationnelles		(14 058)	(17 188)
Autres produits opérationnels		2 107	2 194
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT		7 828	9 520
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(226)	109
Pertes de valeur		(14 943)	(2 474)
Restructurations		(305)	(342)
Effets de périmètre		406	155
Autres éléments non récurrents		545	165
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5	(6 695)	7 133
Charges financières		(2 487)	(3 433)
Produits financiers		510	658
RÉSULTAT FINANCIER	6	(1 977)	(2 775)
Impôt sur les bénéfices	7	(727)	(2 049)
Quote-part de résultat des entreprises associées	13	490	433
RÉSULTAT NET		(8 909)	2 743
Résultat net part du Groupe		(9 289)	1 544
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		380	1 199
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	9	(3,94)	0,68
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	9	(3,91)	0,67

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2013	31 déc. 2013 Quote-part du Groupe	31 déc. 2013 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2012 ⁽¹⁾	31 déc. 2012 Quote-part du Groupe ⁽¹⁾	31 déc. 2012 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		(8 909)	(9 289)	380	2 743	1 544	1 199
Actifs financiers disponibles à la vente	15	(51)	(45)	(6)	309	273	36
Couverture d'investissement net		375	327	48	(76)	(66)	(10)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	16	537	450	87	(304)	(326)	22
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	16	(261)	(255)	(6)	(445)	(469)	25
Impôts différés sur éléments ci-dessus	7	(212)	(181)	(31)	276	272	4
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, nette d'impôt		128	95	33	(28)	(8)	(20)
Écarts de conversion		(2 043)	(1 591)	(451)	(372)	(452)	80
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		(1 527)	(1 201)	(326)	(640)	(777)	137
Pertes et gains actuariels		633	598	35	(661)	(567)	(94)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	7	(200)	(189)	(11)	222	196	26
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(12)	(12)	-	(1)	-	(1)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		420	397	24	(440)	(371)	(68)
RÉSULTAT GLOBAL		(10 016)	(10 093)	77	1 664	396	1 268

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

État de situation financière

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	11	7 286	13 020
Goodwills	10	20 697	30 035
Immobilisations corporelles nettes	12	65 037	86 597
Titres disponibles à la vente	15	3 015	3 398
Prêts et créances au coût amorti	15	2 368	3 541
Instruments financiers dérivés	15	2 351	3 108
Participations dans les entreprises associées	13	4 636	2 961
Autres actifs	27	723	962
Impôts différés actif	7	662	1 487
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		106 775	145 109
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	15	1 078	1 630
Instruments financiers dérivés	15	3 825	4 280
Clients et autres débiteurs	15	21 318	25 034
Stocks	27	5 070	5 423
Autres actifs	27	8 229	9 012
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	15	1 004	432
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	8 691	11 383
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	3 620	3 145
TOTAL ACTIFS COURANTS		52 836	60 339
TOTAL ACTIF		159 611	205 448

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

PASSIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		47 955	59 834
Participations ne donnant pas le contrôle		5 535	11 468
TOTAL CAPITAUX PROPRES	17	53 490	71 303
Passifs non courants			
Provisions	18	14 129	15 480
Dettes financières	15	29 424	45 247
Instruments financiers dérivés	15	2 101	2 751
Autres passifs financiers	15	158	343
Autres passifs	27	1 187	2 063
Impôts différés passif	7	9 792	11 959
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		56 792	77 843
Passifs courants			
Provisions	18	2 050	2 071
Dettes financières	15	10 490	11 962
Instruments financiers dérivés	15	4 062	4 092
Fournisseurs et autres créanciers	15	16 599	19 481
Autres passifs	27	13 606	16 820
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	2 521	1 875
TOTAL PASSIFS COURANTS		49 329	56 302
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		159 611	205 448

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Écarts de con- version	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2011										
	2 252 636 208	2 253	29 716	31 205	240	447	(930)	62 931	17 340	80 270
Impact IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1)				78				78	6	84
CAPITAUX PROPRES AU 1^{ER} JANVIER 2012⁽¹⁾										
	2 252 636 208	2 253	29 716	31 283	240	447	(930)	63 009	17 346	80 354
Résultat net ⁽¹⁾				1 544				1 544	1 199	2 743
Autres éléments du résultat global ⁽¹⁾				(371)	(325)	(452)		(1 148)	68	(1 080)
RÉSULTAT GLOBAL ⁽¹⁾				1 174	(325)	(452)	-	396	1 268	1 664
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	4 604 700	5	68	102				175	8	183
Dividendes distribués en actions	155 583 181	156	2 438	(2 593)				-		-
Dividendes distribués en numéraire (cf. Note 17)				(767)				(767)	(1 352)	(2 119)
Achat/vente d'actions propres				(83)			(276)	(359)		(359)
Transactions entre actionnaires (opération International Power, cf. Note 2.5)				(2 304)	(157)	240		(2 221)	(5 841)	(8 062)
Conversion des obligations convertibles International Power (cf. Note 2.5)				(288)				(288)		(288)
Autres transactions entre actionnaires				(102)				(102)	(175)	(277)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle								-	156	156
Autres variations			(15)	6				(10)	59	49
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2012⁽¹⁾										
	2 412 824 089	2 413	32 207	26 427	(242)	235	(1 206)	59 834	11 468	71 303

(1) Les données comparatives ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Écarts de con- version	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2012⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413	32 207	26 427	(242)	235	(1 206)	59 834	11 468	71 303
Résultat net				(9 289)				(9 289)	380	(8 909)
Autres éléments du résultat global				397	391	(1 591)		(804)	(303)	(1 107)
RÉSULTAT GLOBAL				(8 893)	391	(1 591)	-	(10 093)	77	(10 016)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				88				88	5	93
Dividendes distribués en numéraire (cf. Note 17)				(3 539)				(3 539)	(1 071)	(4 610)
Achat/vente d'actions propres (cf. Note 17)				(101)			97	(5)		(5)
Perte de contrôle de SUEZ Environnement (cf. Note 2.1)								-	(5 152)	(5 152)
Émission de titres super subordonnés à durée indéterminée (Note 17.7)				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	2 412 824 089	2 413	32 207	15 650	152	(1 356)	(1 109)	47 955	5 535	53 490

(1) Les données comparatives ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

État des flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		(8 909)	2 743
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées		(490)	(433)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées		280	315
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations		20 889	9 246
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(481)	(87)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		226	(109)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		93	114
- Charge d'impôt		727	2 049
- Résultat financier		1 977	2 775
MBA avant résultat financier et impôt		14 313	16 612
+ Impôt décaissé		(2 103)	(2 010)
Variation du besoin en fonds de roulement	27	(186)	(995)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		12 024	13 607
Investissements corporels et incorporels	3.4.3	(7 529)	(9 177)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	3.4.3	(363)	(103)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	3.4.3	(166)	(306)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	3.4.3	(143)	(142)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		280	185
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		496	537
Cessions de participations dans les entreprises associées et coentreprises		1 441	300
Cessions de titres disponibles à la vente		174	93
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		67	54
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		137	129
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	3.4.3	(6)	(21)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(5 611)	(8 451)
Dividendes payés		(4 694)	(2 117)
Remboursement de dettes financières		(5 869)	(7 558)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		(437)	2 473
Intérêts financiers versés		(1 494)	(1 915)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		117	185
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés		(184)	(721)
Augmentation des dettes financières		3 617	11 587
Augmentation/diminution de capital	17.7	2 037	229
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(5)	(358)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	3.4.3	(71)	(10 125)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(6 982)	(8 321)
Effet des variations de change et divers		(2 123)	(126)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		(2 691)	(3 291)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		11 383	14 675
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		8 691	11 383

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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 26 février 2014, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2013.

NOTE 1 RÉSUMÉ DES 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 fournis pour les deux derniers exercices 2012 et 2013 et sont établis conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2013, 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 2013 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2012 à l'exception des éléments suivants en 1.1.1 à 1.1.3.

1.1.1 Norme IAS 19 Révisée – Avantages du personnel applicable au 1^{er} janvier 2013

Les changements de principe comptable induits par l'application d'IAS 19 Révisée sont les suivants pour le Groupe :

- ▶ IAS 19 Révisée requiert de calculer une charge (produit) d'intérêt nette qui correspond au produit de l'engagement net du régime à prestations définies par le taux d'actualisation applicable à la dette actuarielle du régime concerné. Cette charge (produit) d'intérêt nette est présentée sur la ligne «Charges financières» («Produits financiers») du compte de résultat. Jusqu'au 31 décembre 2012, le Groupe déterminait deux composantes financières distinctes dans son compte de résultat au titre des régimes à prestations définies :
 - une charge d'intérêt (ligne «Charges financières» du compte de résultat) correspondant au produit de la dette actuarielle par le taux d'actualisation ;

- un produit financier (ligne «Produits financiers» du compte de résultat), correspondant au rendement attendu sur les actifs de couverture ;

- ▶ les frais d'administration des régimes à prestations définies, qui étaient auparavant intégrés dans le calcul de la dette actuarielle et donc provisionnés selon les dispositions prévues par IAS 19, sont désormais comptabilisés en résultat lorsqu'ils sont encourus ;
- ▶ les coûts des services passés relatifs aux droits non encore acquis, dont la comptabilisation était auparavant étalée sur la durée moyenne d'acquisition des droits, doivent désormais être comptabilisés immédiatement dans l'état de situation financière.

Ces changements de principes comptables, appliqués de façon rétrospective à compter du 1^{er} janvier 2012, ont les incidences suivantes sur les états financiers comparatifs 2012 :

- ▶ dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012, l'application de ces nouvelles dispositions s'est traduite par une diminution des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi de 146 millions d'euros, une diminution des impôts différés actifs de 50 millions d'euros et une augmentation des capitaux propres de 96 millions d'euros. Ces retraitements sont essentiellement dus au changement de traitement des frais d'administration ;
- ▶ dans le compte de résultat au 31 décembre 2012, l'impact est une diminution du résultat financier et du résultat net de respectivement 19 et 12 millions d'euros. Les résultats de base et dilué ne sont pas modifiés. Les incidences sur l'état du résultat global au 31 décembre 2012 sont une diminution de 22 millions d'euros des éléments non recyclables (pertes et gains actuariels et impôts différés y afférant) ;
- ▶ l'application de ces principes se traduit par une augmentation des capitaux propres de 84 millions d'euros au 1^{er} janvier 2012.

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

1.1.2 Autres Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire en 2013

- ▶ IFRS 13 – Évaluation à la juste valeur. L'application de ces dispositions n'a pas d'incidence significative sur le compte de résultat et l'état de situation financière du Groupe. Les informations complémentaires requises par IFRS 13 concernant les justes valeurs des actifs et passifs sont fournies dans la Note 15 « Instruments financiers » ;
- ▶ Amendements IAS 12 – Impôts sur le résultat - Impôt différé – Recouvrement des actifs sous-jacents. Le Groupe n'est pas concerné par ces amendements ;
- ▶ Amendement IFRS 7 – Informations à fournir - Compensation d'actifs financiers et de passifs financiers ; les informations requises sur les compensations et accords de compensation relatifs aux instruments financiers dérivés actifs et passifs sont présentées dans la Note 15 « Instruments financiers » ;
- ▶ Améliorations annuelles – Cycle 2009-2011. Ces amendements n'ont pas d'incidence pour le Groupe ;
- ▶ IFRIC 20 – Frais de découverte engagés pendant la phase d'exploitation d'une mine à ciel ouvert. Le Groupe n'est pas concerné par cette interprétation.

1.1.3 Amendements IFRS applicables en 2014 et anticipés par le Groupe en 2013

- ▶ Amendements IAS 36 – Informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers. Ces amendements limitent les informations à communiquer sur la valeur recouvrable d'une UGT comprenant un *goodwill* ou des immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie, aux seules UGT dans lesquelles une dépréciation ou reprise de dépréciation a été comptabilisée et non sur toutes les UGT.

1.1.4 Normes IFRS, amendements et interprétations applicables en 2014 et non anticipés par le Groupe

- ▶ IFRS 10 – États financiers consolidés.
- ▶ IFRS 11 – Partenariats.
- ▶ Amendement IAS 28 - Participations dans des entreprises associées et des coentreprises.

Les analyses réalisées montrent que l'application de ces normes et amendements n'aura pas d'incidence significative sur les états financiers du Groupe au 1^{er} janvier 2014.

- ▶ IFRS 12 – Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités.
- ▶ Amendements IAS 32 – Instruments financiers : Présentation – Compensation d'actifs financiers et de passifs financiers.
- ▶ IFRS 9 Comptabilité de couverture – Amendements IFRS 9, IFRS 7, IAS 39⁽¹⁾.
- ▶ Amendements IAS 39 – Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture
- ▶ IFRIC 21 – Droits ou taxes (« Levies »)⁽¹⁾.

Les conséquences que ces nouvelles normes, amendements et interprétations pourraient avoir pour le Groupe au 1^{er} janvier 2014 sont en cours d'analyse.

1.1.5 Normes IFRS et amendements applicables après 2014

- ▶ IFRS 9 – Instruments financiers – Classement et évaluation⁽¹⁾.
- ▶ Amendements IAS 19 – Plans à prestations définies : contributions des employés⁽¹⁾.
- ▶ Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2010-2012⁽¹⁾.
- ▶ Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2011-2013⁽¹⁾.

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

1.1.6 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

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

pour les tests de valeur et les calculs des provisions. Le Groupe y a par ailleurs intégré, toute fin 2013, un changement de vue structurel sur les équilibres de moyen et long terme des marchés de l'énergie en Europe, actant ce faisant un changement profond de paradigme affectant plusieurs de ses métiers.

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 ;
- ▶ l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* et 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 et stockage des déchets nucléaires, 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 ;
- ▶ l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

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, l'évolution du cadre réglementaire, plus sensibles sur certaines activités, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et du 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 et les UGT pour lesquelles des pertes de valeur significatives ont été comptabilisées en 2013 (cf. Note 5.2 «Pertes de valeur» et la Note 10.3 «Tests de pertes de valeur sur les UGT *goodwill*»), les hypothèses clés des tests de perte de valeur sont les suivantes :

- ▶ UGT Énergie – Central Western Europe (CWE) – (branche GDF SUEZ 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, la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France et la mise en place de marchés de capacité pour l'électricité), 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 Stockage (branche GDF SUEZ Infrastructures)

Les hypothèses clés comprennent notamment l'évolution du niveau des *spreads* saisonniers du gaz naturel en France et en Allemagne, les prévisions de volatilité des prix du gaz au Royaume-Uni, les évolutions du cadre réglementaire relatif à l'accès des tiers aux stockages en France, ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

- ▶ UGT Actifs Énergie – Europe du Sud (branche GDF SUEZ Énergie Europe)

Les hypothèses clés comprennent l'évolution de la demande d'électricité et de gaz, les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles, du CO₂ et de l'électricité ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

- ▶ 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 2019. 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, 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 GDF SUEZ 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 traitement 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. Toutefois, il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

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. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturé à la date de clôture.

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 la comptabilisation des contrats de concession, 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'électricité et de gaz.

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 méthodes de consolidation utilisées par le Groupe sont l'intégration globale, l'intégration proportionnelle et la mise en équivalence :

- Les filiales (sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif) sont consolidées par intégration globale ;
- Les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle, au pourcentage d'intérêt ;
- La mise en équivalence s'applique à toutes les entreprises associées dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable. Selon cette méthode, le Groupe enregistre sur une ligne spécifique du compte de résultat consolidé intitulée «Part dans le résultat des entreprises associées» sa quote-part du résultat net de l'entreprise consolidée par mise en équivalence.

L'évaluation du type de contrôle est réalisée au cas par cas et repose sur une analyse du contrôle, après prise en compte des cas de présomption précisés dans les normes IAS 27, 28 et 31.

Toutes les transactions et positions internes sont éliminées en consolidation.

La liste des principales sociétés consolidées par intégration globale est présentée dans la Note 30 «Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2013» aux états financiers.

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. 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 associées».

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 perte 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. Compte tenu des activités du Groupe, les montants comptabilisés en tant que frais de développement à l'actif de l'état de situation financière sont peu significatifs.

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 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.

1.4.5 Immobilisations corporelles**1.4.5.1 Immobilisations corporelles – 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.

Le Groupe applique IAS 23 qui consiste à incorporer dans le coût de l'actif correspondant les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction de l'actif qualifié.

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. Il est valorisé au coût d'achat moyen majoré des coûts de regazéification, de transport et d'injection.

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 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 amorties sur 40 ans de manière prospective depuis l'exercice 2003.

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 exposées.

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.

Le calcul d'amortissement débute à partir de la mise en production des champs.

Les immobilisations de production, y compris les coûts de remise en état des sites, sont amorties selon la méthode à l'unité de production (UOP «*unit of production method*») au rythme de l'épuisement du champ (déplétion) sur la base des réserves prouvées développées.

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.

Ces interprétations précisent les caractéristiques communes aux contrats de concession :

- ▶ la fourniture d'un service public et la gestion de l'infrastructure associée sont confiées au concessionnaire avec des obligations plus ou moins étendues d'extension et de renouvellement ;
- ▶ le concédant a l'obligation d'assurer le service public qui fait l'objet de la concession (critère déterminant) ;
- ▶ le concessionnaire est le responsable de l'exploitation et non un simple agent agissant sur ordre ;
- ▶ le prix et les conditions (régulation) de révision de prix sont fixés à l'origine du contrat.

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

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

En application d'IFRIC 12, les droits du concessionnaire sur les infrastructures des contrats de concession sont comptabilisés selon la nature de la rémunération à recevoir. Ainsi :

- ▶ le modèle «actif financier» est applicable quand le concessionnaire obtient un droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie ou un autre actif financier, soit directement de la part du concédant soit indirectement par l'intermédiaire des garanties données par le concédant sur le montant des encaissements de la part des usagers du service public (*via*, par exemple, un Taux de Rendement Interne garanti contractuellement) ;
- ▶ dans les autres cas, le modèle «actif incorporel» est applicable : le concessionnaire bénéficie alors d'un simple droit à facturer les usagers du service public.

Autres concessions

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

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des 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 comptable des actifs concernés est ramenée à 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 sur actifs» 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 futurs 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 fixes. 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).

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 CUMP.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre de la Directive européenne 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne, des quotas d'émission de GES ont été alloués à titre gratuit à plusieurs sites industriels du Groupe. Les sites visés sont tenus de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions des gaz à effet de serre constatées lors de l'année écoulée. Afin de couvrir un éventuel déficit de quotas, le Groupe peut être amené à acheter des quotas sur les marchés d'échange de droits à polluer.

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 de GES :

- ▶ les quotas constituent des stocks, puisqu'ils sont consommés dans le processus de production ;
- ▶ les quotas alloués à titre gratuit sont comptabilisés dans l'état de situation financière pour une valeur nulle ;
- ▶ les quotas acquis à titre onéreux sur le marché sont comptabilisés à leur coût d'acquisition.

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.

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 majoré 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 sur actifs». 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.

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 incondicional 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 du *put*, 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 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 «Marked-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 gratuites d'actions

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 Révisée (voir 1.1.1). 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 continuent à être 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 (légal ou implicite) à l'égard d'un tiers résultant d'un événement passé et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration soit en commençant à exécuter le plan soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement 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 *Marked-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 (*Marked-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 sur actifs : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwills*, les immobilisations incorporelles et corporelles, les participations dans les entreprises associées 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.

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.

1.4.20 Résultat par action

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

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

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

2.1 Perte de contrôle de SUEZ Environnement

2.1.1 Fin du pacte d'actionnaires

Conformément aux communications des 5 décembre 2012 et 22 janvier 2013 (cf. Note 2.2 «Annonce du non-renouvellement du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company» et Note 28.3 «Confirmation du non-renouvellement du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company» des états financiers consolidés au 31 décembre 2012), le pacte d'actionnaires relatif à SUEZ Environnement Company a pris fin le 22 juillet 2013 à l'égard de l'ensemble des parties.

La fin du pacte d'actionnaires se traduit par la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company. À compter du 22 juillet 2013, la participation détenue par le Groupe dans cet ensemble est dorénavant comptabilisée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés.

2.1.2 Impacts sur les états financiers du Groupe GDF SUEZ

Conformément à IAS 27 - États financiers consolidés et individuels, la participation conservée dans SUEZ Environnement Company a été comptabilisée à la juste valeur à la date de perte de contrôle. Sur la base du cours de bourse de 10,26 euros de SUEZ Environnement Company le 22 juillet 2013, la valeur comptable de l'entreprise associée s'établit à 1 868 millions d'euros, et le gain représentant l'effet de la réévaluation au cours de bourse s'élève à 476 millions d'euros (sur base de la situation comptable au 22 juillet 2013). Le gain net, ainsi que la perte correspondant au recyclage en résultat des éléments recyclables de l'État du Résultat Global de SUEZ Environnement Company, sont présentés sur la ligne «Effets de périmètre» pour un montant de 448 millions d'euros net de frais.

Conformément aux dispositions d'IAS 28 - Participations dans les entreprises associées, le Groupe a procédé à une évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs identifiables de SUEZ Environnement. L'amortissement des écarts d'évaluation ainsi alloués aux actifs et passifs de SUEZ Environnement n'a pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés de GDF SUEZ au 31 décembre 2013. L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs identifiables reste provisoire. Le Groupe ne s'attend pas à des évolutions significatives.

La contribution du groupe SUEZ Environnement dans le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie du Groupe au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012, ainsi que dans l'état de situation

financière au 31 décembre 2012 est présentée ci-dessous. Par ailleurs, les principaux agrégats financiers publiés par SUEZ Environnement sont présentés en Note 13.2 :

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	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	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	8 031	-	-	8 031	15 093
Achats	(1 698)	-	-	(1 698)	(3 481)
Charges de personnel	(2 107)	-	-	(2 107)	(3 767)
Amortissements, dépréciations et provisions	(548)	-	-	(548)	(1 036)
Autres charges opérationnelles	(3 251)	-	-	(3 251)	(5 925)
Autres produits opérationnels	160	-	-	160	238
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	588	-	-	588	1 121
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(1)	-	-	(1)	4
Pertes de valeur	4	-	-	4	(87)
Restructurations	(17)	-	-	(17)	(78)
Effets de périmètre	(2)	448	-	447	45
Autres éléments non récurrents	10	-	-	10	4
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	581	448	-	1 029	1 009
Charges financières	(273)	-	-	(273)	(527)
Produits financiers	50	-	-	50	94
RÉSULTAT FINANCIER	(223)	-	-	(223)	(434)
Impôt sur les bénéfices	(107)	-	-	(107)	(177)
Quote-part de résultat des entreprises associées	17	-	62	80	22
RÉSULTAT NET	268	448	62	778	422
Résultat net part du Groupe	41	448	62	551	58
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	227	-	-	227	364

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros

31 déc. 2012⁽¹⁾**Actifs non courants**

Immobilisations incorporelles nettes	4 056
Goodwill	3 257
Immobilisations corporelles nettes	8 867
Titres disponibles à la vente	393
Prêts et créances au coût amorti	703
Instruments financiers dérivés	257
Participations dans les entreprises associées	490
Autres actifs	80
Impôts différés actif	761
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	18 865

Actifs courants

Prêts et créances au coût amorti	215
Instruments financiers dérivés	5
Clients et autres débiteurs	3 763
Stocks	291
Autres actifs	1 111
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	24
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 233
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-
TOTAL ACTIFS COURANTS	7 643

TOTAL ACTIF**26 508**

Capitaux propres part du Groupe	1 451
Participations ne donnant pas le contrôle	5 388
TOTAL CAPITAUX PROPRES	6 839

Passifs non courants

Provisions	1 408
Dettes financières	8 392
Instruments financiers dérivés	91
Autres passifs financiers	3
Autres passifs	640
Impôts différés passif	578
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	11 112

Passifs courants

Provisions	560
Dettes financières	1 488
Instruments financiers dérivés	9
Fournisseurs et autres créanciers	2 834
Autres passifs	3 666
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	-
TOTAL PASSIFS COURANTS	8 557

TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES**26 508**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET	778	434
MBA avant résultat financier et impôt	1 125	2 140
Variation du besoin en fonds de roulement	(239)	330
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	785	2 358
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(600)	(1 297)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(259)	(1 369)
Effet des variations de change et divers	(2 160)	56
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(2 233)	(251)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	2 233	2 485
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	-	2 233

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

2.2 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2013

Au cours de l'exercice 2013, le Groupe a poursuivi la mise en œuvre de son programme d'«optimisation du portefeuille d'actifs» visant à réduire l'endettement net du Groupe.

Les cessions réalisées sur l'exercice 2013 dans le cadre de ce programme se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 3 429 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2012.

Les incidences cumulées de ces cessions sur l'endettement net du Groupe au 31 décembre 2013 sont présentées dans le tableau ci-après. Les résultats de cession individuels et cumulés au 31 décembre 2013 sont non significatifs.

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)	30	(11)
Cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	328	(567)	(22)	-
Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur 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)	34	-
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)	-	-
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)	106	(11)

La participation de 24,5% dans SPP, ainsi que les sociétés IP Maestrale et Sohar Power Company SAOG étaient classées en tant qu'« Actifs destinés à être cédés » au 31 décembre 2012. Ce classement s'était déjà traduit au 31 décembre 2012 par une réduction de l'endettement net de 946 millions d'euros. Au total, en tenant compte des 1 168 millions d'euros encaissés au cours de l'exercice 2013, ces trois opérations ont donc conduit à réduire l'endettement net du Groupe de 2 114 millions d'euros.

2.2.1 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 à percevoir en 2015.

Le résultat de cession est non significatif. Cette transaction met également fin à la procédure arbitrale engagée par GDF SUEZ et E.ON contre l'État slovaque devant le CIRDI (cf. Note 27.1 «Litiges et arbitrages» des états financiers consolidés au 31 décembre 2012).

2.2.2 Cession de 80% de IP Maestrale (Italie/Allemagne)

Le 13 février 2013, le Groupe a finalisé la cession au groupe ERG de 80% du capital de IP Maestrale, filiale exploitant un portefeuille d'actifs de production d'énergie éolienne en Italie et en Allemagne. Le Groupe a reçu un paiement de 28 millions d'euros correspondant au prix de cession de 80% de sa participation.

Compte tenu des dispositions de l'accord conclu avec ERG, la participation de 20% conservée par GDF SUEZ dans IP Maestrale est comptabilisée en tant qu'instrument financier pour un montant de 7 millions d'euros.

L'impact de cette opération est non significatif sur le compte de résultat au 31 décembre 2013.

2.2.3 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.

Le périmètre de l'opération englobe à la fois des actifs de GDF SUEZ Énergie Europe (100% d'Eurowind, opérateur de parcs éoliens ; 42,5% du producteur d'énergies renouvelables Generg) et des actifs de GDF SUEZ Energy International (100% de Turbogaz et 50% de Elecgas, opérateurs de centrale à cycle combinée ; 50% de Tejo Energia, opérateur d'une centrale au charbon). Dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2012, ces actifs étaient consolidés selon les méthodes de l'intégration globale (Eurowind et Turbogaz), de l'intégration proportionnelle (Elecgas) et de la mise en équivalence (Generg et Tejo Energia).

À l'issue de la transaction globale conclue avec Marubeni, les participations conservées de 50% dans Eurowind et Turbogaz sont

consolidées par intégration proportionnelle, tout comme celle de 25% conservée dans Elecgas. Les participations de 21,25% et de 25% conservées respectivement dans Generg et Tejo Energia demeurent quant à elles consolidées par mise en équivalence. En application d'IAS 27, les intérêts conservés dans Eurowind et Turbogaz ont été réévalués à la juste valeur à la date de l'opération. Après prise en compte des frais de transaction pour 8 millions d'euros, cette opération génère une moins-value totale de 22 millions d'euros.

Cette opération se traduit également par une réduction de l'endettement net du Groupe de 567 millions d'euros au 31 décembre 2013 (soit le paiement reçu de 328 millions d'euros, net des frais de transaction de 8 millions d'euros, majoré de l'effet lié à la décomptabilisation de 50% de l'endettement net de 494 millions d'euros figurant dans l'état de situation financière des actifs visés par l'accord avant leur cession).

La contribution de ces actifs portugais au résultat net part du Groupe s'est élevée à 101 millions d'euros en 2013 (avant prise en compte du résultat de cession) et à 56 millions d'euros en 2012.

2.2.4 Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 28% dans un portefeuille d'actifs de production d'énergies en Australie

Le 31 octobre 2013, Mitsui & Co. Ltd a pris une participation ne donnant pas le contrôle de 28% dans un portefeuille d'actifs de production et de vente d'énergies en Australie, détenu auparavant à 100% par le Groupe.

Le portefeuille d'actifs visé par cette transaction comprend la centrale à charbon de Hazelwood, les centrales à gaz de Synergen et Pelican Point, le parc éolien de Canunda, ainsi que l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité de Simply Energy.

Cette transaction a pris la forme d'une augmentation de capital intégralement souscrite par Mitsui & Co. Ltd. Mitsui a ainsi souscrit pour 416 millions de dollars australiens (soit 301 millions d'euros) à 127 623 432 actions nouvelles représentant 28% du capital de la holding IP Australia Holdings Pty Ltd (entité détenant à 100% les cinq actifs concernés). S'agissant d'une transaction entre actionnaires, la différence entre le prix de cession et la valeur comptable de la participation cédée, soit 11 millions d'euros, a été portée en déduction des capitaux propres part du Groupe. Au 31 décembre 2013, la participation ne donnant pas le contrôle de 28% de Mitsui & Co. Ltd sur ce portefeuille d'actifs s'élève à 289 millions d'euros dans l'état de situation financière.

2.2.5 Cessions de centrales thermiques aux États-Unis

2.2.5.1 Cession de la centrale de Red Hills

Le 28 février 2013, le Groupe a cédé sa filiale Red Hills, qui exploite une centrale au charbon de 440 MW dans l'État du Mississippi.

La plus-value de cession s'élève à 34 millions d'euros. Cette cession se traduit également par une réduction de 226 millions d'euros de l'endettement net.

2.2.5.2 Cession de 20,6% de la centrale d'Astoria Energy, Phase I

Le 31 octobre 2013, le Groupe a finalisé la cession au groupe Mizuho de 20,6% du capital de Astoria Energy, Phase I, filiale exploitant une centrale à cycle combiné de 575 MW dans l'État de New York, pour un montant total de 109 millions de dollars (soit 82 millions d'euros).

La participation conservée de 44,8% dans Astoria Energy, Phase I (participation représentant 36,8% des droits de vote) est consolidée

par mise en équivalence. La valeur comptable de cette entreprise associée s'élève à 178 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Cette opération se traduit dans les états financiers du Groupe par une réduction de 453 millions d'euros de l'endettement net (soit le paiement reçu de 82 millions d'euros majoré de l'effet lié à la décomptabilisation de l'endettement net de 371 millions d'euros figurant dans l'état de situation financière d'Astoria Energy, Phase I, avant la cession).

2.2.6 Cession d'une participation de 33,2% dans NOGAT (Pays-Bas)

Le 31 octobre 2013, le Groupe a finalisé la cession d'une participation de 33,2% dans la société NOGAT BV au fonds de pension allemand PGGM, pour un montant de 182 millions d'euros. La société NOGAT BV, consolidée par intégration proportionnelle, exploite un réseau *offshore* de gazoducs acheminant du gaz produit en Mer du Nord vers une station de traitement *onshore* aux Pays-Bas.

La participation conservée de 15% dans NOGAT BV demeure consolidée par intégration proportionnelle, la société restant sous

contrôle conjoint. La plus-value de cession s'élève à 14 millions d'euros au 31 décembre 2013.

2.2.7 Cession de KAPCO (Pakistan)

En juillet 2013, le Groupe a cédé l'intégralité de sa participation de 36% dans Kot Addu Power Company Ltd (KAPCO), un producteur indépendant d'électricité au Pakistan, pour un montant de 14,6 milliards de roupies pakistanaises (107 millions d'euros). L'impact de cette opération est non significatif sur le compte de résultat au 31 décembre 2013.

2.3 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2013, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et le total des «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élèvent respectivement à 3 620 millions d'euros et 2 521 millions d'euros.

Les principales catégories d'actifs et de passifs reclassés sur ces deux lignes de l'état de situation financière sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Immobilisations corporelles nettes	3 279	2 282
Autres actifs	342	864
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	3 620	3 145
Dettes financières	2 175	1 259
Autres passifs	347	616
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	2 521	1 875

Au 31 décembre 2013, les «Actifs destinés à être cédés» comprennent la participation de 60% dans la coentreprise Energia Sustentável do Brasil (Jirau), ainsi que la filiale Futures Energies Investissement Holding, en France. Cette classification dans l'état de situation financière se traduit par une réduction de l'endettement net de 2 146 millions d'euros.

Le Groupe a d'ores et déjà finalisé en janvier 2014 la transaction relative à Energia Sustentável do Brasil, et s'attend à finaliser la cession d'une partie de sa participation dans Futures Energies Investissement Holding au cours du 1^{er} semestre 2014.

Tous les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2012 ont été cédés (SPP en Slovaquie ; IP Maestrle en Italie/Allemagne et Sohar Power Company SAOG à Oman) au cours de l'exercice 2013 (cf. Note 2.2 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2013»).

2.3.1 Energia Sustentável do Brasil – «Jirau» (Brésil)

Le 13 mai 2013, le Groupe a annoncé la conclusion d'un accord avec Mitsui & Co. Ltd portant sur la centrale hydroélectrique de Jirau, au Brésil. En vertu de cet accord, le Groupe va céder à Mitsui & Co. Ltd 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.

Au 31 décembre 2013, les conditions suspensives à la réalisation de la transaction (dont notamment l'autorisation de l'autorité de la

concurrence et de l'agence de réglementation de l'énergie électrique) n'ayant pas encore été levées, les actifs et passifs d'ESBR, entité consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 60%, ont été classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Ce classement a pour incidence de diminuer l'endettement net du Groupe d'un montant de 1 894 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Cette cession est devenue effective le 16 janvier 2014. Le Groupe a reçu un paiement de 1 024 millions de réals brésiliens (soit 318 millions d'euros). À la date d'arrêté des états financiers consolidés 2013, cette transaction se traduit donc par une diminution de l'endettement net du Groupe de 2 212 millions d'euros (soit l'effet de la décomptabilisation de l'endettement net de 1 894 millions d'euros d'ESBR majoré du paiement reçu de 318 millions d'euros).

À l'issue de cette opération, la participation de 40% conservée par le Groupe dans ESBR est consolidée par mise en équivalence.

2.3.2 Futures Energies Investissement Holding (France)

Le 9 décembre 2013, le Groupe a annoncé la conclusion d'un accord avec Crédit Agricole Assurances (via sa filiale Predica) portant sur la cession d'une participation de 50% du capital de Futures Energies Investissement Holding, opération qui se traduira par la perte de contrôle de cette filiale. Au sein de GDF SUEZ Énergie Europe, Futures Energies Investissement Holding exploite un portefeuille d'actifs éoliens en France d'une capacité totale installée de 426 MW.

Au 31 décembre 2013, les conditions suspensives à la réalisation de la transaction n'ayant pas encore été formellement levées, les actifs et passifs de Futures Energies Investissement Holding ont été classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Ce classement a pour incidence de diminuer l'endettement net du Groupe d'un montant de 252 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Le Groupe s'attend à finaliser cette transaction au cours du premier semestre 2014.

2.4 Autres opérations de l'exercice 2013

2.4.1 Acquisition de Balfour Beatty Workplace

Le 13 décembre 2013, le Groupe a finalisé l'acquisition des activités britanniques de gestion des installations («Facility Management») du groupe Balfour Beatty, réunies au sein de la société Balfour Beatty Workplace.

Au 31 décembre 2013, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours de l'exercice 2014. Le *goodwill* comptabilisé au 31 décembre 2013 s'élève à 145 millions d'euros.

2.4.2 Autres opérations

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 2013 (notamment la prise de contrôle de la société Meenakshi Energy en Inde, exploitant une centrale à charbon, ainsi que l'acquisition d'un portefeuille d'actifs constitués de réseaux de chaleur en Pologne).

2.5.3 Incidences sur les états financiers consolidés au 31 décembre 2012

Le tableau ci-après résume les incidences, individuelles et cumulées, des opérations décrites dans les sections 2.5.1 et 2.5.2 sur les flux de trésorerie de la période, le niveau d'endettement net et les capitaux propres.

En millions d'euros	Décaissement réalisé	Augmentation de l'endettement net	Impacts comptabilisés en capitaux propres part du Groupe	Impacts comptabilisés en participations ne donnant pas le contrôle	Impacts sur les capitaux propres totaux
Rachat des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% dans International Power	7 875	7 974	(2 133)	(5 841)	(7 974)
Frais de transaction	112	112	(88)	-	(88)
Rachat des actions International Power plc créées suite à la conversion des obligations convertibles en actions International Power plc	1 828	723	(288)	-	(288)
Remboursement au pair du solde des obligations convertibles en actions International Power plc	25	-	-	-	-
TOTAL	9 840	8 809	(2 509)	(5 841)	(8 350)

Acquisition des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% dans International Power :

S'agissant d'une transaction entre actionnaires, la différence de 2 133 millions d'euros entre le prix d'acquisition de 7 974 millions d'euros et la valeur comptable de la participation de 30,26% ne

2.5 International Power - Principales opérations de l'exercice 2012

2.5.1 Acquisition des participations ne donnant pas le contrôle dans International Power

Le Groupe a finalisé le 29 juin 2012 l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% dans International Power suite à l'approbation de la transaction par les autorités britanniques compétentes. À l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient désormais 100% des droits de vote du groupe International Power.

Le coût du rachat des 1 542 millions d'actions ordinaires International Power plc non encore détenues par le Groupe s'est élevé à 7 974 millions d'euros (soit 6 445 millions de livres sterling). Le paiement du prix est intervenu le 12 juillet 2012 via un versement de trésorerie de 7 875 millions d'euros et la remise de titres de créances (*loan notes*) dont la valeur nominale s'élève à 99 millions d'euros.

2.5.2 Rachat des actions International Power plc issues de la conversion des obligations convertibles en actions International Power plc

Au cours du troisième trimestre 2012, le Groupe a procédé au rachat des 346 millions de titres International Power plc résultant des conversions réalisées entre le 1^{er} juillet et le 28 août 2012 par les détenteurs d'obligations convertibles en actions International Power plc. Le décaissement total effectué par le Groupe au titre de ces rachats s'est élevé à 1 828 millions d'euros.

Les obligations convertibles en actions International Power plc non encore exercées à l'issue de ces opérations ont été remboursées au pair par le Groupe pour un montant de 25 millions d'euros.

donnant pas le contrôle est portée en déduction des capitaux propres part du Groupe.

En tenant compte des frais de transaction de 112 millions d'euros comptabilisés en déduction des capitaux propres part du Groupe, cette opération se traduit par une diminution des capitaux propres totaux de 8 062 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Rachat des actions International Power plc issues de la conversion des obligations convertibles et remboursement du solde d'obligations convertibles :

Les opérations de rachat des actions International Power plc, pour un montant de 1 828 millions d'euros, et de remboursement du solde des obligations convertibles, pour un montant de 25 millions d'euros, se sont traduites par une augmentation de 723 millions d'euros de l'endettement net, compte tenu de la décomptabilisation des 1 130 millions d'euros de dettes financières correspondant aux obligations convertibles exercées ou remboursées.

L'impact négatif de 288 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe correspond à la différence entre le prix payé de

1 828 millions d'euros et la valeur comptable totale des obligations convertibles dans l'état de situation financière (1 635 millions d'euros), et des impôts différés actifs y afférents (95 millions d'euros) dans l'état de situation financière préalablement à la réalisation de ces opérations. La valeur comptable totale de ces obligations convertibles dans l'état de situation financière était composée des éléments suivants : une dette financière de 1 105 millions d'euros, un instrument dérivé passif de 505 millions d'euros correspondant à la composante optionnelle de l'obligation convertible en actions International Power plc libellée en dollars américains et la composante optionnelle des obligations convertibles libellées en euros comptabilisée en participations ne donnant pas le contrôle pour un montant de 25 millions d'euros.

2.6 Autres mouvements de périmètre de l'exercice 2012

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement net	Résultat de cession et effets de périmètre comptabilisés en résultat
Cession de 60% des activités d'énergies renouvelables au Canada	351	(952)	136
Cession de centrales thermiques aux États-Unis			
<i>dont cession de la centrale de Choctaw</i>	200	(74)	4
<i>dont cession de la centrale de Hot Spring</i>	200	(196)	(3)
<i>dont autres actifs cédés</i>	45	(41)	(5)
Cession de la participation dans Sibelga (distribution d'électricité et de gaz en Belgique)	211	(209)	105
Cession de 40% de Hidd Power Company (Bahreïn)	87	(87)	-
Cession de Eurawasser (Allemagne)	95	(89)	34
Cession de Breeze II (Allemagne/France)	30	(283)	(35)
Cession de la participation de 17,44% dans HUBCO (Pakistan)	52	(52)	(9)
Autres	48	(42)	(3)
TOTAL		(2 026)	222

2.6.1 Cession de 60% des activités d'énergies renouvelables au Canada

Le 14 décembre 2012, GDF SUEZ a cédé pour un prix de 451 millions de dollars canadiens (soit 351 millions d'euros) 60% de son portefeuille canadien d'énergies renouvelables, à Mitsui & Co. Ltd et un consortium conduit par Fiera Axiom Infrastructure Inc. Le Groupe conserve une participation de 40% dans les activités canadiennes d'énergies renouvelables, consolidées dorénavant par mise en équivalence.

2.6.2 Cessions de centrales thermiques aux États-Unis

2.6.2.1 Cession de la centrale de Choctaw

Le 7 février 2012, le Groupe a finalisé la cession de la centrale à cycle combiné de Choctaw (746 MW), située dans l'État du Mississippi, pour un montant total de 259 millions de dollars (soit 200 millions d'euros). Un premier versement de 96 millions de dollars (soit 74 millions d'euros) a été réalisé en février 2012. Le règlement du solde du prix de cession est intervenu en janvier 2013 (cf. Note 2.2 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2013»).

2.6.2.2 Cession de la centrale de Hot Spring

Le 10 septembre 2012, le Groupe a finalisé la cession de la centrale à cycle combiné de Hot Spring (746 MW), située dans l'État de l'Arkansas, pour un montant total de 257 millions de dollars (soit 200 millions d'euros).

2.6.3 Cession de la participation dans Sibelga (distribution d'électricité et de gaz en Belgique)

Le 31 décembre 2012, Electrabel a cédé à l'intercommunale Interfin sa participation de 30% dans Sibelga, le gestionnaire du réseau bruxellois du gaz et de l'électricité, pour un montant de 211 millions d'euros.

Cette opération s'inscrit dans la continuité des accords précédemment convenus entre le Groupe et 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.

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

3.1 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.

Depuis le 22 juillet 2013, suite à la fin du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement, le Groupe consolide sa participation par mise en équivalence (cf. Note 2.1 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement»).

Le Groupe est depuis cette date 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 GDF SUEZ Energy International (BEI)** : les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie-Pacifique, Royaume-Uni et Autres Europe, 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 GDF SUEZ 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 GDF SUEZ Infrastructures) et de l'électricité (en dehors de certains actifs historiquement exploités par GDF SUEZ Energy International, notamment en Italie et aux Pays-Bas).
- La **branche GDF SUEZ 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 GDF SUEZ Énergie Europe.
- La **branche GDF SUEZ 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 GDF SUEZ 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) et 2012 continue à être présentée sur une ligne distincte de l'information sectorielle. Désormais, la contribution de SUEZ Environnement aux indicateurs bilantiels est présentée au sein de la ligne «Autres».

Les filiales de SUEZ Environnement assurent au profit de particuliers, de collectivités locales ou d'industriels :

- des prestations de distribution et de traitement des eaux, notamment dans le cadre de contrats de concession (gestion de l'eau), la conception et la construction d'installations (ingénierie de l'eau) ;
- et des prestations de collecte et de traitement des déchets, incluant la collecte, le recyclage, le compostage, la mise en décharge et la valorisation énergétique ainsi que le traitement de déchets industriels et spéciaux.

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.

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 GDF SUEZ Global Gaz & GNL à la branche GDF SUEZ Énergie Europe, les principales relations entre secteurs opérationnels concernent les relations entre la branche GDF SUEZ Infrastructures et la branche GDF SUEZ 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.

3.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Energy International	14 833	818	15 651	16 044	435	16 480
Énergie Europe	43 479	1 530	45 010	44 418	1 666	46 084
Global Gaz & GNL	5 685	2 760	8 445	4 759	3 186	7 945
Infrastructures	2 574	4 218	6 792	2 031	4 184	6 216
Énergie Services	14 698	229	14 927	14 693	230	14 923
Élimination des transactions internes	9	(9 556)	(9 547)	15	(9 702)	(9 687)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES (HORS SUEZ ENVIRONNEMENT)	81 278	-	81 278	81 960	-	81 960
SUEZ Environnement ⁽¹⁾	8 031	6	8 037	15 093	10	15 103
Élimination des transactions internes	(9)	(6)	(15)	(15)	(10)	(25)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	89 300	-	89 300	97 038	-	97 038

(1) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013.

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Energy International ⁽¹⁾	3 871	4 304
Énergie Europe	3 415	4 180
Global Gaz & GNL	2 124	2 377
Infrastructures	3 370	3 049
Énergie Services	1 068	1 018
Autres ⁽¹⁾	(430)	(328)
TOTAL EBITDA (HORS SUEZ ENVIRONNEMENT)	13 419	14 600
SUEZ Environnement ⁽²⁾	1 356	2 426
TOTAL EBITDA	14 775	17 026

(1) Données Energy International 2012 corrigées de frais Corporate précédemment alloués à Autres.

(2) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013.

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Energy International ⁽¹⁾	2 635	2 902
Énergie Europe	1 452	2 494
Global Gaz & GNL	940	1 119
Infrastructures	2 063	1 805
Énergie Services	705	660
Autres ⁽¹⁾	(554)	(581)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (HORS SUEZ ENVIRONNEMENT)	7 241	8 399
SUEZ Environnement ⁽²⁾	588	1 121
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	9 520

(1) Données Energy International 2012 corrigées de frais Corporate précédemment alloués à Autres.

(2) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Energy International	(1 142)	(1 391)
Énergie Europe	(1 491)	(1 567)
Global Gaz & GNL	(931)	(1 202)
Infrastructures	(1 285)	(1 233)
Énergie Services	(321)	(335)
Autres	(110)	(111)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS (HORS SUEZ ENVIRONNEMENT)	(5 281)	(5 840)
SUEZ Environnement ⁽¹⁾	(613)	(1 101)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(5 895)	(6 941)

(1) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013.

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Energy International	21 588	27 827
Énergie Europe	15 373	24 018
Global Gaz & GNL	4 569	4 967
Infrastructures	19 168	20 877
Énergie Services	3 534	3 141
Autres	3 561	973
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ Environnement au 31 décembre 2013</i>	<i>1 891</i>	<i>-</i>
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	67 793	81 804
RÉCONCILIATION AVEC LES CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS AU 31 DÉCEMBRE 2012		
SUEZ Environnement ⁽²⁾		13 677
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS AU 31 DÉCEMBRE 2012		95 480

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

(2) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale au 31 décembre 2012.

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Energy International	2 178	12 947
Énergie Europe	1 584	2 408
Global Gaz & GNL	1 041	710
Infrastructures	1 959	1 752
Énergie Services	810	535
Autres	81	77
TOTAL INVESTISSEMENTS (HORS SUEZ ENVIRONNEMENT)	7 652	18 427
SUEZ Environnement ⁽¹⁾	677	1 495
TOTAL INVESTISSEMENTS	8 329	19 923

(1) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013.

En 2012, la ligne Energy International comprenait le décaissement de 9 815 millions d'euros lié au rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power.

3.3 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. 2013	31 déc. 2012	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
France	34 969	35 914	30 342	33 990
Belgique	10 884	11 110	2 701	3 943
Autres Union européenne	24 436	28 978	12 591	27 537
Autres pays d'Europe	1 058	1 040	1 131	1 426
Amérique du Nord	4 638	5 469	5 479	9 118
Asie, Moyen-Orient et Océanie	8 372	8 633	7 772	9 155
Amérique du Sud	4 314	4 951	7 132	10 091
Afrique	627	941	645	219
TOTAL	89 300	97 038	67 793	95 480

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

La baisse des capitaux engagés résulte principalement des variations de périmètre (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»). Les principales zones géographiques concernées sont les suivantes :

- ▶ Autres Union européenne : suite à la perte de contrôle de SUEZ Environnement (Agbar), à la cession de SPP en Slovaquie, de IP Maestrale en Italie et de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal ;

- ▶ Amérique du Nord : suite à la perte de contrôle de SUEZ Environnement (United Water) et de la centrale d'Astoria Energy, Phase I, ainsi que la cession de la centrale de Red Hills ;

- ▶ Amérique du Sud : suite au classement d'Energia Sustentável do Brasil (Jirau) en tant qu'«Actifs destinés à être cédés».

La France est relativement peu impactée, la sortie des entités de SUEZ Environnement étant remplacée par la valeur de mise en équivalence qui a été, par convention, positionnée dans cette zone.

3.4 Réconciliation des indicateurs avec les états financiers

3.4.1 Réconciliation de l'EBITDA

La réconciliation de l'EBITDA au résultat opérationnel courant s'explique comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	9 520
Dotations nettes aux amortissements et provisions	6 600	7 113
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2) et autres	99	118
Charges nettes décaissées des concessions	247	275
EBITDA	14 775	17 026

3.4.2 Réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	72 323	99 617
(+) Goodwills	20 697	30 035
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France – SUEZ ⁽²⁾	(8 562)	(11 592)
(-) Goodwill International Power ⁽²⁾	(2 406)	(2 750)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 715	2 682
(+) Participations dans des entreprises associées	4 636	2 961
(+) Clients et autres débiteurs	21 318	25 034
(-) Appels de marge ^(2, 3)	(992)	(800)
(+) Stocks	5 070	5 423
(+) Autres actifs courants et non courants	8 952	9 974
(+) Impôts différés	(9 130)	(10 472)
(+) Valeur comptable des entités classées en tant qu'«Actifs destinés à être cédés»	1 099	1 271
(-) Quote-part destinée à être cédée dans le cadre d'une transaction avec un tiers ⁽⁴⁾	(392)	(1 271)
(-) Provisions	(16 179)	(17 552)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽²⁾	962	1 316
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(16 599)	(19 481)
(+) Appels de marge ^(2, 3)	243	302
(-) Autres passifs	(14 961)	(19 219)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	67 793	95 480

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

(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 2.3 «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.

3.4.3 Réconciliation des investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) aux rubriques de l'état des flux de trésorerie

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Investissements corporels et incorporels	7 529	9 177
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	363	103
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	52	60
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	166	306
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	-	12
Acquisitions de titres disponibles à la vente	143	142
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	6	21
(+) Autres	(1)	1
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	71	10 125
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	-	(24)
TOTAL INVESTISSEMENTS	8 329	19 923

NOTE 4 ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

Pour rappel, la contribution de SUEZ Environnement est présentée dans la Note 2.1 «Perte de Contrôle de SUEZ Environnement».

4.1 Chiffre d'affaires

La répartition du chiffre d'affaires du Groupe est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Ventes d'énergies	64 485	65 241
Prestations de services	23 543	29 750
Produits de location et contrats de construction	1 272	2 047
CHIFFRE D'AFFAIRES	89 300	97 038

En 2013, les produits de location et les produits des contrats de construction représentent respectivement 918 millions d'euros et 354 millions d'euros (contre 1 128 millions d'euros et 919 millions d'euros en 2012).

4.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Avantages à court terme	(11 107)	(12 627)
Paiements fondés sur des actions (cf. Note 24)	(93)	(114)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 19.3.4)	(381)	(340)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 19.4)	(123)	(153)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 704)	(13 234)

4.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Dotations aux amortissements (cf. Notes 11 et 12)	(5 895)	(6 941)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(298)	(194)
Variation nette des provisions (cf. Note 18)	(408)	22
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	(6 600)	(7 113)

Les amortissements se répartissent notamment en 973 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 4 940 millions d'euros pour les immobilisations corporelles. Leur répartition par nature d'actif est présentée dans les Notes 11 «Immobilisations incorporelles» et 12 «Immobilisations corporelles».

NOTE 5 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

En millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	9 520
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(226)	109
Pertes de valeur	(14 943)	(2 474)
Restructurations	(305)	(342)
Effets de périmètre	406	155
Autres éléments non récurrents	545	165
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(6 695)	7 133

5.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 226 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre un produit net de 109 millions d'euros au 31 décembre 2012 et résulte essentiellement des éléments suivants :

- l'évolution de la juste valeur (i) des contrats d'achats 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 se

traduit par une charge nette de 228 millions d'euros (contre un produit net de 138 millions d'euros au 31 décembre 2012). 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 négatif lié au débouclage des positions dont la valeur de marché était positive au 31 décembre 2012 ;

- le résultat relatif à la part inefficace des couvertures de flux de trésorerie représente un produit de 2 millions d'euros (contre une charge de 29 millions d'euros au 31 décembre 2012).

5.2 Pertes de valeur

En millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Pertes de valeur :		
Goodwills	(5 775)	(294)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(9 103)	(1 899)
Actifs financiers	(88)	(212)
Participations dans les entreprises associées	-	(144)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(14 966)	(2 549)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	12	67
Actifs financiers	11	8
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	23	75
TOTAL	(14 943)	(2 474)

Les pertes de valeur de 14 943 millions d'euros se répartissent essentiellement entre les branches GDF SUEZ Énergie Europe (10 108 millions d'euros) et GDF SUEZ Infrastructures (3 146 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 2013 s'élève à 12 821 millions d'euros.

Au 31 décembre 2013, 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 Énergie - Central Western Europe						
		(3 862)	(4 219)	(8 081)	Valeur d'utilité - DCF	6,5-9,0%
dont pertes de valeur sur le parc de centrales thermiques :			(3 765)			
dont	Allemagne		(1 252)		Valeur d'utilité - DCF	6,6%-8,6%
dont	Pays-Bas		(1 171)		Valeur d'utilité - DCF	7,5%-8,6%
dont	Belgique/ Luxembourg		(887)		Valeur d'utilité - DCF	8,6%
dont	France		(455)		Valeur d'utilité - DCF	7,5%-8,1%
dont pertes de valeur sur autres actifs corporels et incorporels			(454)			
UGT goodwill Stockage						
		(1 250)	(1 896)	(3 146)	Valeur d'utilité - DCF	5,2-9,2%
dont pertes de valeur sur les sites de stockage de gaz en Europe :			(1 896)			
dont	France		(1 083)		Valeur d'utilité - DCF	6,5%
dont	Allemagne		(415)		Valeur d'utilité - DCF	5,2%-9,2%
dont	Royaume-Uni		(398)		Valeur d'utilité - DCF	8,5%
UGT goodwill Énergie - Europe du Sud						
		(252)	(1 195)	(1 447)	Valeur d'utilité - DCF	6,8-13,0%
dont pertes de valeur sur des actifs de production thermique	Italie		(1 013)		Valeur d'utilité - DCF	7,5%
dont pertes de valeur sur le portefeuille clients	Italie		(144)		Valeur d'utilité - DCF	9,0%
dont autres actifs thermiques	Grèce		(38)		Valeur d'utilité - DCF	11,9%
UGT goodwill Énergie - Europe de l'Est						
		(264)	(178)	(442)	Valeur d'utilité - DCF	8,5-12,3%
dont autres actifs thermiques			(123)		Valeur d'utilité - DCF	11,3%
dont autres			(55)			
UGT goodwill Énergie - Espagne						
		(60)	(78)	(138)	Valeur d'utilité - DCF	6,8-8,4%
dont pertes de valeur sur une centrale thermique			(78)		Valeur d'utilité - DCF	7,8%
Autres pertes de valeur en Europe						
			(459)	(459)		
dont pertes de valeur sur des centrales thermiques	Royaume-Uni		(459)		Valeur d'utilité - DCF	8,2%-8,7%
TOTAL DES PERTES DE VALEUR LIÉES AUX ACTIVITÉS DU GROUPE EN EUROPE						
		(5 688)	(8 025)	(13 713)		
Autres pertes de valeur						
		(87)	(1 079)	(1 166)		
Terminal méthanier flottant de regazéification	États-Unis		(263)		Juste valeur	
Autres		(87)	(816)			
TOTAL GROUPE GDF SUEZ						
		(5 775)	(9 103)	(14 878)		

En Europe, le Groupe est confronté à un environnement économique difficile qui affecte durablement la rentabilité de ses activités de production électrique ainsi que ses activités de stockage souterrain de gaz naturel.

En 2013, les fondamentaux des marchés sur lesquels le Groupe opère se sont encore tendus avec notamment de nouvelles contractions de la demande, en gaz comme en électricité, la mise en service de nouvelles capacités en énergies renouvelables, générant ainsi de nouvelles surcapacités et induisant de nouvelles baisses des heures de fonctionnement des centrales électriques thermiques et des prix de l'électricité en base qui restent très bas.

Dans ce contexte déprimé, les centrales à gaz sont les actifs électriques les plus pénalisés : leurs taux d'utilisation continuent ainsi de diminuer sous l'effet combiné de la stagnation de la demande, l'essor de la production d'origine renouvelable et la concurrence actuelle des centrales à charbon. Les taux d'utilisation des centrales à cycle combiné gaz (CCGT) françaises sont de l'ordre de 15% en 2013 alors qu'ils affichaient des taux historiques de près de 50%. Ce phénomène de déclassement des centrales à gaz est constaté dans tous les pays européens dans lesquels le Groupe opère.

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 les prix de marché du gaz.

Les activités de commercialisation de capacités de stockage souterrain de gaz naturel pâtissent également des tensions sur les fondamentaux de marché décrites ci-avant. A l'été 2013, le prix de marché forward des spreads saisonniers TTF du gaz naturel a une nouvelle fois décroché pour se situer autour des 1 € du MWh, soit un des plus bas niveau historique.

Cette contraction des *spreads* saisonniers a des incidences non seulement sur les prix de vente de certains contrats de commercialisation de capacités, dont le prix est étroitement lié au *spread* saisonnier, mais également sur les volumes des ventes en France. Le volume des capacités invendues a ainsi atteint 18,3 TWh en 2013 (contre 12 TWh en 2011 et 2012), ce qui représente 17% du total des capacités commercialisables en France.

Prenant acte, fin 2013, de cet environnement de marché en Europe, et n'identifiant aucun signe à court et moyen terme de redressement, le Groupe a adopté en décembre 2013 un nouveau scénario de Référence pour la période 2014-2035. La vision exprimée par le Groupe dans ce scénario conduit à ce que les centrales thermiques soient de plus en plus utilisées pour couvrir les besoins de capacité et assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique en ajustant l'offre à la demande pendant les périodes de moindre production des énergies renouvelables, dont la production est par nature intermittente.

Les tests de perte de valeur annuels 2013 des UGT européennes tirent les conséquences de ces évolutions structurelles et de la baisse durable des prix de l'électricité et des *spreads* saisonniers du gaz naturel.

Des pertes de valeurs pour un total de 13 713 millions d'euros (dont 5 688 millions d'euros ont été imputés sur des *goodwills*, 5 476 millions d'euros sur des actifs thermiques, et 2 549 millions d'euros sur d'autres actifs incorporels et corporels) ont ainsi été comptabilisées sur les activités européennes du Groupe.

5.2.1 Informations complémentaires sur les pertes de valeurs comptabilisées en 2013

Les projections de prix utilisées pour déterminer les valeurs d'utilité des UGT sont issues du scénario de référence du Groupe relative à la période 2014-2035. Ce corpus de projections constituant le scénario de référence a été approuvé en décembre 2013 par le Comité de Direction du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées de la façon suivante :

- les projections sur la période 2014-2016 ont été établies à partir des prix de marché («prix *forward*») des combustibles, du CO₂ et de l'électricité sur l'horizon liquide ;
- 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 du système électrique.

5.2.2 UGT Énergie – Central Western Europe

L'UGT 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 23 866 MW en quote part Groupe comprend notamment des capacités nucléaires de 4 134 MW en Belgique, 1 209 MW de droits de tirage sur des centrales nucléaires en France, 2 330 MW de centrales hydroélectriques en France et 11 300 MW de centrales thermiques. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT est de 12 336 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de perte de valeur annuel 2013.

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 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 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 six 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 termes 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 leur 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	Projection des flux de trésorerie sur un horizon de temps permettant de converger vers les niveaux 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 6,5% et 9% et diffèrent en fonction du profil de risque attribué à chaque activité.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

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 des hypothèses clés.

En ce qui concerne les hypothèses sur le cadre réglementaire en Belgique, le Conseil des ministres a annoncé, en juillet 2012 et juillet 2013, un ensemble de décisions relatives au marché de l'électricité.

Dans ce cadre, le gouvernement a confirmé en décembre 2013 le calendrier suivant sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire :

- la fermeture des réacteurs de Doel 1 et Doel 2 est maintenue 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/Doel 4 fermeront respectivement en 2022, 2023 et 2025, à l'issue de leur 40^e année d'exploitation.

Compte tenu de la prolongation de Tihange 1, de la part importante de la production nucléaire dans le mix énergétique belge, et 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 2012, 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 Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3. 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.

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 2031 et 2047. 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 niveau de marge normatif associé aux activités de gestion des contrats d'approvisionnement et de négoce de gaz naturel, en recul par rapport aux hypothèses 2012 sous l'effet d'une dégradation des conditions de marché, constitue la meilleure estimation des perspectives de rentabilité de ces activités à moyen et long terme.

Enfin, le Groupe a considéré une hypothèse de renouvellement de certaines de ses concessions hydroélectriques, notamment celle de la Compagnie Nationale du Rhône à l'issue du contrat de concession qui expire en 2023.

Résultats du test de perte de valeur

La valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* CWE s'élève à 18 953 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Au sein de l'UGT *goodwill* CWE, le test de perte de valeur réalisé sur l'UGT Actifs regroupant les centrales thermiques de la zone Central Western Europe a conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 3 765 millions d'euros sur les actifs corporels composant cette UGT, ceux-ci étant particulièrement affectés par l'évolution des conditions de marché décrites ci-avant. La valeur d'utilité de cette UGT a été déterminée à partir des projections de flux de trésorerie générées par les centrales concernées sur leurs durées d'utilité propres. Les flux de trésorerie sont identiques à ceux utilisés dans le test de perte de valeur de l'UGT *goodwill*. Les taux d'actualisation utilisés sont compris entre 6,6% et 8,6%.

Des tests de perte de valeur ont par ailleurs été réalisés sur d'autres actifs ou activités de CWE confrontés à des contextes particuliers, notamment des actifs en cours de cession présentant des valorisations inférieures à leurs valeurs comptables. Des pertes de valeur de 454 millions d'euros ont ainsi été comptabilisées à ce titre sur les actifs incorporels et corporels concernés.

A l'issue de ces tests sur l'UGT centrales thermiques CWE et sur d'autres UGT actifs, le test réalisé au niveau de l'UGT *goodwill* CWE conduit à constater une perte de valeur de 3 862 millions sur le *goodwill*.

Au total, les pertes de valeur comptabilisées sur l'UGT *goodwill* CWE s'élèvent à 8 081 millions d'euros. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeurs imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe s'élève à 7 050 millions d'euros.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 1 €/MWh sur les productions électriques d'origine nucléaire et hydroélectrique se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 405 millions d'euros. Inversement, une augmentation du prix de l'électricité de 1 €/MWh réduirait la perte de valeur de 405 millions d'euros.

Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 93 millions d'euros. Inversement, une augmentation de 5% de la marge captée par les centrales thermiques réduirait la perte de valeur de 93 millions d'euros.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 173 millions d'euros. Inversement, une augmentation de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité réduirait la perte de valeur de 173 millions d'euros.

Une augmentation des taux d'actualisation de 0,5% conduirait à constater une perte de valeur complémentaire de 1 300 millions d'euros. Inversement, une diminution des taux d'actualisation de 0,5% se traduirait par une diminution de la perte de valeur de 1 450 millions d'euros.

Différentes configurations transformantes ont été examinées concernant la production d'origine nucléaire en Belgique après 2025 :

- ▶ en cas de prolongation de 10 ans de la durée de vie des réacteurs de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, suivie de la disparition de toute composante nucléaire, un complément de perte de valeur de 2 100 millions d'euros devrait être comptabilisé ;
- ▶ 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 autres unités du parc actuel se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 5 000 millions d'euros ;
- ▶ un scénario d'extension de 20 ans suivi du renouvellement d'une capacité nucléaire équivalente à celles des quatre réacteurs de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3 réduirait le montant de la perte de valeur de 850 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 augmenterait la perte de valeur de 384 millions d'euros.

En ce qui concerne les centrales nucléaires belges et les concessions hydroélectriques françaises, les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions hydroélectriques et l'extension de 20 ans des centrales de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3 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 de l'un ou plusieurs de ces paramètres pourrait conduire à ajuster de manière significative le montant des pertes de valeur comptabilisées.

5.2.3 UGT Stockage

L'UGT Stockage (branche GDF SUEZ Infrastructures) regroupe les entités qui détiennent, exploitent et commercialisent des capacités de stockage souterrain de gaz naturel en France, en Allemagne et au Royaume-Uni. L'UGT comprend 21 sites de stockages souterrains représentant une capacité de stockage totale de 12,5 Gm³. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élevait à 1 794 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de perte de valeur annuel 2013.

La valeur d'utilité de l'UGT Stockage a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration puis en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période de six ans.

Pour les activités de stockage en Allemagne et en France, les flux ont été projetés jusqu'en 2022, date à laquelle le Groupe estime que les *spreads* saisonniers auront atteint leur prix d'équilibre à long terme. Une valeur terminale a été déterminée en 2023 en appliquant au flux de trésorerie normatif de l'année 2022 un taux de croissance correspondant au taux d'inflation long terme attendu sur la zone euro.

Au Royaume-Uni, les flux ont été projetés sur la durée contractuelle d'exploitation du site jusqu'en 2037.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections de flux de trésorerie, qui diffèrent en fonction du profil de risque des activités de stockage (cadre réglementaire imposant des obligations de stockage en France, capacités vendues dans le cadre de contrats pluriannuels, capacités entièrement soumises au risque de marché), s'élèvent à 6,5% pour la France, 8,5% pour le Royaume-Uni et sont compris entre 5,2% et 9,2% pour les stockages allemands.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

En ce qui concerne les activités de stockage en France et en Allemagne, les prévisions de ventes de capacités dépendent de l'évolution des conditions de marché, et plus particulièrement du niveau des *spreads* saisonniers du gaz naturel, ainsi que, pour la France, de l'évolution des hypothèses réglementaires concernant les obligations de stockage fixées par les pouvoirs publics aux fournisseurs de gaz naturel.

Une modification des *spreads* saisonniers affecterait le niveau de chiffre d'affaires via l'incidence du *spread* (i) sur le prix de vente de certains contrats de commercialisation de capacités qui sont fortement corrélés à cet indicateur, et (ii) sur les volumes des ventes globaux.

Les prévisions des *spreads* saisonniers du gaz naturel ont été élaborées à partir :

- ▶ des prix de marché du gaz TTF sur l'horizon liquide («prix forward» jusqu'en 2016) ;
- ▶ au-delà de cet horizon liquide, les prix du gaz utilisés pour déterminer les *spreads* saisonniers sur la période 2017-2022 ont été estimés à partir d'outils de modélisation interne qui déterminent les prix du gaz attendus à partir de nombreux paramètres tels que les hypothèses macroéconomiques, l'évolution de la demande de gaz en Europe et dans le monde, l'évolution de l'offre de gaz et des coûts marginaux de production du gaz dans les différents pays producteurs, ainsi que les hypothèses concernant le développement des infrastructures gazières (terminaux méthaniers, capacités de transport, sites de stockage).

En France, le dispositif réglementaire encadrant l'accès aux capacités de stockage souterrain de gaz naturel, dit «accès des tiers aux stockages» (ATS), impose aux fournisseurs de gaz naturel de disposer de stocks suffisants de gaz naturel afin de garantir la sécurité d'approvisionnement de certaines catégories de clients finaux. Cette obligation imposait jusqu'ici aux fournisseurs de disposer au 1^{er} novembre d'un volume minimum de gaz en stock défini en fonction des droits de stockage attachés à leur portefeuille de clients domestiques et clients assurant des missions d'intérêt général.

Afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement, les pouvoirs publics ont souhaité faire évoluer ces obligations de stockage et ont décidé (i) d'introduire, en plus des obligations en volume, des obligations en débit destinées à couvrir la demande en cas de pointe de froid et (ii) d'étendre le périmètre des clients couverts par des obligations de stockage. Dans son projet de décret, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a pris des mesures provisoires en ce sens pour l'hiver 2014-2015 en étendant les obligations en volume et en pointe. En revanche, les éventuelles modifications structurelles du cadre réglementaire ATS à compter de l'hiver 2015/2016 ne sont pas encore connues à ce stade et ne seront définies qu'à l'issue du processus de concertation que viennent de lancer les pouvoirs publics. Dans ce contexte, le Groupe a considéré, sur la base des mesures prises dans le projet de décret, que les obligations de stockage en France, tous acteurs de stockage confondus, devraient couvrir 82 TWh en volume et 1 700 GWh/j en débit de soutirage. En conséquence, le Groupe a intégré dans ses projections de flux de trésorerie les augmentations de volumes vendus dans les droits résultant de l'évolution attendue du cadre réglementaire ATS.

Au Royaume-Uni, compte tenu des caractéristiques du site de Stublach (stockage salin ultra-rapide à l'injection et au soutirage), les prévisions de vente de capacités dépendent essentiellement des hypothèses de volatilité des prix du gaz sur le marché britannique sur la période concernée. Les niveaux de volatilité futurs des prix du gaz étant difficilement prédictibles, les hypothèses de volatilité de long terme sont assises sur une reconnexion vers des niveaux historiques.

Résultats du test de perte de valeur

La valeur recouvrable de l'UGT Stockage s'élève à 1 890 millions d'euros au 31 décembre 2013. Cette valeur étant inférieure aux valeurs comptables testées, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur totale de 3 146 millions d'euros dont 1 250 millions d'euros de dépréciation de *goodwill* et 1 896 millions d'euros de dépréciations d'actifs corporels et incorporels. Après prise en compte des produits d'impôts de 485 millions d'euros liés aux dépréciations des actifs corporels et incorporels, l'impact résultant de ces pertes de valeur s'élève à 2 661 millions d'euros.

Cette perte de valeur s'explique par la dégradation durable de la rentabilité des activités de stockage sur le marché européen. Les nouvelles baisses des prix de marché relatifs aux *spreads* saisonniers du gaz naturel constatées au second semestre 2013 sur la période 2014-2016, la nouvelle augmentation des invendus constatés lors de la campagne de commercialisation de 2013 en France, et la détérioration des fondamentaux du marché de stockage (atonie de la demande de gaz, augmentation des offres de flexibilité gaz concurrentes, surcapacités de stockage en Europe continentale) ont conduit le Groupe à considérer que les *spreads* saisonniers ne reviendraient pas aux niveaux antérieurement connus dans son plan d'affaires à moyen terme 2014-2019 et dans ses projections de flux de trésorerie au-delà de 2019.

Analyses de sensibilité

En cas de diminution de 5% du chiffre d'affaires du métier stockage en France et en Allemagne sur la période 2014-2022 et sur le flux normatif retenu dans la valeur terminale, le risque de dépréciation complémentaire s'élèverait à environ 450 millions d'euros au 31 décembre 2013, en supposant inchangées les autres hypothèses du test de perte de valeur. Inversement, une augmentation de 5% des ventes de stockage se traduirait par une diminution de 450 millions d'euros du montant de la perte de valeur.

En France, une hypothèse de diminution de 10 TWh des ventes au titre des obligations de stockage par rapport au scénario retenu dans les projections du Groupe se traduirait par une perte complémentaire de 877 millions d'euros. Inversement, une augmentation de 10 TWh se traduirait par une diminution de 608 millions d'euros du montant de la perte de valeur.

Une augmentation de 0,5% des taux d'actualisation utilisés conduirait à constater une perte de valeur complémentaire de 468 millions d'euros. Une diminution des taux d'actualisation de 0,5% se traduirait par une diminution de 658 millions d'euros du montant de la perte de valeur.

5.2.4 UGT Énergie – Europe du Sud

L'UGT Énergie – Europe du Sud regroupe les activités de production et de commercialisation de gaz et d'électricité en Italie et en Grèce. Cette UGT comprend des capacités de production installées de 4 680 MW en quote part Groupe, dont environ 4 500 MW concernent des actifs de production thermique.

La valeur d'utilité de l'UGT Énergie – Europe du Sud a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 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.

Concernant les actifs de production électriques, les flux de trésorerie ont été projetés sur la durée d'utilité des actifs et contrats sous-jacents. La valeur terminale des activités de commercialisation a été déterminée en appliquant un taux de croissance de 1,9% au flux de trésorerie normatif de l'année 2019.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections sont compris entre 6,8% et 13%, en fonction du profil de risque attribué à chaque type d'actif de production et de commercialisation.

Les hypothèses concernant 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 des hypothèses clés du test de perte de valeur.

Résultats du test de perte de valeur

La dégradation significative des conditions de marché, caractérisée par une réduction sensible de la demande captée par les actifs thermiques du Groupe, par une baisse marquée des *clean spark spreads*, et par une forte diminution de la rentabilité des activités de commercialisation, a conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur totale de 1 447 millions d'euros sur l'UGT Énergie – Europe du Sud.

Cette perte de valeur de 1 447 millions d'euros comprend essentiellement :

- des pertes de valeur de 1 013 millions sur des actifs incorporels et corporels correspondant aux actifs de production thermique gérés par la filiale GDF SUEZ Energia Italia ;

- des pertes de valeur de 144 millions d'euros relatives aux activités de commercialisation d'électricité et de gaz en Italie. Les difficultés rencontrées par ces activités ont conduit le Groupe à déprécier l'intégralité de ses actifs incorporels et corporels.
- des pertes de valeur de 252 millions d'euros correspondant à la dépréciation de l'intégralité du *goodwill* résiduel de l'UGT *goodwill* Europe du Sud.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser une perte de valeur complémentaire de 47 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels correspondant aux actifs de production thermique gérés par GDF SUEZ Energia Italia.

Une diminution de 5% de la marge captée par les actifs de production thermique se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 78 millions d'euros. Inversement, une augmentation de 5% de la marge captée par les actifs de production thermique réduirait la perte de valeur de 78 millions d'euros.

5.2.5 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 3 000 MW de capacités de production installées en quote part Groupe, dont environ 2 800 MW concernent des actifs de production thermique. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élevait à 340 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de perte de valeur annuel 2013.

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 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections sont compris entre 8,5% et 12,3%, en fonction du profil de risque attribué à chaque type d'actif de production, de commercialisation et de distribution.

Les hypothèses concernant 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 des hypothèses clés du test de perte de valeur.

Résultats du test de perte de valeur et analyses de sensibilité

La valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Énergie Europe de l'Est s'élève à 942 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Cette valeur étant inférieure aux valeurs comptables testées, le Groupe a notamment comptabilisé au 31 décembre 2013 une perte de valeur de 264 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT ainsi qu'une perte de valeur de 123 millions d'euros sur les actifs corporels d'une centrale thermique.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser une perte de valeur complémentaire de 94 millions d'euros. Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 60 millions d'euros.

5.2.6 UGT Énergie – Espagne

L'UGT Énergie – Espagne regroupe l'ensemble des activités de production et de commercialisation de gaz et d'électricité du Groupe en Espagne. Cette UGT comprend des actifs de production thermique représentant 2 000 MW de capacités de production installées en quote part Groupe. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élevait à 60 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de perte de valeur annuel 2013.

La valeur d'utilité de l'UGT Énergie – Espagne a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration. Une valeur terminale a été déterminée en projetant 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 6,8% et 8,4%.

Les hypothèses concernant les incidences de la réforme du marché de l'énergie en cours en Espagne, 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 des hypothèses clés du test de perte de valeur.

Résultats du test de perte de valeur et analyses de sensibilité

Les difficultés rencontrées par les actifs thermiques et par le marché électrique espagnol ont conduit le Groupe à comptabiliser au 31 décembre 2013 une perte de valeur de 60 millions d'euros portant sur l'intégralité du *goodwill* de l'UGT, ainsi qu'une perte de valeur de 78 millions d'euros sur les actifs corporels d'une centrale thermique.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser une perte de valeur complémentaire sur les actifs corporels de l'UGT de 18 millions d'euros. Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 9 millions d'euros sur les actifs corporels de l'UGT.

5.2.7 Centrales thermiques au Royaume-Uni

Le Groupe détient au Royaume-Uni environ 2 900 MW en quote part Groupe de capacités de production installées relatives à des actifs de production thermique.

La valeur d'utilité des actifs de production thermique au Royaume-Uni a été calculée individuellement pour chaque actif, sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 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 8,2% et 8,7%.

Les hypothèses concernant les modalités et incidences de la mise en place d'un marché de capacité, l'évolution de la demande d'électricité, les besoins de nouvelles capacités de base et semi-base, ainsi que les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles et de l'électricité constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur.

Résultats du test de perte de valeur et analyses de sensibilité

Les difficultés affectant les centrales thermiques, et en particulier la baisse des *clean spark spreads*, ont conduit le Groupe à comptabiliser au 31 décembre 2013 des pertes de valeur d'un montant total de 459 millions d'euros portant sur certaines centrales thermiques.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires d'un montant total de 11 millions d'euros sur ces actifs de production thermiques. Une diminution de 5% de marge captée par les centrales thermiques se traduirait par des pertes de valeur complémentaires sur ces mêmes actifs d'un montant total de 31 millions d'euros.

5.2.8 Autres pertes de valeur

Compte tenu des changements induits par le développement du gaz de schiste sur les besoins et l'approvisionnement en gaz du nord-est des États-Unis, le Groupe a demandé la suspension de la licence d'exploitation de son terminal méthanier flottant de regazéification Neptune pour une durée de cinq années. Cette demande a été approuvée par la «US Maritime Administration» au cours de l'année 2013. Dans ce contexte, le Groupe a décidé de comptabiliser au 31 décembre 2013 une perte de valeur de 263 millions d'euros sur l'intégralité de la valeur comptable de ce terminal méthanier.

5.2.9 Pertes de valeur comptabilisées en 2012

Au 31 décembre 2012, le Groupe avait comptabilisé des pertes de valeur pour un montant total de 2 474 millions d'euros. Ces pertes portaient notamment sur le *goodwill* alloué sur la participation dans SPP classée en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» (176 millions d'euros) et sur le parc de production d'électricité en Europe (1 268 millions d'euros).

5.3 Restructurations

Les restructurations, d'un montant total de 305 millions d'euros au 31 décembre 2013, comprennent des coûts d'adaptation au contexte économique, dont 173 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Europe et 57 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Services.

Au 31 décembre 2012, les restructurations comprenaient chez GDF SUEZ Énergie Europe (136 millions d'euros) des coûts d'adaptation au contexte économique, dont notamment les coûts liés à la fermeture d'unités de production en Europe, ainsi que les

coûts engendrés par l'arrêt définitif de l'activité de Photovoltech. Chez SUEZ Environnement (78 millions d'euros), ce poste enregistrerait principalement les coûts liés aux plans de restructuration décidés par Agbar dans ses activités espagnoles et par Degrémont, ainsi que les coûts des plans d'adaptation liés au ralentissement de l'activité sur le segment Déchets Europe. Les restructurations intégraient également des coûts d'adaptation au contexte économique chez GDF SUEZ Énergie Services (53 millions d'euros).

5.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2013, ce poste comprend pour 448 millions d'euros 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 (cf. Note 2.1 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement»).

Les autres éléments considérés individuellement ne sont pas significatifs.

Au 31 décembre 2012, ce poste comprenait essentiellement les résultats réalisés sur la cession de 60% des activités d'énergies renouvelables au Canada (+ 136 millions d'euros), sur la cession des titres de la société intercommunale bruxelloise Sibelga (+ 105 millions d'euros) et de la société Eurawasser (+ 34 millions d'euros), ainsi que sur les opérations relatives à Breeze II (- 35 millions d'euros).

5.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2013, ce poste comprend 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 (cf. Note 18.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»). Ce poste inclut également 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» (cf. Note 15.1.1 «Titres disponibles à la vente»).

Au 31 décembre 2012, ce poste comprenait notamment un produit de 233 millions d'euros correspondant à la réduction de l'amende relative à la procédure «MEGAL», suite à la décision du Tribunal de l'Union européenne du 29 juin 2012. Les autres éléments considérés individuellement n'étaient pas significatifs.

NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012 ⁽¹⁾		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(1 561)	128	(1 433)	(2 137)	191	(1 945)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(256)	103	(153)	(299)	210	(89)
Autres produits et charges financiers	(670)	279	(391)	(997)	257	(741)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 487)	510	(1 977)	(3 433)	658	(2 775)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

6.1 Coût de la dette nette

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

<i>En millions d'euros</i>	Charges	Produits	Total 31 déc. 2013	31 déc. 2012
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 843)	-	(1 843)	(2 464)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(19)	-	(19)	(38)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	-	2	2	-
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	126	126	191
Coûts d'emprunts capitalisés	301	-	301	365
COÛT DE LA DETTE NETTE	(1 561)	128	(1 433)	(1 945)

Au-delà de l'effet volume relatif à la perte de contrôle de SUEZ Environnement à partir du 22 juillet 2013, la diminution du coût de la dette nette s'explique principalement par l'impact de la baisse des

taux sur l'encours de dette à taux variable et par les effets positifs liés aux opérations de refinancement réalisées par le Groupe.

6.2 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Charges	Produits	Total 31 déc. 2013	31 déc. 2012
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	(210)	103	(107)	(24)
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(210)	-	(210)	(234)
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	103	103	210
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	(46)	-	(46)	(65)
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	(46)	-	(46)	(65)
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	(256)	103	(153)	(89)

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des opérations de rachat de titres de dettes (cf. Note 15.3.2 « Instruments financiers – Description des principaux événements de la période ») dont notamment :

- Le rachat de souches obligataires représentant un montant nominal de 1 300 millions d'euros ainsi que le rachat de titres participatifs. L'impact net de ces rachats, effet des couvertures compris, s'élève à - 200 millions d'euros au 31 décembre 2013 ;

- le rachat de 52,9% d'obligations First Hydro représentant un nominal de 246 millions de livres sterling, générant une charge de 56 millions d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a débouclé par anticipation des swaps de fixation de taux générant un impact financier net de + 45 millions d'euros comprenant le paiement de soultes pour un montant de 190 millions d'euros et l'extourne de la juste valeur négative de ces instruments dérivés non qualifiés de couverture au 31 décembre 2012 pour un montant de 235 millions d'euros.

6.3 Autres produits et charges financiers

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	-	(214)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	-	(16)
Désactualisation des autres provisions long terme	(423)	(442)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	(171)	(205)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(72)	(92)
Autres charges financières	(5)	(29)
TOTAL	(670)	(997)
Autres produits financiers		
Produits des titres disponibles à la vente	140	123
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	34	-
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	2	-
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	36	58
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	28	47
Autres produits financiers	39	30
TOTAL	279	257
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(391)	(741)

(1) Suite à l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée, la charge d'intérêt nette correspondant à l'application du taux d'actualisation sur l'engagement net des régimes à prestations définies est désormais présentée sur une ligne unique «Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme». Au 31 décembre 2012, la charge d'intérêt sur la dette actuarielle était présentée sur la ligne «Désactualisation des autres provisions long terme» classée en autres charges financières et le produit financier sur la ligne «Rendement attendu sur actifs de couverture» classé en autres produits financiers. Les montants comparatifs au 31 décembre 2012 ont été retraités.

Le poste «Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture» au 31 décembre 2012 comprenait notamment une charge de 160 millions d'euros comptabilisée au titre de la variation

de juste valeur de l'instrument dérivé correspondant à la composante optionnelle de l'obligation convertible en actions International Power libellée en dollars américains.

NOTE 7 IMPÔTS

7.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

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

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 727 millions d'euros (contre 2 049 millions d'euros en 2012). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Impôt exigible	(2 273)	(2 530)
Impôt différé	1 546	481
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(727)	(2 049)

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

7.1.2 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. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Résultat net	(8 909)	2 743
• Part dans les entreprises associées	490	433
• Impôt sur les bénéfices	(727)	(2 049)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	(8 672)	4 359
Dont sociétés françaises intégrées	(3 823)	1 260
Dont sociétés étrangères intégrées	(4 849)	3 099
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	38,0%	36,1%
CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	3 295	(1 574)
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	(813)	(215)
Différences permanentes ^(a)	(2 028)	(255)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ^(b)	651	603
Compléments d'impôt ^(c)	(847)	(771)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ^(d)	(1 553)	(317)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	137	223
Effet des changements de taux d'impôt ^(e)	33	(18)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ^(f)	535	237
Autres	(139)	37
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(727)	(2 049)

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

(a) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill 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 5.4 «Effets de périmètre».

(c) Comprend notamment la quote-part de frais et charges sur les dividendes, la taxe de 3% sur les dividendes distribués par les sociétés françaises en 2013 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 (489 millions d'euros au titre de 2012 et 422 millions d'euros au titre de 2013), les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

(d) Comprend principalement l'effet de la non-reconnaissance des impôts différés actifs relatifs aux pertes de valeur des immobilisations corporelles ainsi que l'annulation de la position d'impôt différé actif net d'un grand nombre d'entités fiscales européennes.

(e) Comprend notamment l'effet de la diminution du taux d'impôt au Royaume-Uni en 2012 et 2013 (passage de 25% à 23% en 2012 et ensuite de 23% à 21% en 2013 pour les reversements prévus en 2014 et 20% pour les reversements prévus au-delà de 2015) ainsi que l'effet de l'évolution du taux d'impôt en France (impact du montant de la contribution exceptionnelle en hausse en 2013 pour les reversements de différences temporelles intervenant en 2013 et 2014), en Italie (passage du taux IRES additionnel de 10,5% à 6,5% comptabilisé en 2013), en Thaïlande (passage de 30% à 20% comptabilisé en 2013), au Chili (passage de 17% à 20% comptabilisé en 2012) et en Slovaquie (passage de 19% à 23% comptabilisé en 2012).

(f) Comprend notamment l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique, des crédits d'impôt en Norvège, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, aux États-Unis 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 sociétés 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 10,7% pour 2013 et 2014, portant le taux d'imposition à 38,00% pour les exercices 2013 et 2014.

Pour les sociétés françaises, les différences temporelles dont le reversement est planifié après 2014 continuent d'être valorisées au taux de 34,43%.

7.1.3 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. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(39)	639
Engagements de retraite	11	48
Provisions non déduites	187	41
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	274	(9)
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(24)	(308)
Autres	190	64
TOTAL	599	475
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	859	(28)
Provisions à caractère fiscal	(10)	50
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(10)	82
Autres	108	(98)
TOTAL	947	6
PRODUITS/(CHARGES) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	1 546	481

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

La variation du produit d'impôt différé provient principalement de la comptabilisation de certaines pertes de valeur d'immobilisations corporelles.

7.2 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. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Actifs financiers disponibles à la vente	2	(26)
Écarts actuariels	(200)	225
Couverture d'investissement net	(134)	30
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(75)	403
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	(5)	(130)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES ASSOCIÉES	(412)	502
Quote-part des entreprises associées	(32)	8
TOTAL	(444)	510

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

7.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

7.3.1 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 2012 ⁽¹⁾	1 487	(11 959)	(10 472)
Effet résultat de la période	599	947	1 546
Effet autres éléments du résultat global	(206)	(142)	(348)
Effet périmètre	(1 271)	1 191	(80)
Effet change	(195)	425	230
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(123)	125	3
Autres effets	(78)	71	(7)
Effet de présentation nette par entité fiscale	450	(450)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2013	662	(9 792)	(9 130)

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

L'effet périmètre résulte principalement de la sortie des balances d'impôts différés de la branche SUEZ Environnement en 2013.

7.3.2 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. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 889	2 464
Engagements de retraite	1 191	1 609
Provisions non déduites	503	668
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 136	1 007
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	1 099	1 299
Autres	831	876
TOTAL	6 649	7 923
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(13 635)	(16 388)
Provisions à caractère fiscal	(193)	(249)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(1 120)	(1 114)
Autres	(831)	(644)
TOTAL	(15 779)	(18 395)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(9 130)	(10 472)

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des déficits fiscaux et crédits d'impôts reportables s'élèvent à 1 889 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre 2 464 millions d'euros au 31 décembre 2012). Au 31 décembre 2013, ce montant comprend l'intégralité des reports déficitaires de l'intégration fiscale GDF SUEZ SA mais ne comprend plus de reports déficitaires portés par les entités fiscales de SUEZ Environnement suite à la perte de leur contrôle le 22 juillet 2013.

Concernant le groupe d'intégration fiscale «International Power North America», le Groupe estime que les reports déficitaires seront intégralement utilisés sur un horizon de 10 années.

En dehors de cette entité fiscale, 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 (2014-2019) validé par le Management.

7.4 Impôts différés non comptabilisés

7.4.1 Différences temporelles déductibles non comptabilisées

Au 31 décembre 2013, 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 1 137 millions d'euros (versus 1 245 millions d'euros en 2012). 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, en France, au Luxembourg, en Italie, en Allemagne, aux Pays-Bas et en Australie). 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 1 436 millions d'euros en 2013 comparés à 230 millions d'euros en 2012. L'augmentation résulte principalement de l'absence de comptabilisation d'un impôt différé actif sur certaines pertes de valeur d'immobilisations corporelles essentiellement localisées en Italie, en Allemagne et aux Pays-Bas.

7.4.2 Impôts différés non comptabilisés au titre des différences temporelles taxables liées à des participations dans des filiales, coentreprises et entreprises associées

Aucun impôt différé passif significatif n'a été comptabilisé au titre des différences temporelles pour lesquelles le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et dans la mesure où il est probable que cette différence ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

NOTE 8 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» (ROC) 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, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IAS 39, 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 ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part de résultat des entreprises associées». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

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

En millions d'euros	Note	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		(9 289)	1 544
Résultat net part des participations ne donnant pas le contrôle		380	1 199
RÉSULTAT NET		(8 909)	2 743
Rubriques du passage ROC - RAO		14 523	2 387
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	5.1	226	(109)
Pertes de valeur	5.2	14 943	2 474
Restructurations	5.3	305	342
Effets de périmètre	5.4	(406)	(155)
Autres éléments non récurrents	5.5	(545)	(165)
Autres éléments hors RAO retraités		(1 234)	65
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	6.1	(2)	-
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	6.2	153	89
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	6.3	(34)	214
Impôt sur les éléments non récurrents		(1 608)	(544)
Charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique		271	274
Part non récurrente du résultat des entreprises associées	13.1	(14)	32
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		4 380	5 195
Résultat net récurrent part des participations ne donnant pas le contrôle		940	1 370
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		3 440	3 825

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

NOTE 9 RÉSULTAT PAR ACTION

	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe	(9 289)	1 544
Effet des instruments dilutifs :		
• Emprunts obligataires convertibles International Power		(21)
Résultat net part du Groupe dilué	(9 289)	1 523
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 359	2 271
Effet des instruments dilutifs :		
• Plans d'actions gratuites réservés aux salariés	15	12
NOMBRE MOYEN D' ACTIONS EN CIRCULATION DILUÉ	2 374	2 284
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	(3,94)	0,68
Résultat net part du Groupe par action dilué	(3,91)	0,67

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions gratuites et d'actions de performance en titres GDF SUEZ décrits dans la Note 24.3 «Actions gratuites et actions de performance» ainsi que les plans de stock-options, décrits dans la Note 24.1 «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 16,4 euros en 2013 et 18,3 euros en 2012). En 2012, les obligations convertibles en action International Power plc faisaient également partie des instruments dilutifs en vigueur.

Il n'a pas été tenu compte, dans le calcul du résultat net dilué par action, des plans d'options de souscription attribués aux salariés dont le prix d'exercice est supérieur au cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ.

En 2013, compte tenu de leur effet relatif, tous les plans de stock-options sont exclus du calcul du résultat dilué par action. Ces mêmes plans, ainsi que celui attribué en 2005, étaient également exclus du calcul du résultat dilué par action 2012 du fait de leur effet relatif.

Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2013 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action.

NOTE 10 GOODWILLS

10.1 Évolution de la valeur comptable

<i>En millions d'euros</i>	Valeur brute	Pertes de valeur	Valeur nette
Au 31 décembre 2011	31 782	(420)	31 362
Pertes de valeur	-	(118)	
Variations de périmètre	(594)	-	
Autres variations	(336)	-	
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(263)	-	
Écarts de conversion	(12)	(4)	
Au 31 décembre 2012	30 577	(542)	30 035
Pertes de Valeur		(5 775)	
Variations de périmètre et Autres	(3 445)	197	
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(3)	3	
Écarts de conversion	(350)	35	
AU 31 DÉCEMBRE 2013	26 779	(6 082)	20 697

Les effets des variations de périmètre dans l'état de situation financière au 31 décembre 2013 résultent principalement des décomptabilisations de *goodwills* consécutifs au changement de méthode de consolidation de SUEZ Environnement (3 220 millions d'euros) et à la cession d'une participation de 33,2% dans la société NOGAT (53 millions d'euros), ainsi que de la comptabilisation d'un *goodwill* provisoire de 145 millions d'euros dégagé sur l'acquisition de Balfour Beatty Workplace. Ces opérations et changement de méthode de consolidation sont décrits dans la Note 2 «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 2013, le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur les *goodwills* d'un montant total de 5 775 millions d'euros, dont 3 862 millions d'euros

sur l'UGT Énergie - Central Western Europe, 1 250 millions sur l'UGT Stockage, 264 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Europe de l'Est, 252 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Europe du Sud et 60 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Espagne. Les tests de perte de valeur réalisés en 2013 sur ces UGT sont décrits dans la Note 5.2 «Pertes de valeur».

La baisse enregistrée en 2012, provenait essentiellement des «variations de périmètre» à hauteur de 594 millions d'euros (dont 406 millions d'euros liés au changement de méthode de consolidation de Senoko).

La ligne «Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente» comprenait le *goodwill* alloué aux activités SPP, cédées le 23 janvier 2013 (cf. Note 2.2 «Cessions réalisées en 2013»).

10.2 Principales UGT goodwill

La répartition des *goodwill* par UGT *goodwill* est la suivante :

En millions d'euros	Secteur opérationnel	31 déc. 2013	31 déc. 2012
UGT SIGNIFICATIVES ⁽¹⁾			
Énergie - Central Western Europe	Énergie Europe	8 446	12 352
Distribution	Infrastructures	4 009	4 009
Global Gaz & GNL	Global Gaz & GNL	2 109	2 162
Energy - Amérique du Nord	Energy International	1 329	1 450
Stockage	Infrastructures	543	1 794
AUTRES UGT IMPORTANTES			
Transport France	Infrastructures	614	614
Energy - Royaume-Uni et Autres Europe	Energy International	583	678
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 600 MILLIONS D'EUROS)		3 064	6 976
TOTAL		20 697	30 035

(1) Les UGT goodwill dites significatives correspondent aux UGT dont le montant de goodwill représente plus de 5% du montant total du goodwill Groupe.

10.3 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 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sur la période couverte par le plan d'affaires à moyen terme ainsi que les extrapolations au-delà de cette période sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et, pour les métiers de l'énergie, 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 cet horizon liquide, à partir d'hypothèses moyen et long terme concernant l'évolution du prix de ces combustibles, la demande de gaz et d'électricité et des prix de l'électricité. Les projections de prix de l'électricité s'appuient sur une analyse économique prospective de l'évolution des équilibres entre l'offre et la demande d'électricité.

Les hypothèses à moyen et long terme utilisées par le Groupe sont cohérentes avec les données et analyses fournies par des études externes.

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, pays et devises liés à chaque UGT *goodwill* examinée. Ils sont fonction d'un taux de marché sans risque et d'une prime de risque pays. Les taux d'actualisation retenus sont cohérents avec les sources externes d'informations disponibles. Les taux, après impôts, retenus en 2013 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 5,2% et 15,1% alors qu'ils étaient compris entre 4,8% et 17% en 2012.

Les taux d'actualisation utilisés pour chacune des sept principales UGT *goodwill* sont présentés dans les sections ci-après 10.3.1 «UGT significatives» et 10.3.2 «Autres UGT importantes».

10.3.1 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 2013.

Les tests de perte de valeur sur les UGT Énergie – Central Western (CWE) et Stockage sont présentés en détail dans la Note 5.2 «Pertes de valeur».

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 2013. L'UGT Distribution regroupe les activités de distribution de gaz 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 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 5,5%. La valeur terminale calculée à la fin du plan d'affaires à moyen terme correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2019. 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, actualisés 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 2 109 millions d'euros au 31 décembre 2013. L'UGT Global Gaz & GNL regroupe les activités amont de la chaîne de valeur du gaz naturel.

La valeur d'utilité a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 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, 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 9,2%.

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, 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 sont en ligne avec le consensus établi à partir d'un panel de plusieurs études externes. Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 9% et 14,5% et diffèrent essentiellement en fonction des primes de risque attribuées aux pays dans lesquels le Groupe opère.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 29% 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 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un effet positif de 31% sur ce calcul.

En cas de diminution de 10% des cours des hydrocarbures utilisés, la valeur recouvrable deviendrait égale à la valeur comptable. Une augmentation de 10% des cours des hydrocarbures aurait quant à elle un impact positif de 92% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

Une diminution de 0,5% du taux de croissance long terme utilisé pour la détermination de la valeur terminale des activités GNL aurait un impact négatif de 13% 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 0,5% du taux de croissance long terme utilisé aurait quant à elle un impact positif de 15% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT Energy – Amérique du Nord

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 329 millions d'euros au 31 décembre 2013. 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 recouvrable de l'UGT Energy - Amérique du Nord est déterminée par référence à la valeur d'utilité du groupe d'actifs, calculée principalement à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 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 GNL et les activités de vente d'électricité au détail, 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 des taux de croissance s'élevant respectivement à 0% et 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 2013 entre 5,8% et 9% selon les activités.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 24% 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 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait quant à elle un impact positif de 23% sur ce calcul.

Une diminution de 10% des prix d'équilibre long terme de l'électricité aurait un impact négatif de 49% 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 58% sur ce calcul.

10.3.2 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
Transport France	Infrastructures	DCF	5,8%
Energy - Royaume-Uni et Autres Europe	Energy International	DCF + DDM	6,8% - 11,1%

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

10.4 Répartition sectorielle

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Energy International	3 206	3 653
Énergie Europe	8 532	13 030
Global Gaz & GNL	2 109	2 162
Infrastructures	5 324	6 574
Énergie Services	1 526	1 357
SUEZ Environnement	-	3 257
TOTAL	20 697	30 035

NOTE 11 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

11.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2011	5 762	2 354	12 363	20 480
Acquisitions	439	-	606	1 045
Cessions	(31)	-	(348)	(379)
Écarts de conversion	1	-	(11)	(10)
Variations de périmètre	4	-	57	61
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	(327)	(327)
Autres variations	59	24	140	223
Au 31 décembre 2012	6 235	2 379	12 480	21 094
Acquisitions	274	-	537	811
Cessions	(20)	-	(66)	(86)
Écarts de conversion	(35)	-	(148)	(183)
Variations de périmètre	(3 764)	-	(3 025)	(6 789)
Autres variations	18	66	(31)	53
AU 31 DÉCEMBRE 2013	2 708	2 445	9 747	14 900
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2011	(2 099)	(769)	(4 387)	(7 254)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(290)	(88)	(890)	(1 268)
Cessions	27	-	310	338
Écarts de conversion	3	-	8	11
Variations de périmètre	-	-	3	3
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	158	158
Autres variations	129	-	(190)	(61)
Au 31 décembre 2012	(2 229)	(857)	(4 988)	(8 073)
Dotations aux amortissements	(198)	(91)	(684)	(973)
Pertes de valeur	(36)	(638)	(586)	(1 260)
Cessions	15	-	60	75
Écarts de conversion	3	-	52	55
Variations de périmètre	1 378	-	1 178	2 556
Autres variations	-	-	7	7
AU 31 DÉCEMBRE 2013	(1 067)	(1 586)	(4 961)	(7 614)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2012	4 006	1 522	7 492	13 020
AU 31 DÉCEMBRE 2013	1 641	859	4 786	7 286

Les effets variations de périmètre 2013 correspondent principalement à la perte de contrôle de SUEZ Environnement (- 3 975 millions d'euros), à la cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergie au Portugal (- 131 millions d'euros), et à la cession de 33,2% dans la société Nogat (- 82 millions d'euros). Ces opérations sont décrites dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

Les autres variations sur les Droits de capacité (66 millions d'euros) résultent de la révision des provisions nucléaires sur les droits de capacité sur les centrales nucléaires de Chooz B et Tricastin en France.

Les acquisitions relatives aux «Droits incorporels sur contrats de concession» correspondent aux travaux de construction réalisés sur les infrastructures gérées par les branches SUEZ Environnement (jusqu'au 22 juillet 2013) et GDF SUEZ Énergie Services dans le cadre de contrats de concession.

Les pertes de valeur sur immobilisations incorporelles s'élèvent à 1 260 millions d'euros au 31 décembre 2013, et portent principalement sur des capacités de production virtuelle en Italie (- 638 millions d'euros) et sur des portefeuilles clients en Europe, en Italie notamment (cf. Note 5.2 «Pertes de valeur»).

Au 31 décembre 2012, suite au classement de Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. («SPP»), de IP Maestrale et de Sohar Power Company SAOG en tant qu'actifs destinés à être cédés, la valeur nette comptable des immobilisations incorporelles correspondantes avait été transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière.

11.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Ce poste comprend essentiellement les droits à facturer les usagers du service public reconnu en application du modèle actif incorporel d'IFRIC 12 (cf. Note 23 «Contrats de Concession»).

11.1.2 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 la centrale de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP - Virtual Power Plant) en Italie.

11.1.3 Autres

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2013 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 20 «Activité Exploration-Production».

La valeur nette des immobilisations incorporelles non amortissables (en raison de leur durée de vie indéterminée) s'élève à 680 millions d'euros (contre 1 012 millions d'euros au 31 décembre 2012) et correspond 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. La principale variation de la valeur nette des immobilisations incorporelles non amortissables au 31 décembre 2013 correspond à la perte de contrôle de SUEZ Environnement (- 320 millions d'euros).

11.2 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 161 millions d'euros pour l'exercice 2013, dont 157 millions d'euros ne satisfont pas les critères d'activation définis par l'IAS 38 (236 millions d'euros pour l'exercice 2012).

NOTE 12 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

12.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En millions d'euros</i>	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 31 décembre 2011	3 209	7 100	101 248	1 916	1 751	11 354	1 292	127 869
Acquisitions	77	99	1 049	117	-	6 576	122	8 041
Cessions	(34)	(68)	(657)	(134)	(3)	(28)	(41)	(965)
Écarts de conversion	20	101	(276)	9	18	(280)	(1)	(410)
Variations de périmètre	(12)	(10)	(1 354)	-	4	(149)	(3)	(1 524)
Transfert en actifs classés comme détenus en vue de la vente	(4)	(154)	(3 116)	(3)	(23)	(52)	1	(3 351)
Autres variations	(41)	245	5 138	(10)	226	(5 206)	3	354
Au 31 décembre 2012	3 215	7 313	102 033	1 895	1 973	12 214	1 372	130 015
Acquisitions	14	40	777	74	-	5 465	58	6 428
Cessions	(53)	(53)	(581)	(87)	1	-	(44)	(817)
Écarts de conversion	(106)	(116)	(2 867)	(24)	(58)	(789)	(14)	(3 974)
Variations de périmètre	(1 828)	(3 335)	(8 336)	(1 504)	(549)	(548)	(430)	(16 530)
Transfert en actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	(773)	-	(10)	(3 188)	-	(3 971)
Autres variations	(12)	230	3 897	20	593	(4 209)	54	573
AU 31 DÉCEMBRE 2013	1 230	4 079	94 149	374	1 950	8 945	996	111 724
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2011	(1 094)	(2 555)	(30 828)	(1 229)	(960)	(208)	(874)	(37 749)
Dotations aux amortissements	(87)	(379)	(4 917)	(173)	(130)	-	(122)	(5 807)
Pertes de valeur	(46)	(35)	(1 440)	-	(1)	(284)	(1)	(1 806)
Cessions	17	61	466	121	1	67	39	772
Écarts de conversion	(5)	(15)	89	(6)	(8)	8	-	63
Variations de périmètre	3	(4)	114	2	(5)	-	2	111
Transfert en actifs classés comme détenus en vue de la vente	1	67	927	1	11	9	1	1 017
Autres variations	(12)	66	(214)	25	(8)	103	21	(19)
Au 31 décembre 2012	(1 224)	(2 794)	(35 803)	(1 258)	(1 100)	(304)	(934)	(43 418)
Dotations aux amortissements	(42)	(278)	(4 174)	(106)	(229)	-	(111)	(4 940)
Pertes de valeur	(25)	(80)	(5 304)	-	(18)	(2 411)	(4)	(7 842)
Cessions	10	27	356	75	1	1	40	510
Écarts de conversion	37	21	843	14	21	12	10	958
Variations de périmètre	843	1 237	3 498	1 018	541	3	273	7 413
Transfert en actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	606	-	2	85	-	693
Autres variations	3	2	(71)	10	(12)	11	(4)	(61)
AU 31 DÉCEMBRE 2013	(398)	(1 865)	(40 049)	(247)	(794)	(2 603)	(730)	(46 687)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2012	1 991	4 519	66 230	637	873	11 910	438	86 597
AU 31 DÉCEMBRE 2013	832	2 214	54 100	127	1 156	6 342	266	65 037

En 2013, les variations de périmètre sur les immobilisations corporelles nettes de - 9 117 millions d'euros résultent principalement de la perte de contrôle de SUEZ Environnement (- 8 493 millions d'euros).

En 2012, la variation de périmètre nette de - 1 413 millions d'euros résultait essentiellement de la perte de contrôle sur les activités d'énergies renouvelables au Canada (- 1 150 millions d'euros), de la cession de Breeze II en Allemagne (- 332 millions d'euros), du changement de méthode de consolidation de Senoko (- 442 millions d'euros) et de l'augmentation de la contribution de Energia Sustentável do Brasil (Jirau) dans les états financiers du Groupe en raison de l'accroissement du pourcentage d'intégration de 50,1 à 60% (+ 565 millions d'euros).

Au 31 décembre 2013, suite au classement des entités Energia Sustentável do Brasil (Jirau) et Futures Energies Investissements en tant qu'«actifs destinés à être cédés», la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes a été transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente».

Au 31 décembre 2012, suite au classement des entités Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. (SPP), IP Maestrale, et Sohar Power Company SAOG en tant qu'«Actifs destinés à être cédés», la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes avait été transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière.

Les pertes de valeur sur immobilisations corporelles comptabilisées en 2013, décrites dans la Note 5.2 «Pertes de valeur», s'élèvent à - 7 842 millions d'euros. Elles portent essentiellement sur des actifs de production thermique en Europe (- 4 838 millions d'euros), notamment sur le parc de centrales thermiques de la zone Central Western Europe (- 3 765 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 valeurs ont également été constatées sur des sites de stockage souterrains en Europe (- 1 896 millions d'euros).

En 2012, les pertes de valeur s'élevaient à - 1 806 millions d'euros, et portaient essentiellement sur le portefeuille de centrales thermiques en Europe, dont une centrale thermique aux Pays-Bas (- 513 millions d'euros), des centrales à gaz en Italie (- 294 millions d'euros), certaines centrales thermiques au Royaume-Uni (- 152 millions d'euros), ainsi qu'une centrale de pompage en Allemagne (- 56 millions d'euros).

Les effets de change sur la valeur nette des immobilisations corporelles au 31 décembre 2013 (- 3 016 millions d'euros) proviennent essentiellement du réal brésilien (- 1 149 millions d'euros), du dollar

australien (- 536 millions d'euros), du dollar américain (- 481 millions d'euros), de la couronne norvégienne (- 391 millions d'euros) du peso chilien (- 161 millions d'euros), du bath thaïlandais (- 141 millions d'euros) et de la livre sterling (- 91 millions d'euros).

Les actifs d'exploration et de production des ressources minérales inclus dans le tableau ci-dessus sont détaillés par nature dans la Note 20 «Activité Exploration-Production». Les champs en développement sont présentés dans la colonne «Immobilisations en cours» et les champs en production dans la colonne «Installations techniques».

12.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 6 875 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 6 748 millions d'euros au 31 décembre 2012. La variation résulte principalement des opérations de refinancement des dettes ainsi que des variations de périmètre intervenues sur l'exercice 2013.

12.3 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, de véhicules 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 service.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 2 917 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 6 486 millions d'euros au 31 décembre 2012. Cette baisse résulte essentiellement de l'avancement de grands projets (dont Cygnus et Gudrun), et de la perte de contrôle de SUEZ Environnement.

12.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 301 millions d'euros au titre de l'exercice 2013 contre 365 millions d'euros au titre de l'exercice 2012.

NOTE 13 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES

13.1 Détail des participations dans les entreprises associées

En millions d'euros	Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part de résultat dans les entreprises associées	
	31 déc. 2013	31 déc. 2012	31 déc. 2013	31 déc. 2012
SUEZ Environnement (postérieurement au 22 juillet 2013)	1 882	-	62	-
Entreprises associées de SUEZ Environnement (antérieurement au 22 juillet 2013)	-	490	17	22
SOUS-TOTAL SUEZ ENVIRONNEMENT	1 882	490	80	22
Païton (BEI, Indonésie)	581	604	64	66
Senoko (BEI, Singapour)	319	311	33	27
GASAG (BEE, Allemagne)	316	300	21	(14)
ISAB Energy (BEI, Italie)	212	191	29	34
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	210	225	-	-
Astoria Energy, Phase I (BEI, États-Unis)	171	-	(1)	-
Umm Al Nar (BEI, Émirats Arabes Unis)	104	101	13	17
GTT (B3G, France)	88	86	39	4
Sociétés intercommunales wallonnes (BEE, Belgique)	10	7	17	60
Autres	744	647	196	217
TOTAL	4 636	2 961	490	433

L'augmentation nette de la valeur comptable des participations dans les entreprises associées s'explique principalement par des variations de périmètre liées à la perte de contrôle de SUEZ Environnement. Cette opération est décrite dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 14 millions d'euros (contre - 32 millions d'euros en 2012) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 8 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

Le montant total 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 123 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre 361 millions d'euros

au 31 décembre 2012). Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement 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.

13.2 SUEZ Environnement Company

Le 22 juillet 2013, la participation dans SUEZ Environnement a été comptabilisée à la juste valeur pour un montant de 1 868 millions d'euros (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Au 31 décembre 2013, la valeur comptable de la participation s'élève à 1 882 millions d'euros. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2013, la valeur de marché de cette participation s'établit à 2 371 millions d'euros.

Les principaux agrégats financiers publiés par le Groupe SUEZ Environnement au 31 décembre 2013 sont les suivants :

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013
Actifs non courants	18 550
Actifs courants	8 158
TOTAL ACTIF	26 708
Capitaux propres part du Groupe	4 963
Participations ne donnant pas le contrôle	1 947
Passifs non courants	10 063
Passifs courants	9 735
TOTAL PASSIF	26 708

COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013
Chiffre d'affaires	14 644
Résultat opérationnel courant	1 184
RÉSULTAT NET	602

Le rapprochement entre les capitaux propres part du Groupe publiés par SUEZ Environnement et la valeur comptable de SUEZ Environnement dans les comptes du Groupe GDF SUEZ, ainsi que la rationalisation de la variation de la valeur de mise en équivalence entre le 22 juillet 2013 et le 31 décembre 2013 sont présentés dans le tableau ci-après :

CAPITAUX PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	31 Déc. 2012	Résultat	Dividendes	Réévaluation de la participation au 22 juil. 2013	Écarts de conversion et Autres	31 déc. 2013
Capitaux propres part du Groupe SUEZ Environnement - publiés	4 864	352	(330)	-	77	4 963
Quote-part GDF SUEZ dans l'actif net de SUEZ Environnement avant retraitement	1 740	126	(118)	-	23	1 771
Retraitement niveau GDF SUEZ	(289)	(23)	-	476	(53)	111
VALEUR COMPTABLE DE LA PARTICIPATION SUEZ ENVIRONNEMENT DANS LES COMPTES GDF SUEZ	1 451	103	(118)	476	(30)	1 882

13.3 Principaux agrégats des entreprises associées (hors SUEZ Environnement)

<i>En millions d'euros</i>	Pourcentage d'intégration	Pourcentage d'intérêt	Total Actifs ⁽¹⁾	Total Passifs ⁽¹⁾	Capitaux propres ⁽¹⁾	Chiffre d'affaires ⁽¹⁾	Résultat net ⁽¹⁾
Au 31 décembre 2013							
Paiton (BEI, Indonésie)	40,5	40,5	3 389	1 955	1 433	706	157
Senoko (BEI, Singapour)	30,0	30,0	3 129	2 066	1 063	2 339	109
GASAG (BEE, Allemagne)	31,6	31,6	2 602	1 988	615	1 285	65
ISAB Energy (BEI, Italie)	49,0	34,3	675	242	433	593	59
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	40,0	40,0	1 459	935	524	115	(1)
Astoria Energy, Phase I (BEI, États-Unis)	44,8	44,8	785	404	381	25	(2)
Umm Al Nar (BEI, Émirats Arabes Unis)	20,0	20,0	1 210	691	519	197	66
GTT (B3G, France)	40,0	40,0	352	131	220	219	98
Sociétés intercommunales wallonnes (BEE, Belgique) ⁽²⁾	25,0	25,0	3 618	2 266	1 352	896	147
Au 31 décembre 2012							
Paiton (BEI, Indonésie)	40,5	40,5	3 928	2 427	1 501	816	161
Senoko (BEI, Singapour) ⁽³⁾	30,0	30,0	3 515	2 477	1 038	1 366	89
GASAG (BEE, Allemagne)	31,6	31,6	2 575	1 861	714	1 371	(38)
ISAB Energy (BEI, Italie)	49,0	34,3	763	382	381	608	69
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	40,0	40,0	1 246	931	315	10	2
Umm Al Nar (BEI, Émirats Arabes Unis)	20,0	20,0	1 251	814	436	206	91
GTT (B3G, France)	40,0	40,0	150	101	48	90	12
Sociétés intercommunales wallonnes (BEE, Belgique) ⁽²⁾	25,0	25,0	3 496	2 167	1 329	926	232

(1) Les principaux agrégats des entreprises associées sont présentés à 100%.

(2) Il s'agit des comptes combinés des intercommunales de l'exercice précédent, retraités pour les rendre conformes aux normes IFRS.

(3) Le chiffre d'affaires et le résultat net de Senoko sont relatifs au second semestre 2012.

NOTE 14 PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES

Les contributions des principales coentreprises dans les comptes consolidés du Groupe se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Pourcentage d'intégration	Pourcentage d'intérêt	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Chiffre d'affaires	Résultat net
Au 31 décembre 2013								
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (BEE, Portugal)	50,0	50,0	76	548	136	272	25	11
WSW Energie und Wasser (BEE, Allemagne)	33,1	33,1	30	207	55	59	214	(12)
Eco Electrica Project (BEI, Porto Rico)	50,0	35,0	79	352	34	93	155	35
Autres			1 387	2 237	1 793	1 001	1 499	(103)
TOTAL			1 572	3 344	2 018	1 425	1 893	(69)
Au 31 décembre 2012								
Energia Sustentável do Brasil (BEI, Brésil) ⁽¹⁾	60,0	60,0	197	3 036	209	1 717	-	(95)
WSW Energie und Wasser (BEE, Allemagne)	33,1	33,1	43	300	54	75	189	20
Senoko (BEI, Singapour)	-	-	-	-	-	-	387	12
Eco Electrica Project (BEI, Porto Rico)	50,0	35,0	82	384	49	108	158	26
Autres			1 591	3 665	2 092	1 797	1 910	(204)
TOTAL			1 913	7 386	2 404	3 696	2 643	(241)

(1) Participation présentée sur les lignes actifs et passifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2013.

La cession de 20% de la participation dans Energia Sustentável do Brasil (Jirau) n'étant pas effective au 31 décembre 2013 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»), les actifs et passifs de cette entité consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 60% ont été classés comme détenus en vue de la vente.

Le Groupe ayant cédé 50% de son portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»), la contribution au compte de résultat (non significatif en 2013) et à l'état de situation financière du portefeuille d'actifs désormais consolidés par intégration proportionnelle (Eurowind, Turbogaz et Elecgas) est présentée dans le tableau ci-avant.

Suite au changement de méthode de consolidation intervenu le 29 juin 2012 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»), la contribution de Senoko au compte de résultat du Groupe a été présentée sur la ligne «Quote-part de résultat des entreprises associées» à compter du 1^{er} juillet 2012 (cf. Note 13 «Participations dans les entreprises associées»). Le chiffre d'affaires et le résultat net, présentés dans le tableau ci-avant, correspondent aux contributions de Senoko au titre du premier semestre 2012.

NOTE 15 INSTRUMENTS FINANCIERS

15.1 Actifs financiers

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 015	-	3 015	3 398	-	3 398
Prêts et créances au coût amorti	2 368	22 396	24 764	3 541	26 664	30 206
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 368	1 078	3 446	3 541	1 630	5 171
Clients et autres débiteurs	-	21 318	21 318	-	25 034	25 034
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	2 351	4 829	7 179	3 108	4 711	7 819
Instruments financiers dérivés	2 351	3 825	6 175	3 108	4 280	7 387
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	1 004	1 004	-	432	432
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	8 691	8 691	-	11 383	11 383
TOTAL	7 734	35 915	43 649	10 047	42 758	52 805

Au 31 décembre 2012, la contribution aux actifs financiers du groupe SUEZ Environnement désormais consolidé par mise en équivalence (cf. Note 2.1 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement») représentait un montant de 7 594 millions d'euros.

15.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 31 décembre 2011	3 299
Acquisitions	142
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(55)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(1)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	310
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(191)
Variations de périmètre, change et divers	(106)
Au 31 décembre 2012	3 398
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	53
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(81)
Variations de périmètre, change et divers	(355)
AU 31 DÉCEMBRE 2013	3 015

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 015 millions d'euros au 31 décembre 2013 et se répartissent entre 1 140 millions d'euros de titres cotés et 1 875 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 309 millions d'euros et 2 089 millions d'euros en 2012).

Les variations de périmètre concernent principalement la perte de contrôle de SUEZ Environnement pour - 393 millions d'euros (cf. Note 2.1 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement»).

15.1.1.1 Gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente

Les gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente sont les suivants :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition					
	Dividendes	Var. de juste valeur	Effet de change	Pertes de valeur	Recyclage en résultat	Résultat de cession
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	53	14	-	(104)	-
Résultat	140	-	-	(81)	104	115
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2013	140	53	14	(81)	-	115
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	310	-	-	(1)	-
Résultat	122	-	-	(191)	1	(5)
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2012	122	310	-	(191)	-	(5)

(1) Hors effet impôt.

En 2013, les produits comptabilisés en «Autres éléments du résultat global» et recyclés en résultat pour 104 millions d'euros résultent pour l'essentiel de la cession des titres Medgaz (75 millions d'euros).

Les variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres pour 53 millions d'euros, incluent l'impact de la sortie de SUEZ Environnement pour - 42 millions d'euros.

15.1.1.2 Examen des titres disponibles à la vente dans le cadre des tests de perte de valeur

Le Groupe examine la valeur des différents titres disponibles à la vente afin de déterminer au cas par cas, et compte tenu du contexte de marché, s'il y a lieu de comptabiliser des pertes de valeur.

Pour les titres cotés, parmi les éléments pris en considération, le Groupe estime qu'une baisse du cours de plus de 50% en deçà du

coût historique ou qu'une baisse du cours en deçà du coût historique pendant plus de 12 mois sont des indices de perte de valeur.

Le Groupe a comptabilisé au cours de l'exercice une perte de valeur de 81 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 2013. Le Groupe n'a par ailleurs pas identifié de situations de moins-value latente significative au 31 décembre 2013 sur ces autres lignes de titres.

En 2012, le Groupe avait décidé, compte tenu du caractère prolongé de la baisse du cours de bourse en dessous de son cours historique des titres cotés Acea, de comptabiliser une perte de valeur de 84 millions d'euros.

15.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 368	1 078	3 446	3 541	1 630	5 171
Prêts aux sociétés affiliées	490	402	892	805	543	1 348
Autres créances au coût amorti	792	51	842	847	297	1 144
Créances de concessions	20	492	512	421	628	1 049
Créances de location financement	1 066	133	1 199	1 468	162	1 630
Clients et autres débiteurs	-	21 318	21 318	-	25 034	25 034
TOTAL	2 368	22 396	24 764	3 541	26 664	30 206

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

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Brut	Dépréciations & Pertes de valeur	Net	Brut	Dépréciations & Pertes de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 710	(264)	3 446	5 556	(385)	5 171
Clients et autres débiteurs	22 238	(919)	21 318	26 079	(1 044)	25 034
TOTAL	25 948	(1 184)	24 764	31 635	(1 430)	30 206

Les informations relatives à l'antériorité des créances échues non dépréciées et au suivi du risque de contrepartie sur les prêts et créances au coût amorti (y compris les créances clients et autres débiteurs) sont présentées dans la Note 16.2 «Risque de contrepartie».

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti (y compris créances clients) sont les suivants :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition		
	Intérêts	Effet de change	Pertes de valeur
Au 31 décembre 2012	155	(6)	(134)
Au 31 décembre 2013	96	(5)	(152)

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2013, comme au 31 décembre 2012, 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 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. 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 - 919 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre - 1 044 millions d'euros à fin 2012.

15.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	2 351	3 825	6 175	3 108	4 280	7 387
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	638	157	795	1 363	102	1 464
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	878	3 645	4 523	737	4 155	4 893
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	834	22	857	1 008	23	1 030
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	735	735	-	255	255
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	-	735	735	-	255	255
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	-	-	-	-	-
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	269	269	-	177	177
TOTAL	2 351	4 829	7 179	3 108	4 711	7 819

Les actifs financiers évalués à la juste valeur (hors dérivés) correspondent essentiellement à des titres d'OPCVM détenus à des fins de transactions et destinés à être cédés dans un futur proche ; ils sont inclus dans le calcul de l'endettement financier net du Groupe (cf. Note 15.3 «Endettement financier net»).

Le résultat enregistré sur les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors dérivés) détenus à des fins de transactions s'établit à 9 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 7 millions d'euros en 2012.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2013 et 2012 est non significatif.

15.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 8 691 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 11 383 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restriction de 224 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 270 millions d'euros au 31 décembre 2012. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 139 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projet de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur la «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 31 décembre 2013 s'établit à 113 millions d'euros contre 177 millions d'euros en 2012.

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

Comme indiqué dans la Note 18.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire», la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées.

En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans la mesure où ceux-ci répondent à certains critères financiers et notamment en matière de qualité de crédit. La partie des fonds ne pouvant 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 monétaires.

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	688	696
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Eandis	80	80
Prêt à Ores	80	80
Prêt à Sibelga	74	82
Autres placements de trésorerie	779	733
Portefeuille obligataire	159	213
OPCVM et FCP	620	520
TOTAL	1 467	1 429

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe sont présentés dans l'état de situation financière en tant que «Prêts et créances au coût amorti» ; les obligations et OPCVM détenus par Synatom sont présentés en tant que «Titres disponibles à la vente».

15.1.6 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2013, 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.

Au 31 décembre 2013, le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à une vente réelle et sans recours de 480 millions d'euros d'actifs financiers.

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 687	5 821

Ce poste comprend principalement des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

15.2 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	29 424	10 490	39 914	45 247	11 962	57 209
Instruments financiers dérivés	2 101	4 062	6 163	2 751	4 092	6 844
Fournisseurs et autres créanciers	-	16 599	16 599	-	19 481	19 481
Autres passifs financiers	158	-	158	343	-	343
TOTAL	31 684	31 151	62 835	48 341	35 536	83 877

Au 31 décembre 2012, la contribution aux passifs financiers du groupe SUEZ Environnement désormais comptabilisé par mise en équivalence (cf. Note 2.1 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement») représentait un montant de 12 817 millions d'euros.

15.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	21 265	1 775	23 040	30 309	1 099	31 407
Billets de trésorerie	-	5 187	5 187	-	5 378	5 378
Tirages sur facilités de crédit	662	34	696	1 582	319	1 902
Emprunts sur location-financement	399	105	503	913	447	1 360
Autres emprunts bancaires	6 568	1 553	8 121	10 595	1 565	12 161
Autres emprunts	539	74	613	982	143	1 125
EMPRUNTS	29 432	8 729	38 160	44 381	8 951	53 332
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	573	573	-	1 326	1 326
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	29 432	9 302	38 734	44 381	10 277	54 658
Impact du coût amorti	(115)	575	460	331	692	1 023
Impact de la couverture de juste valeur	108	44	152	535	89	624
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	569	569	-	904	904
DETTES FINANCIÈRES	29 424	10 490	39 914	45 247	11 962	57 209

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2013 à 41 580 millions d'euros pour une valeur comptable de 39 914 millions d'euros.

Les produits et charges financières relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 6 «Résultat financier».

Les informations sur l'endettement financier net sont présentées dans la Note 15.3 «Endettement financier net».

15.2.2 Instruments financiers dérivés

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

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	339	168	507	225	54	279
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 010	3 704	4 714	724	3 960	4 684
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	752	190	943	1 803	78	1 881
TOTAL	2 101	4 062	6 163	2 751	4 092	6 844

15.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Fournisseurs	15 788	17 981
Dettes sur immobilisations	811	1 500
TOTAL	16 599	19 481

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

15.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'élèvent à 158 millions d'euros (343 millions d'euros au 31 décembre 2012). Ils correspondent principalement à des dettes vis-à-vis de différentes contreparties résultat d'obligations d'achat (put sur «Participations ne donnant pas de contrôle») consenties par le Groupe et portant sur des titres de sociétés consolidées par intégration globale. Ces engagements d'acquisition de titres de capitaux propres ont donc été comptabilisés en tant que passifs financiers (cf. Note 1.4.11.2 «Passifs financiers»).

Ils correspondent :

- à 33,20% du capital de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) ;
- à 41,01% du capital de La Compagnie du Vent.

L'exercice des options liées à la CNR est conditionné à l'abrogation de la loi française «Murcef» et celui relatif à La Compagnie du Vent peut désormais s'effectuer de façon échelonnée (cf. Note 28 «Litiges et concurrence»).

Par ailleurs, le Groupe détient lui-même, dans le cadre des conventions passées entre les parties, des options d'achat sur ces mêmes actions.

15.3 Endettement financier net

15.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	29 432	9 302	38 734	44 381	10 277	54 658
Impact du coût amorti	(115)	575	460	331	692	1 023
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	108	44	152	535	89	624
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	569	569	-	904	904
DETTES FINANCIÈRES	29 424	10 490	39 914	45 247	11 962	57 209
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽²⁾	339	168	507	225	54	279
DETTE BRUTE	29 763	10 658	40 421	45 472	12 017	57 489
Actifs liés au financement	(77)	(14)	(91)	(59)	(237)	(295)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(77)	(14)	(91)	(59)	(237)	(295)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(735)	(735)	-	(255)	(255)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(269)	(269)	-	(177)	(177)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 691)	(8 691)	-	(11 383)	(11 383)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽²⁾	(638)	(157)	(795)	(1 363)	(102)	(1 464)
TRÉSORERIE ACTIVE	(638)	(9 852)	(10 490)	(1 363)	(11 916)	(13 279)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	29 048	791	29 840	44 050	(136)	43 914
Encours des dettes financières	29 432	9 302	38 734	44 381	10 277	54 658
Actifs liés au financement	(77)	(14)	(91)	(59)	(237)	(295)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(735)	(735)	-	(255)	(255)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 691)	(8 691)	-	(11 383)	(11 383)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	29 355	(138)	29 217	44 323	(1 598)	42 725

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

(2) Il s'agit de la juste valeur des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

15.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2013, les variations de périmètre et de change ont généré une diminution de 14 498 millions d'euros de l'endettement net. Cette diminution s'explique de la façon suivante :

- ▶ le passage en mise en équivalence de SUEZ Environnement consécutif à la fin du pacte d'actionnaires s'est traduit par une diminution de l'endettement net de 7 799 millions d'euros ;
- ▶ les cessions réalisées dans le programme d'« optimisation de portefeuille » (cf. Note 2.2 « Cessions réalisées au cours de l'exercice 2013 ») ont réduit l'endettement net de 3 429 millions d'euros ;
- ▶ le classement de Energia Sustentável do Brasil (Jirau) et de Futures Energies Investissement Holding en tant qu'« Actifs destinés à être cédés » (cf. Note 2.3 « Actifs destinés à être cédés ») se traduit par

une réduction de l'endettement net de 2 146 millions d'euros au 31 décembre ;

- ▶ les variations de change au cours de l'année 2013 se sont traduites par une diminution de l'endettement net de 1 124 millions d'euros (dont 457 millions d'euros sur le réal brésilien et 245 millions d'euros sur le dollar américain).

15.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Dans le cadre de ses opérations de financements courantes, le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours de l'année 2013 :

Rachat de souches obligataires

GDF SUEZ SA a lancé le 3 juillet 2013 une émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 17.7 « Émission de titres super-subordonnés »). Cette transaction, permettant de lever un montant équivalent à 1,7 milliard d'euros, a permis au Groupe de procéder au rachat, le 15 juillet 2013, de souches obligataires représentant un montant nominal de 1,3 milliard d'euros dont :

- ▶ 101 millions d'euros d'obligations Electrabell portant coupon à 4,75%, et arrivant à échéance le 10 avril 2015 ;

- ▶ 159 millions d'euros d'obligations Belgelec Finance portant coupon à 5,125%, et arrivant à échéance le 24 juin 2015 ;
- ▶ 295 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant coupon à 5,625%, et arrivant à échéance le 18 janvier 2016 ;
- ▶ 289 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant coupon à 6,875%, et arrivant à échéance le 24 janvier 2019 ;
- ▶ 456 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant coupon à 3,125%, et arrivant à échéance le 21 janvier 2020.

Rachat des titres participatifs

Le 20 juin 2013, GDF SUEZ a lancé une offre de rachat portant sur les titres participatifs cotés émis en 1985 par GDF SUEZ (anciennement Gaz de France). La valeur comptable de ces instruments comptabilisés en dette financière s'élevait, avant opération, à 557 millions d'euros.

Le prix proposé à l'offre s'élevait à 800 euros par titre soit 104,952% du nominal.

Cette opération, qui s'est clôturée le 16 juillet 2013, a permis de racheter 56,6% des 562 402 titres restant en circulation pour un montant total de 255 millions d'euros. Les titres rachetés ont été annulés.

Par la suite, 49 593 titres supplémentaires ont été rachetés.

Autres opérations de refinancement

GDF SUEZ a procédé au remboursement du solde de 968 millions d'euros de l'emprunt obligataire de 1 250 millions d'euros portant coupon à 4,75%, arrivé à échéance le 19 février 2013. Cet emprunt obligataire avait fait l'objet de rachats partiels à hauteur de 125 millions d'euros en 2010 et de 157 millions d'euros en 2011.

GDF SUEZ a réalisé des émissions privées pour un montant global de 485 millions d'euros dont les principales sont : 100 millions d'euros émis le 25 mars 2013 à un taux de 3,38% pour une durée de 20 ans ; 200 millions d'euros émis le 16 avril 2013, payant un coupon Euribor 3M + 58 bp sur une durée de 7 ans.

Dans le cadre de ses opérations de restructuration de la dette, le Groupe a procédé au rachat de 52,9% des obligations de l'entité First Hydro (BEI – Royaume-Uni), soit 212 millions de livres sterling sur un nominal total de 400 millions de livres sterling. Ces obligations dont la valeur comptable s'élevait à 246 millions de livres sterling au 31 décembre 2012, ont été rachetées pour un prix de 292 millions de livres sterling, soit 349 millions d'euros.

International Power plc a signé le 18 décembre 2013 un emprunt de 400 millions de livres sterling avec Lloyds d'une durée de 20 mois pouvant être prolongé sur 16 mois et payant un coupon LIBOR GBP – 3M + 22,5 bp.

SOLFEA a émis le 7 juin 2013 un emprunt obligataire portant coupon à 1,5% pour une durée de 3 ans et un montant de 165 millions d'euros.

15.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

15.4.1 Actifs financiers

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

En millions d'euros	31 déc. 2013				31 déc. 2012			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Titres disponibles à la vente	3 015	1 140	-	1 875	3 398	1 309	-	2 089
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	497	-	497	-	416	-	416	-
Instruments financiers dérivés	6 175	125	5 947	103	7 387	108	7 192	88
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	795	-	795	-	1 464	-	1 464	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 368	121	2 153	94	2 282	101	2 105	77
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	2 155	4	2 141	9	2 610	7	2 592	11
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	857	-	857	-	1 030	-	1 030	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appel de marge)	735	13	722	-	255	125	129	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	735	13	722	-	255	125	129	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	10 422	1 278	7 165	1 978	11 456	1 542	7 738	2 177

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 2013, la variation des titres disponibles à la vente de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Titres disponibles à la vente
Au 31 décembre 2012	2 089
Acquisitions	26
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	44
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(104)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	76
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(81)
Variations de périmètre, change et divers	(176)
Au 31 décembre 2013	1 875
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	50

Une variation de plus ou moins 10% de la valeur des titres non cotés générerait un gain ou une perte avant impôts d'environ 187 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.

15.4.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2013				31 déc. 2012			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	4 212	-	4 212	-	11 027	-	11 027	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	37 368	20 643	16 725	-	51 801	24 729	27 072	-
Instruments financiers dérivés	6 163	115	5 945	102	6 844	67	6 600	176
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	507	-	507	-	279	-	279	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 811	108	2 609	94	2 271	48	2 115	108
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	1 902	7	1 887	8	2 412	19	2 385	8
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	943	-	943	-	1 881	-	1 821	60
TOTAL	47 743	20 759	26 882	102	69 671	24 796	44 699	176

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur et sont présentées dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir

des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

Instruments financiers dérivés

Le classement des instruments financiers dérivés par niveau de juste valeur est précisé dans la Note 15.4.1 «Actifs financiers».

15.5 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

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

AU 31 DÉCEMBRE 2013

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	4 927	4 523	(3 410)	1 113
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 655	1 652	(545)	1 107
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(5 117)	(4 714)	4 354	(360)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 453)	(1 450)	265	(1 185)

(1) Il s'agit du 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 2012

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	5 305	4 893	(3 426)	1 467
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 497	2 494	(740)	1 754
	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(5 096)	(4 684)	4 002	(681)
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 163)	(2 160)	164	(1 996)

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

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

NOTE 16 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque» du Document de Référence.

16.1 Risques de marché

16.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO₂ et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également

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

16.1.1.1 Activités de portfolio management

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2013 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure notamment où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
		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	253	19	200	(6)
Gaz naturel	+ 3 €/MWh	(5)	(119)	13	(186)
Électricité	+ 5 €/MWh	(377)	(61)	(333)	45
Charbon	+ 10 \$US/ton	66	39	60	69
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+ 2 €/ton	164	-	169	(4)
EUR/USD	+ 10%	(335)	(40)	(315)	(13)
EUR/GBP	+ 10%	18	(10)	80	22
GBP/USD	+ 10%	7	-	21	-

(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.

Du fait de la faible utilisation de contrats optionnels, l'analyse de sensibilité est symétrique pour des variations de prix à la hausse ou à la baisse.

16.1.1.2 Activités de trading

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement au sein de GDF SUEZ Trading et de GDF SUEZ Energy Management Trading. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies, (iii) développer ses activités en propre.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'est élevé à 243 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre 258 millions d'euros en 2012).

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.

CONSOMMATION DE VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2013	2013 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2013 ⁽²⁾	Minimum 2013 ⁽²⁾	2012 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	2	3	6	1	4

(1) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des *VaR* quotidiennes en 2013.

16.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*) et de couverture de juste valeur (*fair value hedges*),

telles que définie 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 2013 et 2012 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2013				31 déc. 2012			
	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>	878	1 490	(1 010)	(1 801)	737	1 545	(724)	(1 548)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	152	348	(202)	(439)	273	614	(256)	(551)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	726	1 142	(808)	(1 363)	464	931	(467)	(996)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>trading</i>	-	2 155	-	(1 902)	-	2 610	-	(2 412)
TOTAL	878	3 645	(1 010)	(3 704)	737	4 155	(724)	(3 960)

Se reporter également aux Notes 15.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 15.2.2 «Instruments financiers dérivés».

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs

ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

16.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2013				31 déc. 2012			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	23	69	(26)	(100)	33	157	(30)	(144)
Électricité	105	235	(110)	(181)	165	266	(129)	(217)
Charbon	-	11	(39)	(89)	6	17	(42)	(75)
Pétrole	2	30	(3)	(17)	20	158	(19)	(76)
Autres	22	3	(24)	(51)	49	16	(36)	(39)
TOTAL	152	348	(202)	(439)	273	614	(256)	(551)

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. 2013	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel	GWh	(51 804)	(44 593)	(10 641)	3 116	314	-	-
Électricité	GWh	(12 697)	(15 031)	703	1 301	331	-	-
Charbon	Milliers de tonnes	5 733	3 935	1 678	120	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	6 482	6 279	295	(93)	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	374	354	20	-	-	-	-

(1) Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2013, une perte de 83 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre une perte de 127 millions d'euros en 2012). Un gain de 163 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2013 (contre un gain de 393 millions d'euros en 2012).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2013, un gain de 2 millions d'euros a été enregistré (contre une perte de 29 millions d'euros en 2012).

16.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent les dérivés incorporés, les contrats de vente et d'achat de matières premières qui à la date de clôture n'entrent pas dans le cadre de l'activité normale du Groupe et les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IAS 39.

16.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	65%	69%	63%	66%
USD	12%	13%	12%	14%
GBP	10%	4%	8%	3%
Autres devises	13%	14%	17%	17%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	62%	67%	62%	65%
USD	14%	15%	13%	16%
GBP	12%	5%	8%	3%
Autres devises	12%	13%	17%	16%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

16.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

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

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation de cours de change 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

16.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition et (iii) risque translationnel lié à la consolidation, en euros, des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro. Ce risque est concentré sur les participations au Brésil, Thaïlande, Norvège, Royaume-Uni, Australie, États-Unis et sur les actifs considérés en base «dollarisée».

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 24 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net, une variation uniforme défavorable de 10% des devises contre euro a un impact de 619 millions d'euros en capitaux propres. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

16.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, de disposer d'une répartition équilibrée entre les différentes références de taux à horizon moyen terme (cinq ans). La politique du Groupe est donc d'opérer une diversification des références de taux de la dette nette entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*»), la répartition pouvant évoluer autour de l'équilibre en fonction du contexte de marché.

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2013, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars américains et livres sterling.

En 2013, 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* 2014, 2016 et 2018, sur des maturités 5, 10 et 20 ans.

16.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	38%	38%	38%	39%
Taux fixe	62%	62%	62%	61%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	19%	19%	21%	22%
Taux fixe	81%	81%	79%	78%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

16.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

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

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 1% par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

Impact sur le résultat après impact des dérivés

Une augmentation de 1% 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 57 millions d'euros. Une diminution de 1% des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allègement de la charge nette d'intérêt de 57 millions d'euros.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (uniforme pour toutes les devises) appliquée aux dérivés non qualifiés de couverture générerait un gain de 210 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés dans le compte de résultat. Une diminution de 1% des taux d'intérêts générerait *a contrario* une perte de 249 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (uniforme pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain de 425 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 1% des taux d'intérêts générerait *a contrario* une perte de 527 millions d'euros.

16.1.4.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

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. 2013		31 déc. 2012	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	-	-	64	1 953
Couverture de flux de trésorerie	(203)	3 933	(36)	4 101
Couverture d'investissement net	101	6 269	65	6 288
Dérivés non qualifiés de couverture	88	11 167	(38)	13 881
TOTAL	(14)	21 369	55	26 222

DÉRIVÉS DE TAUX

En millions d'euros	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	107	4 579	804	6 546
Couverture de flux de trésorerie	(80)	7 219	(460)	4 568
Dérivés non qualifiés de couverture	190	35 957	(66)	28 239
TOTAL	217	47 755	279	39 353

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 d'exploitation 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 2013, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 17 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 2013

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(283)	(35)	(61)	(32)	(57)	13	(112)

Au 31 décembre 2012

En millions d'euros	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(496)	(51)	(74)	(51)	(43)	(28)	(249)

Au 31 décembre 2013, une perte de 363 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Un gain de 5 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2013.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie représente un gain de 12 millions d'euros.

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement net représente une perte de 7 millions d'euros.

16.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités opérationnelles et financières, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) lorsque celles-ci se trouvent dans l'impossibilité d'honorer leurs engagements contractuels. Ce risque résulte de la combinaison d'un risque de paiement (non-paiement des prestations ou livraisons réalisées), de livraison (non-livraison de prestations ou fournitures payées) et d'un risque de remplacement des contrats défaillants (appelé exposition *Mark to Market* correspondant au remplacement dans des conditions différentes de celles prévues initialement).

16.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré *via* des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de «*netting*», appels de marge, *via* l'utilisation d'instruments de couverture

dédiés, ou *via* le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux branches la gestion de ces risques tout en permettant toutefois au Groupe de conserver la gestion des expositions des contreparties les plus importantes.

La qualité de crédit des contreparties se mesure selon un processus de *rating* appliqué aux grands clients et intermédiaires dépassant un certain niveau d'engagement et selon un processus simplifié de *scoring* appliqué aux clients commerciaux ayant un niveau de consommation moindre. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (qualité de crédit, secteur d'activité...) selon des indicateurs de type exposition courante (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

L'encours des créances clients et autres débiteurs dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS

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 de 1 an	Total	Total	Total	
Au 31 décembre 2013	873	268	266	1 407	1 163	19 668	22 238
Au 31 décembre 2012	1 273	373	335	1 981	1 452	22 646	26 079

L'antériorité des créances échues non dépréciées peut varier significativement en fonction des catégories de clients auprès desquels 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.

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.

RISQUE DE CONTREPARTIE

En millions d'euros	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Investment Grade ⁽³⁾	Total	Investment Grade ⁽³⁾	Total
Exposition brute ⁽¹⁾	4 080	4 523	4 617	4 893
Exposition nette ⁽²⁾	900	1 063	1 418	1 575
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	84,7%		90,0%	

(1) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(2) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

(3) Sont incluses dans la colonne «Investment Grade» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«Investment Grade» est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties.

16.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *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.

16.2.2.1 Risque de contrepartie lié aux 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 :

PRÊTS ET CRÉANCES AU COÛT AMORTI (HORS CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS)

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 de 1 an	Total	Total	Total	
Au 31 décembre 2013	20	9	98	128	295	3 221	3 644
Au 31 décembre 2012	10	11	98	119	408	4 982	5 509

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) ne comprend pas les éléments de perte de valeur, variation de juste valeur et de coût amorti pour respectivement - 264 millions d'euros, - 1 million d'euros et 68 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre - 385 millions d'euros, - 2 millions d'euros et 49 millions d'euros au 31 décembre 2012). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 15.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

16.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive. Lors de l'évaluation des instruments financiers dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

Au 31 décembre 2013, le total des encours exposés au risque crédit est de 9 542 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2013				31 déc. 2012			
	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Sans notation ⁽³⁾	Non Investment Grade ⁽³⁾	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Sans notation ⁽³⁾	Non Investment Grade ⁽³⁾
Exposition ⁽¹⁾	9 542	93,0%	6,0%	1,0%	12 046	91,0%	8,0%	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 2013, aucune contrepartie ne représentait plus de 27% des placements des excédents.

16.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en termes d'investissements et désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long termes. 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 2013, 98% 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 2013, les ressources bancaires représentent 26% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 23 040 millions d'euros de dettes obligataires, soit 60% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 14% de la dette brute et s'élèvent à 5 187 millions d'euros au 31 décembre 2013. 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 qualifiants et désignés à la juste valeur par résultat s'élève à 9 426 millions d'euros au 31 décembre 2013 dont 80% placés dans la zone euro.

Le Groupe dispose également de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 14 184 millions d'euros au 31 décembre 2013, dont 13 488 millions d'euros de lignes disponibles et non tirées. 92% des lignes de crédit totales et des lignes non tirées 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 2013, sept entités du Groupe dont la dette est consolidée ne respectent pas un *covenant* figurant dans leur documentation financière, toutefois aucun défaut n'a été invoqué par les contreparties ; des *waivers* sont en cours de discussion ou déjà octroyés. En janvier 2014, des prêteurs d'une de ces entités ont invoqué un *event of default* avec l'intention de négocier un *financial standstill*. Ces non-respects sont sans impact sur les lignes accessibles au Groupe.

16.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2013, 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 2013

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	23 040	1 775	1 808	2 396	2 759	2 032	12 269
Billets de trésorerie	5 187	5 187	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	696	34	12	11	19	10	609
Emprunts sur location-financement	503	105	75	75	75	66	108
Autres emprunts bancaires	8 121	1 553	1 278	613	991	775	2 913
Autres emprunts	613	74	52	56	157	12	263
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	573	573	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	38 734	9 302	3 224	3 152	4 001	2 895	16 160
Actifs liés au financement	(91)	(14)	(1)	(2)	(1)	-	(73)
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(735)	(735)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 691)	(8 691)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	29 217	(138)	3 223	3 150	4 000	2 895	16 087

AU 31 DÉCEMBRE 2012

En millions d'euros	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	54 658	10 277	4 955	3 487	4 422	4 967	26 550
Actifs liés au financement, Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat et Trésorerie et équivalents de trésorerie	(11 933)	(11 875)	-	-	-	(1)	(58)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	42 725	(1 598)	4 955	3 487	4 422	4 966	26 492

Au 31 décembre 2012, la contribution de SUEZ Environnement à l'encours des dettes financières et à l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et cash collatéral, s'élevait à 9 516 millions d'euros et 7 254 millions d'euros respectivement.

Au 31 décembre 2013, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2013

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	13 140	1 268	1 151	1 058	988	853	7 821

AU 31 DÉCEMBRE 2012

En millions d'euros	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	19 823	2 012	1 892	1 741	1 590	1 450	11 137

Au 31 décembre 2012, SUEZ Environnement contribuait à hauteur de 3 384 millions d'euros au flux contractuels d'intérêt non actualisés sur l'encours des dettes financières.

Au 31 décembre 2013, 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 2013

<i>En millions d'euros</i>	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(783)	(134)	(113)	(83)	-	(51)	(401)

AU 31 DÉCEMBRE 2012

<i>En millions d'euros</i>	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(1 139)	(229)	(282)	(114)	(58)	2	(458)

Au 31 décembre 2012, SUEZ Environnement contribuait à hauteur de - 166 millions d'euros au flux contractuels d'intérêt non actualisés sur l'encours des dérivés.

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 2013

<i>En millions d'euros</i>	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 488	2 400	4 899	1 245	152	4 555	237

AU 31 DÉCEMBRE 2012

<i>En millions d'euros</i>	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	15 568	1 949	2 149	5 142	1 106	4 556	666

Parmi ces programmes disponibles, 4 839 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2012, les facilités de crédit de SUEZ Environnement représentaient 1 993 millions d'euros.

Au 31 décembre 2013, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

16.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

RISQUE DE LIQUIDITÉ

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	(2 820)	(1 792)	(730)	(220)	(23)	(10)	(45)
afférents aux activités de trading	(1 903)	(1 903)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	2 391	1 489	632	192	31	22	26
afférents aux activités de trading	2 155	2 155	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2013	(177)	(51)	(98)	(28)	8	11	(19)

En millions d'euros	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	(2 284)	(1 551)	(515)	(142)	(29)	(13)	(35)
afférents aux activités de trading	(2 411)	(2 411)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	2 308	1 557	510	171	2	41	27
afférents aux activités de trading	2 609	2 609	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2012	222	204	(5)	29	(27)	28	(8)

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.

16.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Dans le cadre de leur activité normale, certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme

dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquels 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. 2013	2014	2015-2018	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2012
Achats fermes	(8 472)	(1 179)	(2 873)	(4 421)	(8 980)
Ventes fermes	1 578	426	545	607	1 993

16.3.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2013, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 015 millions d'euros (cf. Note 15.1.1 «Titres disponibles à la vente»).

Une variation à la baisse de 10% des cours de bourse des titres cotés générerait une perte avant impôts d'environ 114 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

Le principal titre non coté correspond à la valeur des intercommunales flamandes dont la valorisation est fondée sur la Base des Actifs Régulés (BAR).

La gestion du portefeuille d'actions cotées et non cotées du Groupe est encadrée par une procédure d'investissement spécifique et fait l'objet d'un reporting régulier à la Direction Générale.

NOTE 17 ÉLÉMENTS SUR CAPITAUX PROPRES

17.1 Éléments sur capital social

	Nombre d'actions			Valeur (en millions d'euros)		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2011	2 252 636 208	(38 883 494)	2 213 752 714	2 253	29 716	(930)
Émission	4 604 700		4 604 700	5	68	
Distribution de dividendes en actions	155 583 181		155 583 181	156	2 438	
Transfert vers la réserve légale					(15)	
Achats et ventes d'actions propres		(16 650 339)	(16 650 339)			(276)
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)

La baisse du nombre d'actions propres durant l'exercice 2013 résulte :

- ▶ 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. Aucun rachat d'action dans ce cadre n'a été effectué sur l'exercice 2013 (cf. Note 17.3 «Actions propres»).

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2012 résultaient :

- ▶ des levées d'options de souscription d'actions à hauteur de 4,6 millions d'actions ;
- ▶ des acquisitions nettes d'actions réalisées à hauteur de 16,7 millions d'actions ;
- ▶ du versement en actions d'une partie du solde du dividende au titre de l'exercice 2011 et d'une partie de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2012. Au total, 767 millions d'euros en numéraire et 2 594 millions d'euros en actions ont été versés, entraînant l'émission de 155 583 181 actions nouvelles.

17.2 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 2013 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 10,1 millions au 31 décembre 2013.

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 24.3 «Actions gratuites et actions de performance» seront couvertes par des actions existantes de GDF SUEZ SA.

17.3 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 23 avril 2013. 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 2013, le Groupe détient 52,5 millions d'actions propres dont 45,3 millions en couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux et 7,2 millions au titre du contrat de liquidité.

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 affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 150 millions d'euros. Le nombre de titres pouvant être achetés dans le cadre de ce contrat ne pourra excéder 24,1 millions d'actions.

17.4 Autres informations sur les primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées (y compris le résultat de l'exercice), qui s'élèvent à 47 857 millions d'euros au 31 décembre 2013, intègrent la réserve légale de la société GDF SUEZ SA pour 241 millions d'euros. 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. Les réserves consolidées comprennent également les pertes et gains actuariels cumulés soit - 1 301 millions d'euros au 31 décembre 2013 (- 1 991 millions d'euros au 31 décembre 2012) ainsi que les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels soit 432 millions d'euros au 31 décembre 2013 (644 millions d'euros au 31 décembre 2012).

Les primes et réserves distribuables de la société GDF SUEZ SA s'élèvent à 40 747 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre 43 623 millions d'euros au 31 décembre 2012).

17.5 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par GDF SUEZ SA au cours des exercices 2012 et 2013.

	Montant réparti (en millions d'euros)	Dividende net par action (en euros)
Au titre de l'exercice 2012		
Acompte (payé au choix en numéraire ou en actions le 25 octobre 2012)	1 887	0,83
<i>versé en numéraire</i>	427	-
<i>versé en actions</i>	1 460	-
Solde du dividende au titre de 2012 (payé le 30 avril 2013)	1 580	0,67
Au titre de l'exercice 2013		
Acompte (payé le 20 novembre 2013)	1 959	0,83

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2013

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013 de verser un dividende unitaire de 1,50 euro par action soit un montant total de 3 540 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2013. Un acompte de 0,83 euro par action sur ce dividende a déjà été versé le 20 novembre 2013 soit 1 959 millions d'euros.

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la loi de Finances 2012, réglée au titre des dividendes et acompte distribués respectivement en avril et novembre 2013 s'élève à 106 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, le dividende, net de l'acompte versé, sera mis en paiement le 6 mai 2014, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2013, les états financiers à fin 2013 étant présentés avant affectation.

17.6 Total gains et pertes reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Actifs financiers disponibles à la vente	415	460
Couverture d'investissement net	245	(82)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(237)	(690)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(40)	215
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(39)	143
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, net d'impôt	(193)	(288)
Écarts de conversion	(1 357)	235
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(1 204)	(6)
Pertes et gains actuariels	(1 265)	(1 960)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	424	641
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, net d'impôt	(29)	(29)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	(870)	(1 347)
TOTAL	(2 074)	(1 354)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessus sont recyclables en résultat au cours des exercices futurs, à l'exception des pertes et gains actuariels, qui sont présentés au sein des réserves consolidées part du Groupe.

17.7 Émission de titres super-subordonnés

Dans le cadre de ses opérations de financements courantes, le Groupe a effectué une émission hybride subordonnée perpétuelle en euros et en livres sterling au cours de l'année 2013.

GDF SUEZ SA a lancé le 3 juillet 2013 une émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée. Cette transaction, qui a permis au Groupe de lever un montant équivalent à 1,7 milliard d'euros, a été réalisée en trois tranches offrant un coupon moyen de 4,4% :

- 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 livres sterling portant un coupon de 4,625% avec une option annuelle de remboursement à partir de janvier 2019.

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 1 657 millions d'euros.

17.8 Participations ne donnant pas le contrôle

En 2013, les participations ne donnant pas le contrôle sont principalement impactées par la perte de contrôle de SUEZ Environnement (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»). La valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle décomptabilisée à l'issue de cette perte de contrôle s'élève à 5 152 millions d'euros.

En 2012, le Groupe avait procédé au rachat des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% du groupe International Power. La valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle ainsi rachetée s'élevait à 5 841 millions d'euros.

17.9 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 17.3 «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 payés 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 18 PROVISIONS

En millions d'euros	31 déc. 2012	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2013
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme ⁽¹⁾	5 600	260	(317)	1	(653)	179	(38)	(620)	4 412
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	4 496	81	(30)	(499)	-	191	-	-	4 239
Démantèlement des installations ⁽²⁾	3 088	29	(8)	(5)	(16)	171	(10)	523	3 771
Reconstitution de sites	1 730	29	(26)	(11)	(571)	36	(64)	104	1 228
Litiges, réclamations et risques fiscaux	927	510	(338)	(75)	(142)	8	(26)	9	874
Autres risques	1 711	917	(407)	(19)	(455)	7	(15)	(82)	1 656
TOTAL PROVISIONS	17 551	1 827	(1 126)	(608)	(1 837)	591	(153)	(66)	16 179

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

(2) Dont 3 364 millions d'euros au 31 décembre 2013 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 2 681 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Les variations de périmètre correspondent principalement au changement de méthode de consolidation de SUEZ Environnement (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

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 2013 sur les avantages postérieurs à l'emploi, qui sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global». Elle comprend également l'impact de la révision des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires (cf. 18.2 ci-dessous) et pour reconstitution de sites dans l'activité exploration-production, dont la contrepartie est comptabilisée en immobilisations corporelles.

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. 2013 Dotations nettes
Résultat des activités opérationnelles	(52)
Autres produits et charges financiers	591
Impôts	145
TOTAL	684

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

18.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 19 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

18.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations de traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire et de démantèlement des centrales nucléaires.

18.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribuée à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

Un nouveau 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).

Le dossier présente une mise à jour des 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, taux d'actualisation.

La mise à jour des analyses historiques et prospectives des taux de référence à long terme a conduit le Groupe à réviser à la baisse le taux d'actualisation à 4,8% (2,0% de taux d'inflation et 2,8% de taux réel), par rapport à 5,0% précédemment.

Le dossier accepté par la Commission des provisions nucléaires maintient inchangée la stratégie de démantèlement par rapport au dossier de 2010 : démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet («greenfield industriel»), permettant un usage industriel futur du terrain.

L'estimation des coûts a été mise à jour pour tenir compte de l'évolution des tarifs d'évacuation de l'ONDRAF, des retours d'expérience de démantèlement d'autres centrales, de la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation de Tihange 1 et de ses effets sur le séquençement des opérations pour l'ensemble du parc. Ces éléments se sont traduits par une augmentation des provisions pour le démantèlement de 445 millions d'euros. La contrepartie de cette augmentation consiste en un ajustement à l'actif de la composante démantèlement des unités de production, à amortir sur la durée résiduelle d'exploitation. L'impact immédiat sur le résultat est dès lors limité à la charge annuelle d'amortissement.

Pour l'aval du cycle, un scénario «mixte» a été retenu dans lequel une partie du combustible est retraitée (environ 25%), pour réutilisation dans les centrales belges du Groupe, et une autre partie (environ 75%) est évacuée directement, sans retraitement. L'approche précédemment retenue était celle du retraitement de la totalité du combustible irradié. Ce scénario n'est plus aujourd'hui industriellement pertinent en raison notamment des incertitudes sur la disponibilité future de capacités de retraitement suffisantes et de l'absence de réutilisation du combustible après l'arrêt des centrales.

Le scénario «mixte» approuvé par la Commission des provisions nucléaires conduit à une diminution de 499 millions d'euros de la provision pour aval du cycle, dont la contrepartie est comptabilisée dans le résultat des activités opérationnelles au 31 décembre 2013.

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 2013 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.

La loi du 18 décembre 2013, publiée au Moniteur belge du 24 décembre 2013, a autorisé la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation de Tihange 1, celle des autres unités demeurant inchangée à 40 ans. La Commission des provisions nucléaires a dès lors accepté l'intégration d'une durée d'exploitation de 50 ans de Tihange 1, mais a demandé qu'une présentation plus détaillée de la provision pour démantèlement lui soit communiquée avant le 30 juin 2014. Le Groupe n'anticipe pas de variation significative de la provision pour démantèlement suite à cette analyse.

À noter qu'une extension de la durée d'exploitation d'une ou de plusieurs des quatre unités nucléaires de seconde génération 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, dont l'effet serait toutefois compensé par un échéancier plus tardif des décaissements. La contrepartie d'une révision de ces provisions consisterait, sous certaines conditions, en un ajustement des actifs concernés à due concurrence.

18.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur, le combustible nucléaire irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux scénarios peuvent être considérés pour la gestion du combustible irradié : soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement, soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires est un scénario «mixte» : une partie du combustible, soit environ le quart du combustible total, est retraitée, 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 ;

- ▶ entre 2015 et 2025, 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%, par rapport à 3,0% au 31 décembre 2012, 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.

18.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- ▶ le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;
- ▶ un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- ▶ un taux d'actualisation de 4,8% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (NPV). Il est identique à celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- ▶ la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 et de 40 ans pour les autres unités ;
- ▶ les opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations se déroulent habituellement sur une période de 3 à 4 ans. Le début de ces opérations est fonction de l'unité concernée et du 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.

18.2.4 Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement applicables en matière de coûts estimés et du calendrier des décaissements, une variation du

taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement et traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 100 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

À noter qu'une évolution propre à la révision de la provision pour démantèlement n'aurait pas d'impact immédiat sur le résultat, la contrepartie consistant, sous certaines conditions, en un ajustement à due concurrence des actifs correspondants.

Il convient par ailleurs de préciser que les sensibilités, telles que présentées ci-dessus conformément aux prescrits normatifs, sont mécaniques et doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation. En outre, la périodicité de la révision par la Commission des provisions nucléaires, telle qu'instaurée légalement, permet d'assurer une correcte évaluation de l'ensemble de l'engagement.

18.3 Démantèlements relatifs aux autres installations

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, conduites de distribution, 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.

18.4 Reconstitution de sites

18.4.1 Activité Exploration-Production

Une provision est constituée au titre des obligations de reconstitution des sites d'exploration-production.

La provision représente la valeur actuelle des coûts prévisionnels de reconstitution des sites d'exploration-production jusqu'à la fin des activités opérationnelles. Cette provision est établie sur la base d'hypothèses internes du Groupe concernant l'estimation des coûts de reconstitution et le calendrier de réalisation de ces travaux. Ainsi, le planning de reconstitution de sites sur lequel est basé le calcul de la provision est susceptible de varier en fonction du moment où la production sera jugée comme n'étant plus économiquement viable, ce dernier paramètre étant étroitement lié aux évolutions des prix futurs du gaz et du pétrole.

La provision est comptabilisée en contrepartie d'une immobilisation corporelle.

18.5 Litiges et risques fiscaux

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux, et des réclamations et risques fiscaux.

NOTE 19 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

19.1 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

19.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont 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 financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2013, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,5 milliards d'euros contre 2,8 milliards d'euros au 31 décembre 2012.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 14 ans.

19.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Electrabel Customer Solutions (ECS), Laborelec et partiellement GDF SUEZ EMT Corporate.

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 préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 11% du total des engagements de retraite et autres au 31 décembre 2013. La durée moyenne de ces régimes est de 8 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 2013.

La charge comptabilisée en 2013 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 20 millions d'euros contre 18 millions d'euros en 2012.

19.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées, qui s'applique à la masse salariale.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le Groupe GDF SUEZ comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2013 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 94 millions d'euros contre 87 millions d'euros en 2012.

19.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- ▶ le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1^{er} juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- ▶ l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent des plans à cotisations définies ;
- ▶ le Brésil : Tractebel Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

19.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

19.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs) :

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- ▶ avantages postérieurs à l'emploi :
 - l'avantage en nature énergie,
 - les indemnités de fin de carrière,
 - les congés exceptionnels de fin de carrière,
 - les indemnités de secours immédiat ;
- ▶ avantages à long terme :
 - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles,
 - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
 - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

19.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé «tarif agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, 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 soulte 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 1,9 milliard d'euros. La durée de l'engagement est de 19 ans.

19.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayant-droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

19.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayant-droits d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles reversions.

19.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de «l'allocation transitoire» (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

19.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de prépension, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

19.3 Plans à prestations définies

19.3.1 Montants présentés dans l'état de situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de situation financière au titre des avantages postérieurs à

l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut), 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 constatés dans l'état de situation financière sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursement
AU 31 DÉCEMBRE 2011	(5 209)	13	128
Impact IAS 19 Révisée	128	-	-
AU 1^{ER} JANVIER 2012 ⁽¹⁾	(5 081)	13	128
Différence de change	8	-	-
Variations de périmètre et autres	(25)	7	-
Pertes et gains actuariels	(650)	(2)	15
Charge de l'exercice	(546)	1	7
Plafonnement d'actifs	1	(4)	-
Cotisations/prestations payées	693	4	9
AU 31 DÉCEMBRE 2012 ⁽¹⁾	(5 600)	18	159
Différence de change	38	-	-
Variations de périmètre et autres	654	(5)	-
Pertes et gains actuariels	622	9	3
Charge de l'exercice	(548)	(4)	4
Plafonnement d'actifs	(1)	-	-
Cotisations/prestations payées	424	54	1
AU 31 DÉCEMBRE 2013	(4 412)	72	167

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2012 et au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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 653 millions d'euros.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève à 552 millions d'euros en 2013 (546 millions d'euros en

2012). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 19.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone Euro représente 93% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2013 (contre 89% au 31 décembre 2012).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 1 416 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 2 282 millions d'euros au 31 décembre 2012.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Solde d'ouverture	2 282	1 615
Pertes/(gains) actuariels générés sur l'exercice	(866)	667
SOLDE DE CLÔTURE	1 416	2 282

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

Le solde de clôture des écarts actuariels présenté ci-avant comprend les écarts de conversion ainsi que les écarts actuariels comptabilisés dans les sociétés mises en équivalence, pour 52 millions d'euros de pertes actuarielles en 2013 et 46 millions d'euros de pertes actuarielles en 2012. Les pertes et gains actuariels nets générés sur

l'exercice présentés sur une ligne distincte de l'état sur les «Autres éléments du résultat global» représentent un gain actuariel de 633 millions d'euros en 2013 et une perte actuarielle de 656 millions d'euros en 2012.

19.3.2 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. 2013				31 déc. 2012 ⁽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	(7 738)	(2 688)	(537)	(10 963)	(6 814)	(2 418)	(524)	(9 756)
Coût normal	(278)	(45)	(42)	(365)	(267)	(38)	(42)	(347)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(252)	(90)	(16)	(358)	(300)	(97)	(21)	(418)
Cotisations versées	(15)	-	-	(15)	(15)	-	-	(15)
Modification de régime	(2)	-	-	(2)	(7)	-	-	(7)
Variations de périmètre	878	252	21	1 151	(9)	(8)	2	(16)
Réductions/cessations de régimes	4	2	-	6	4	8	15	26
Événements exceptionnels	(4)	(5)	-	(9)	(4)	(1)	-	(5)
Pertes et gains actuariels financiers	468	67	(9)	527	(760)	(247)	(5)	(1 012)
Pertes et gains actuariels démographiques	44	8	(2)	51	(20)	17	-	(4)
Prestations payées	358	100	54	512	387	99	48	534
Autres (dont écarts de conversion)	157	8	-	164	68	-	(11)	57
Dettes actuarielles fin de période	A (6 380)	(2 391)	(531)	(9 302)	(7 738)	(2 688)	(537)	(10 963)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	5 335	51	-	5 386	4 648	44	-	4 691
Produit d'intérêts des actifs de couverture	185	2	-	187	212	1	-	213
Pertes et gains actuariels financiers	42	2	-	44	354	4	-	359
Cotisations perçues	332	26	-	358	531	23	-	554
Variations de périmètre	(449)	(53)	-	(502)	(5)	3	-	(2)
Cessations de régimes	(2)	1	-	(1)	(4)	1	-	(4)
Prestations payées	(353)	(24)	-	(377)	(353)	(24)	-	(376)
Autres (dont écarts de conversion)	(130)	-	-	(130)	(48)	(1)	-	(49)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 4 959	5	-	4 964	5 335	51	-	5 386
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+ B (1 421)	(2 385)	(531)	(4 338)	(2 403)	(2 637)	(537)	(5 577)
Plafonnement d'actifs	(1)	(1)	-	(2)	(3)	(1)	-	(4)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(1 422)	(2 386)	(531)	(4 340)	(2 406)	(2 638)	(537)	(5 581)
TOTAL PASSIF	(1 495)	(2 386)	(531)	(4 412)	(2 425)	(2 638)	(537)	(5 600)
TOTAL ACTIF	72	-	-	72	18	-	-	18

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

(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 résultent principalement de la perte de contrôle de SUEZ Environnement (1 156 millions d'euros sur la dette actuarielle et 502 millions d'euros sur les actifs de couverture).

19.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Juste valeur en début d'exercice	159	128
Produit d'intérêts des placements	5	7
Pertes et gains actuariels financiers	3	15
Rendement réel	7	22
Cotisations employeurs	22	28
Cotisations employés	2	2
Prestations payées	(22)	(21)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	167	159

19.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2013 et 2012 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Coûts des services rendus de la période	365	347
Charge d'intérêts nette	171	205
Pertes et gains actuariels ⁽²⁾	11	5
Modifications de régimes	2	6
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(5)	(23)
Événements exceptionnels	9	5
TOTAL	552	545
Dont comptabilisés en Résultat Opérationnel Courant	381	340
Dont comptabilisés en résultat financier	171	205

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

(2) Sur avantages à long terme.

19.3.5 Politique et Stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme 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'investissement dans le cadre de contrats en unités de compte et, le cas échéant lorsqu'il s'agit de contrats en euros, garantit un taux de rendement sur les actifs. 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.

La seule obligation de la compagnie d'assurance est un taux de rendement fixe minimum dans le cas des fonds en euros.

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	(5 419)	4 422	(1)	(998)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(497)	542	(1)	44
Plans non financés	(3 386)	-	-	(3 386)
AU 31 DÉCEMBRE 2013	(9 302)	4 964	(2)	(4 340)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 323)	5 157	-	(2 166)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(220)	229	(4)	4
Plans non financés	(3 420)	-	-	(3 420)
AU 31 DÉCEMBRE 2012 ⁽¹⁾	(10 963)	5 386	(4)	(5 582)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

L'allocation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

<i>En %</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Actions	30	28
Obligations souveraines	19	26
Obligations privées	31	27
Actifs monétaires	11	10
Actifs immobiliers	3	3
Autres actifs	6	6
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2013.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 7% en 2013.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2013 s'est élevé à environ 4,5% en assurance de groupe et à 5% 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	65	19	3	10	3	100
Obligations souveraines	68	-	30	2	-	100
Obligations privées	90	5	1	2	2	100
Actifs monétaires	87	4	5	3	1	100
Actifs immobiliers	84	-	4	12	-	100
Autres actifs	44	24	12	9	11	100

19.3.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Taux d'actualisation	4,1%	3,8%	3,5%	3,3%	3,5%	3,1%	3,9%	3,6%
Taux d'inflation	2,2%	2,3%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%
Durée résiduelle de service	15 ans	14 ans	15 ans	15 ans	16 ans	16 ans	15 ans	15 ans

19.3.6.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la durée de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire (zone Euro et Royaume-Uni) à partir des données sur le rendement des obligations

AA (d'après Bloomberg et iBoxx), extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle d'environ 14%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus ou moins 1% entraînerait une variation de la dette actuarielle d'environ 12%.

19.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 3%.

Concernant les soins médicaux, une variation d'un point des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation d'un point	Diminution d'un point
Effet sur les charges	3	(2)
Effet sur les engagements de retraite	41	(31)

19.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2014 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2014, des cotisations de l'ordre de 204 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 104 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

19.4 Plans à cotisations définies

En 2013, le Groupe a comptabilisé une charge de 123 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (153 millions d'euros en 2012). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 20 ACTIVITÉ EXPLORATION-PRODUCTION

20.1 Immobilisations d'Exploration-Production

Les immobilisations comptabilisées au titre de l'activité Exploration-Production se décomposent en trois catégories : les licences d'exploration-production, présentées en tant

qu'immobilisations incorporelles dans l'état de situation financière, les champs en développement (immobilisations en développement) et les champs en production (immobilisations de production), qui sont présentées 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 31 décembre 2011	1 149	658	7 345	9 151
Acquisitions	3	564	137	705
Cessions	-	-	(62)	(62)
Écarts de conversion	(8)	21	185	198
Autres	(79)	(117)	239	43
Au 31 décembre 2012	1 066	1 125	7 845	10 036
Variations de périmètre	(19)	-	-	(19)
Acquisitions	38	596	234	868
Cessions	-	-	-	-
Écarts de conversion	(33)	(95)	(454)	(581)
Autres	(9)	(183)	224	32
AU 31 DÉCEMBRE 2013	1 043	1 443	7 849	10 336
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS				
Au 31 décembre 2011	(382)	(3)	(2 522)	(2 907)
Cessions	-	-	58	58
Amortissements et pertes de valeur	(43)	-	(1 008)	(1 051)
Écarts de conversion	2	1	(47)	(44)
Autres	44	(37)	(11)	(5)
Au 31 décembre 2012	(379)	(40)	(3 530)	(3 950)
Variations de périmètre	19	-	-	19
Cessions	-	-	-	-
Amortissements et pertes de valeur	(15)	-	(687)	(702)
Écarts de conversion	9	1	171	182
Autres	5	3	(7)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2013	(361)	(35)	(4 054)	(4 451)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2012	686	1 085	4 315	6 086
AU 31 DÉCEMBRE 2013	682	1 408	3 795	5 885

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2013 comprend notamment les développements réalisés au cours de l'exercice sur le champ de Cygnus au Royaume-Uni (166 millions d'euros) et de Gudrun en Norvège (167 millions d'euros).

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2012 comprenait principalement les développements réalisés au cours de l'exercice, en particulier sur le champ de Gudrun en Norvège (169 millions d'euros).

20.2 Coûts d'exploration pré-capitalisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration pré-capitalisés :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Valeur à l'ouverture	609	400
Coûts d'exploration de la période pré-capitalisés	194	331
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(142)	(64)
Autres	(62)	(58)
VALEUR À LA CLÔTURE	599	609

Les coûts d'exploration pré-capitalisés sont présentés dans l'état de situation financière au sein de la rubrique «Autres actifs».

20.3 Flux d'investissement de la période

Les dépenses d'investissement réalisées au titre des activités d'exploration-production en 2013 et 2012 s'élèvent respectivement à 954 millions d'euros et 700 millions d'euros. Elles sont présentées au sein de la ligne «Investissements corporels et incorporels» du tableau de flux de trésorerie.

NOTE 21 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

21.1 Information sur les contrats de location-financement - 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.

Paiements minimaux futurs, valeur actualisée :

En millions d'euros	Paielements minimaux de leasing au 31 déc. 2013		Paielements minimaux de leasing au 31 déc. 2012	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	110	107	499	473
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	340	315	620	565
Au-delà de la 5 ^e année	112	81	423	322
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	562	504	1 542	1 360

La diminution du total des paiements minimaux futurs au 31 décembre 2013 (valeur actualisée au bilan) s'explique principalement par la perte de contrôle de SUEZ Environnement (- 420 millions d'euros,

essentiellement sur les usines d'incinération de Novergie), ainsi que par la cession de la centrale de Red Hills (- 243 millions d'euros) (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière (cf. Note 15.2.1 «Dettes financières»), et les paiements minimaux non actualisés par échéance se présente de la manière suivante :

En millions d'euros	Total	1 ^{re} année	2 ^e à 5 ^e année	Au-delà de la 5 ^e année
Dettes de location-financement	504	105	291	108
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	59	5	49	4
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	562	110	340	112

21.2 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 Saudi Aramco (Tihama - Arabie Saoudite), Wapda (Uch - Pakistan), Bowin (Glow - Thaïlande), Solvay (Electrabel - Belgique) et Lanxess (Electrabel - Belgique).

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Paiements minimaux non actualisés	1 565	2 399
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	29	29
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	1 594	2 428
Produits financiers non acquis	395	798
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	1 199	1 630
dont valeur actualisée des paiements minimaux	1 179	1 608
dont valeur résiduelle non garantie actualisée	20	22

La diminution de l'investissement net au 31 décembre 2013 (valeur au bilan) est principalement liée à la cession par le Groupe de 50% de son portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (- 347 millions d'euros) (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés en Note 15.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Au cours de la 1 ^{re} année	165	183
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	536	619
Au-delà de la 5 ^e année	864	1 597
TOTAL	1 565	2 399

NOTE 22 CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

22.1 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 2013 et 2012 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Loyers minimaux	(1 104)	(1 107)
Loyers conditionnels	(25)	(60)
Revenus de sous-location	84	95
Charges de sous-location	(55)	(77)
Autres charges locatives	(248)	(320)
TOTAL	(1 348)	(1 468)

La perte de contrôle de SUEZ Environnement (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre») a un impact de 164 millions d'euros sur l'ensemble des charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple.

Les paiements minimaux futurs à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Au cours de la 1 ^{re} année	617	886
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 478	1 923
Au-delà de la 5 ^e année	1 647	1 868
TOTAL	3 742	4 678

La diminution du total des paiements minimaux futurs au 31 décembre 2013 s'explique principalement par la perte de contrôle de SUEZ Environnement pour 900 millions d'euros (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

22.2 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 GDF SUEZ Energy International.

Les revenus locatifs des exercices 2013 et 2012 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Loyers minimaux	671	842
Loyers conditionnels	89	111
TOTAL	760	953

Ces revenus locatifs sont comptabilisés en chiffre d'affaires.

Les paiements minimaux futurs à recevoir au titre de la location, en vertu de contrats de location simple non résiliables, s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Au cours de la 1 ^{re} année	510	895
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 529	3 056
Au-delà de la 5 ^e année	20	1 647
TOTAL	2 059	5 598

NOTE 23 CONTRATS DE CONCESSION

L'interprétation SIC 29 – accords de concession de services – informations à fournir, publiée en mai 2001, traite des informations concernant les contrats de concession à donner dans les Notes aux comptes.

L'interprétation IFRIC 12 publiée en novembre 2006 traite de la comptabilisation de certains contrats de concession, répondant à certains critères, pour lesquels il est estimé que le concédant contrôle l'infrastructure (cf. Note 1.4.7 «Concessions»).

La caractéristique commune à tous les accords de concession de services est le fait que le concessionnaire à la fois reçoit un droit et contracte une obligation d'offrir des services publics.

Ces contrats de concession comprennent des dispositions sur les droits et obligations concernant les infrastructures et les droits et obligations afférant au service public en particulier l'obligation de

permettre l'accès au service public aux usagers. En contrepartie de ces obligations, GDF SUEZ dispose du droit de facturer le service rendu soit à la collectivité concédante soit aux usagers. Ce droit se matérialise :

- soit par un actif incorporel ;
- soit par une créance pour les contrats du périmètre IFRIC 12 selon le modèle comptable applicable (cf. Note 1.4.7 «Concessions») ;
- soit par un actif corporel.

Le modèle corporel est utilisé par exemple, en France pour les contrats de concession de distribution de gaz naturel qui s'inscrivent dans le cadre de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Le Groupe gère des contrats de concession au sens de SIC 29 principalement dans les domaines de la distribution de gaz,

d'électricité, et de distribution de chaleur. La durée des contrats de concession varie généralement entre 10 et 30 ans en fonction principalement de l'importance des investissements à la charge du concessionnaire.

En général, le tarif auquel le service est facturé est fixé et indexé pour toute la durée du contrat. Des clauses de révisions périodiques (généralement quinquennales) sont néanmoins prévues en cas de modification des conditions économiques initialement prévues au moment de la signature des contrats.

En France, pour la distribution de gaz naturel, les tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution gaz dits ATRD sont fixés par arrêté ministériel après formulation d'un avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Le tarif est notamment élaboré à partir des charges de capital qui comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation des actifs exploités par le Groupe appelée Base d'Actifs Régulée (la BAR) selon les règles de durée d'amortissement et de taux de rémunération de capital investi fixé par la CRE. La BAR comprend essentiellement les conduites et branchements amortis sur une période de 45 ans.

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. 2013	31 déc. 2012
Plans de stock-options	24.1	9	25
Augmentations de capital réservées aux salariés	24.2	-	-
Share Appreciation Rights ⁽¹⁾	24.2	1	2
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	24.3	83	84
Autres plans du Groupe		-	3
TOTAL		93	114

(1) Émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

24.1 Plans de stock-options

En 2013, comme en 2012, 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 2012 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 31/12/2012	Levées	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31/12/2013	Date d'expiration	Durée de vie restante
09/12/2005	27/04/2004	09/12/2009	22,8	2 251	1 352 000	5 664 034	-	5 664 034	-	08/12/2013	-
17/01/2007 ⁽¹⁾	27/04/2004	17/01/2011	36,6	2 173	1 218 000	5 704 906	-	32 873	5 672 033	16/01/2015	1,0
14/11/2007 ⁽¹⁾	04/05/2007	14/11/2011	41,8	2 107	804 000	4 434 260	-	22 588	4 411 672	13/11/2015	1,9
12/11/2008 ⁽¹⁾	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	6 119 554	-	43 920	6 075 634	11/11/2016	2,9
10/11/2009 ⁽¹⁾	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	-	5 007 175	-	46 830	4 960 345	09/11/2017	3,9
TOTAL					5 989 000	26 929 929	-	5 810 245	21 119 684		
Dont :											
Plans d'options d'achat d'actions						11 126 729	-	90 750	11 035 979		
Plans de souscriptions d'actions						15 803 200	-	5 719 495	10 083 705		

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2013.

Le cours moyen de l'action GDF SUEZ était de 16,37 euros en 2013.

24.1.2 Suivi du nombre d'options GDF SUEZ

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen (en euros)
Solde au 31 décembre 2012	26 929 929	32,3
Options annulées	(5 810 245)	23,1
Solde au 31 décembre 2013	21 119 684	34,9

24.1.3 Impacts comptables

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans du Groupe est la suivante, compte tenu d'une hypothèse de *turnover* de 5% :

Date d'attribution	Émetteur	Juste valeur unitaire ⁽¹⁾ (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2013	31 déc. 2012
12 novembre 2008	GDF SUEZ	9,3	-	13
10 novembre 2009	GDF SUEZ	6,0	6	8
2009-2010	SUEZ Environnement Company		3	5
TOTAL			9	25

(1) Le cas échéant, valeur moyenne pondérée entre plans avec et sans condition de performance.

24.1.4 Plans de *Share Appreciations Rights*

L'attribution de SAR aux salariés américains en 2008 et 2009, en remplacement des stock-options, a un impact non significatif sur les comptes du Groupe.

24.2 Augmentations de capital réservées aux salariés

Il n'y a pas eu d'augmentation de capital GDF SUEZ réservée aux salariés en 2013. Les seuls impacts sur le résultat 2013 liés aux dispositifs d'augmentation de capital réservée aux salariés proviennent des SAR (y compris couverture par des *warrants*) mais sont non significatifs.

24.3 Actions gratuites et actions de performance

24.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2013

Plan d'actions de performance GDF SUEZ du 11 décembre 2013

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2013 a approuvé l'attribution de 2,8 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 2017, 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 2018, sans période d'incessibilité.

Chaque tranche se décompose en instruments assortis de différentes conditions :

- instrument à condition simple : actions de performance soumises uniquement à 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 2013 et janvier 2017 ;
- instrument à double condition : actions de performance soumises à la condition TSR décrite ci-dessus et à une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent part Groupe des exercices 2015 et 2016.

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 2013.

<i>Date d'attribution</i>	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
27 février 2013	14 mars 2015	14 mars 2017	14,4 €	1,5 €	8,0%	1,5 €	non	9,9 €
27 février 2013	14 mars 2016	14 mars 2018	14,4 €	1,5 €	8,0%	1,2 €	non	8,7 €
27 février 2013	14 mars 2017	14 mars 2017	14,4 €	1,5 €	8,0%	-	non	8,5 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 27 février 2013								9,2 €
11 décembre 2013	14 mars 2017	14 mars 2019	16,5 €	1,5 €	7,9%	0,8 €	oui ⁽¹⁾	6,5 €
11 décembre 2013	14 mars 2017	14 mars 2019	16,5 €	1,5 €	7,9%	1,1 €	oui ⁽²⁾	8,6 €
11 décembre 2013	14 mars 2018	14 mars 2018	16,5 €	1,5 €	7,9%	-	oui ⁽¹⁾	6,5 €
11 décembre 2013	14 mars 2018	14 mars 2018	16,5 €	1,5 €	7,9%	-	oui ⁽²⁾	8,6 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 11 décembre 2013								7,6 €

(1) Plan à simple condition de performance.

(2) 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 d'actions attribuées 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 2013 au titre de la non atteinte de conditions de performance sont non significatives.

24.3.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2013 et impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante :

Date d'attribution	Volume attribué ⁽¹⁾	Juste valeur unitaire ⁽²⁾ (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2013	31 déc. 2012
Plans en titres GDF SUEZ				
Plans d'actions gratuites				
Plan d'abondement Spring août 2007	193 686	32,1	-	1
Plan SUEZ juin 2008	2 372 941	39,0	-	3
Plan GDF SUEZ juillet 2009	3 297 014	19,7	2	5
Plan d'abondement Link août 2010	207 947	19,4	1	1
Plan GDF SUEZ juin 2011	4 173 448	20,0	18	31
Plan GDF SUEZ octobre 2012	6 106 463	11,7	18	3
Plans d'actions de performance				
Plan GDF SUEZ novembre 2008	1 812 548	28,5	-	1
Plan GDF SUEZ novembre 2009	1 693 840	24,8	2	4
Plan Comex janvier 2010	348 660	18,5	-	1
Plan GDF SUEZ Trading mars 2010	51 112	21,5	-	-
Plan GDF SUEZ janvier 2011	3 426 186	18,1	18	18
Plan GDF SUEZ Trading mars 2011	57 337	23,3	-	1
Plan GDF SUEZ décembre 2011	2 996 920	11,3	10	10
Plan GDF SUEZ Trading février 2012	70 778	15,1	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2012	3 556 095	8,1	8	1
Plan GDF SUEZ Trading février 2013	94 764	9,2	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2013	2 801 690	7,6	-	-
Plans en titres SUEZ Environnement			6	7
			83	84

(1) Volume attribué, après éventuels ajustements liés à la fusion avec Gaz de France en 2008.

(2) 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 principales filiales (sociétés consolidées en intégration globale) sont listées dans la Note 30 «Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2013». Les principales entreprises associées et coentreprises sont listées respectivement dans la Note 13 «Participations dans les entreprises associées» et la Note 14 «Participations dans les coentreprises». 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

Suite à la fusion entre Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, l'État détient 36,7% du capital de GDF SUEZ ainsi que quatre représentants sur dix-huit 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 nouveau 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, et détermine les règles et les responsabilités des différents acteurs sur la période 2010-2013.

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.

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 19 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

25.3 Transactions avec les coentreprises ou entreprises associées

25.3.1 Coentreprises

<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	Engagements et garanties donnés
Eco Electrica	-	48	-	1	-	-	-	-
Tirreno Power	118	99	-	9	-	12	-	-
Activités de production d'énergies au Portugal	-	-	-	-	32	-	-	-
WSW Energie und Wasser	3	30	-	6	-	16	-	4
Energia Sustentável do Brasil	-	-	-	-	55	-	-	1 894
Energieversorgung Gera GmbH	12	21	-	2	-	1	-	27
Zandvliet Power	17	3	1	1	-	-	3	-
Autres	86	57	5	43	63	27	12	135
TOTAL	236	258	6	62	150	56	15	2 060

Hormis les engagements hors bilan («Engagements et garanties donnés»), les données ci-dessus présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers au 31 décembre 2013 ; elles correspondent donc à l'impact de ces opérations après élimination des transactions internes.

Tous les chiffres ci-après sont également exprimés en vision contributive après élimination des transactions internes.

Eco Electrica (Porto Rico)

Les ventes de gaz naturel à Eco Electrica s'élèvent à 48 millions d'euros en 2013.

Tirreno Power (Italie)

GDF SUEZ détient 50% du capital de Tirreno Power. Le pourcentage de contrôle du Groupe s'élève à 50%.

Les achats et ventes d'électricité à Tirreno Power s'élèvent respectivement à 118 et 99 millions d'euros en 2013.

Activités de production d'énergies au Portugal

À l'issue de la cession d'une participation de 50% dans son portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal, les prêts accordés par le Groupe aux activités d'énergies éoliennes de ce portefeuille s'élèvent à 32 millions d'euros (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

WSW Energie und Wasser (Allemagne)

Les ventes d'électricité entre le Groupe et WSW Energie und Wasser se sont élevées à 30 millions d'euros en 2013.

Energia Sustentável do Brasil (Brésil)

GDF SUEZ détient 60% du capital de la société Energia Sustentável do Brasil au 31 décembre 2013. Ce consortium a été créé en 2008 dans le but de construire, détenir et exploiter la centrale hydroélectrique de Jirau d'une capacité de 3 750 MW.

Au 31 décembre 2013, les actifs et passifs d'Energia Sustentável do Brasil ont été classés en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Au 31 décembre 2013, 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 3,2 milliards d'euros. Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium.

Energieversorgung Gera GmbH (Allemagne)

Energieversorgung Gera GmbH est détenu à 49,9% par GDF SUEZ. Le pourcentage de contrôle du Groupe s'élève à 49,9%.

Les ventes et les achats de gaz entre le Groupe et Energieversorgung Gera GmbH se sont élevés à 21 et 12 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Zandvliet Power (Belgique)

GDF SUEZ détient 50% du capital de Zandvliet Power. Le pourcentage de contrôle du Groupe s'élève à 50%.

Les achats d'électricité entre le Groupe et Zandvliet Power s'élèvent à 17 millions d'euros au 31 décembre 2013.

25.3.2 Entreprises associées

<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	Engagements et garanties donnés
SUEZ Environnement	-	8	-	47	-	24	13	11
Sociétés intercommunales	913	101	-	-	-	7	-	339
Contassur	-	-	-	167	-	-	-	-
Sociétés projets de la branche GDF SUEZ Energy International au Moyen-Orient	-	240	-	6	140	-	-	580
Paiton	-	-	-	-	291	-	-	-
Gaz de Strasbourg	-	82	-	-	14	-	-	-
Autres	39	3	-	1	25	2	-	187
TOTAL	952	434	-	221	470	33	13	1 117

SUEZ Environnement

Suite au non-renouvellement du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company, la participation détenue par le Groupe est dorénavant comptabilisée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés à compter du 22 juillet 2013.

Les ventes d'énergies entre le Groupe et SUEZ Environnement s'élèvent à 8 millions d'euros au 31 décembre 2013. Les créances et dettes commerciales s'élèvent respectivement à 47 et 24 millions d'euros.

Sociétés intercommunales (Belgique)

Les sociétés intercommunales mixtes bruxelloise, flamandes et wallonnes assurent la gestion du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Belgique.

Suite aux différentes opérations et événements intervenus en 2011 et en 2012, le Groupe n'exerce plus d'influence notable (i) sur les sociétés intercommunales mixtes flamandes depuis le 30 juin 2011 et (ii) sur l'intercommunale bruxelloise depuis le 31 décembre 2012. Le tableau ci-avant ne répertorie désormais que les transactions avec les intercommunales wallonnes.

Les coûts de transport encourus par Electrabel Customer Solutions (ECS) au titre de l'utilisation du réseau de distribution de gaz et d'électricité des sociétés intercommunales se sont élevés à 865 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre 830 millions d'euros au 31 décembre 2012). Au 31 décembre 2013, les dettes

fournisseurs envers les sociétés intercommunales mixtes wallonnes ne sont pas significatives.

Electrabel garantit à hauteur de 339 millions d'euros les emprunts contractés par les sociétés intercommunales mixtes wallonnes dans le cadre de financement des réductions des fonds propres.

Contassur (Belgique)

Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur est détenue par le Groupe à hauteur de 15%.

Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité.

Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'« Autres actifs » dans l'état de situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 167 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 159 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Sociétés projets de la branche GDF SUEZ Energy International au Moyen-Orient

Ces sociétés projets au Moyen-Orient détiennent et exploitent des centrales de production électriques et des usines de dessalement d'eau de mer.

Les ventes du Groupe vers ces sociétés s'élèvent à 240 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 277 millions d'euros au 31 décembre 2012, et concernent des ventes d'électricité, de gaz et des prestations de service.

Les prêts accordés par le Groupe à ces sociétés projets au Moyen-Orient s'élèvent à 140 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 54 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Les garanties données par le Groupe à ces entités s'élèvent à 580 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 617 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Paiton (Indonésie)

Le Groupe détient 40,5% du capital de Paiton. Les prêts accordés par le Groupe à Paiton s'élèvent à 291 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 268 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Gaz de Strasbourg (France)

Le Groupe détient 24,9% du capital de Gaz de Strasbourg.

Les ventes de gaz à Gaz de Strasbourg s'élèvent à 82 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 130 millions d'euros au 31 décembre 2012.

NOTE 26 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont les membres du Comité Exécutif et les administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 19 membres au 31 décembre 2013 contre 27 en 2012.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Avantages à court terme	30	37
Avantages postérieurs à l'emploi	4	6
Paiements fondés sur des actions	5	10
Indemnités de fin de contrat	7	5
TOTAL	46	58

NOTE 27 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS

27.1 Réconciliation du besoin en fonds de roulement du tableau des flux avec les postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2012	Variation du BFR au tableau de flux	Autres impacts au tableau de flux inclus dans			Autres variations sans impact sur le tableau de flux			31 déc. 2013
			Impôt décaissé	Investissement	Financier	Juste valeur	Variation de périmètre	Autres variations	
Postes compris dans l'actif non courant	(7 610)	198	-	-	296	50	989	635	(5 442)
Postes compris dans l'actif courant	(45 378)	(776)	174	(112)	(70)	180	6 019	444	(39 520)
Postes compris dans le passif non courant	5 157	(192)	-	(3)	38	(425)	(790)	(340)	3 447
Postes compris dans le passif courant	40 394	584	(320)	(308)	85	329	(6 268)	(228)	34 267
TOTAUX	(7 438)	(186)	(146)	(424)	349	134	(49)	512	(7 248)

Les postes du besoin en fonds de roulement compris dans l'actif courant et non courant regroupent les clients, les stocks, les instruments financiers dérivés, les autres actifs et les prêts et créances au coût amorti.

Les postes du besoin en fonds de roulement compris dans le passif courant et non courant regroupent les fournisseurs et autres créanciers, les autres passifs financiers, les autres passifs et les instruments financiers dérivés.

27.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Stocks de gaz, nets	2 491	2 542
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	331	350
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	2 248	2 531
TOTAL	5 070	5 423

27.3 Autres actifs et autres passifs

Les autres actifs courants (8 229 millions d'euros) et les autres actifs non courants (723 millions d'euros) sont constitués principalement de

créances fiscales.

Les autres passifs courants (13 606 millions d'euros) et les autres passifs non courants (1 345 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 2013 s'élève à 874 millions d'euros contre 927 millions d'euros au 31 décembre 2012.

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 Eirő (détenue à 74,82% par Electrabel) 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 finale sur cette demande est reportée à 2016 afin de permettre au Tribunal Arbitral de juger sur base d'une évaluation précise des coûts échoués⁽¹⁾.

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. La procédure d'échange de conclusions est en cours.

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 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 fait à ce jour 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 se sont déroulées du 27 au 30 janvier 2014. La sentence devrait être rendue au cours du premier semestre 2014.

28.1.4 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 PDG de La Compagnie du Vent. GDF SUEZ détient aujourd'hui 59% des titres de La Compagnie du Vent.

(1) Voir aussi Note 28.2.3 «Contrats à long terme en Hongrie».

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 pendents : (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.

28.1.5 Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France

Litiges portant sur le gel des tarifs réglementés

L'arrêté ministériel du 18 juillet 2012 a fixé à 2% l'évolution du tarif réglementé du gaz naturel en France à partir du 20 juillet 2012. Le Groupe a considéré que cette évolution tarifaire ne lui permettait pas de couvrir l'intégralité de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel et ses coûts hors approvisionnement.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 24 août 2012, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'État pour excès de pouvoir.

L'arrêté ministériel du 26 septembre 2012 a fixé à 2% l'évolution du tarif réglementé du gaz naturel en France pour la période du 29 septembre 2012 au 31 décembre 2012. Le Groupe a également considéré que cette évolution tarifaire ne lui permettait pas de couvrir l'intégralité de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel et ses coûts hors approvisionnement.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 15 novembre 2012, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'État pour excès de pouvoir. Par ordonnance du 29 novembre 2012, le Conseil d'État a suspendu l'arrêté du 26 septembre 2012 et enjoint en outre aux ministres en charge de l'Énergie et des Finances de se prononcer de nouveau sur les tarifs réglementés du gaz dans un délai d'un mois, en appliquant les textes en vigueur.

Par trois décisions du 30 janvier 2013, le Conseil d'État a annulé, au fond, les arrêtés des 27 juin 2011, 18 juillet 2012 et 26 septembre 2012 en tant qu'ils n'ont pas fixé l'augmentation du tarif réglementé du gaz naturel au niveau nécessaire pour couvrir les coûts complets moyens de GDF SUEZ. Il a enjoint l'État de prendre de nouveaux arrêtés corrigeant cette illégalité dans le délai d'un mois. Les conséquences financières de ces décisions du Conseil d'État et des nouveaux arrêtés tarifaires sont comptabilisées dans les états financiers de l'exercice 2013. Compte tenu de la décision du 30 janvier 2013 annulant l'arrêté du 26 septembre 2012 suite à la requête de l'ANODE, le Conseil d'État a rendu une ordonnance de non lieu à statuer sur la requête de GDF SUEZ qui était devenue sans objet.

Litiges portant sur la différenciation des tarifs réglementés entre les locaux ou non à usage d'habitation

Par arrêt du 2 octobre 2013, le Conseil d'État a annulé les articles 3 et 4 de l'arrêté tarifaire du 22 décembre 2011 qui fixait les barèmes des tarifs réglementés fournis à partir des réseaux publics de distribution et notamment des barèmes différenciés entre les locaux à usage d'habitation, et hors locaux à usage d'habitation. Sont concernés par cette décision les barèmes applicables entre le 1^{er} janvier 2012 et le 20 juillet 2012, date d'entrée en vigueur de l'arrêté suivant du 18 juillet 2012.

Le Conseil d'État a considéré que les clients résidentiels ou non résidentiels étaient dans des situations identiques au regard de la fourniture de gaz à tarif réglementé, en raison de l'absence de différence intrinsèque de coûts de fourniture entre ces deux catégories d'utilisateurs. Dès lors la seule justification possible devrait être fondée sur l'intérêt général. Or, le Conseil d'État a estimé qu'aucun moyen d'intérêt général suffisant n'a été établi par l'État pour justifier de cette différenciation.

Il a été fait injonction à l'État de prendre dans un délai d'un mois un nouvel arrêté «fixant des barèmes conformes aux principes énoncés dans la présente décision». Autrement dit, le calcul des nouveaux barèmes doit à la fois tenir compte de l'absence de différenciation et de l'évolution des barèmes qui aurait dû intervenir en avril 2012. L'arrêté du 26 décembre 2013 a fixé en conséquence les nouveaux barèmes applicables du 1^{er} janvier au 19 juillet 2012.

Dans deux décisions du 30 décembre 2013, le Conseil d'État a annulé pour les mêmes motifs l'article 3 de l'arrêté tarifaire du 21 décembre 2012 et les arrêtés du 15 avril 2013 qui fixaient les barèmes des tarifs réglementés fournis à partir des réseaux publics de distribution et notamment des barèmes différenciés entre les locaux à usage d'habitation, et hors locaux à usage d'habitation. Sont concernés par cette décision les barèmes applicables du 20 juillet 2012 au 31 décembre 2012, et du 1^{er} semestre 2013.

Il a été fait injonction à l'État de prendre dans un délai de deux mois un nouvel arrêté fixant des barèmes conformes aux principes énoncés dans ces décisions. L'arrêté n'était pas encore pris à ce jour.

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.

28.1.6 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.

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.

28.1.7 NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij)

En juin 2011, NAM avait assigné GDF SUEZ E&P Nederland BV (Groupe GDF SUEZ) en paiement d'un ajustement de prix dans le cadre des accords de cession à GDF SUEZ d'actifs d'exploration-production situés aux Pays-Bas et d'une participation dans NOGAT BV, au titre d'une charge d'impôt de 50 millions d'euros qu'elle prétendait avoir supportée pour le compte de GDF SUEZ entre la date d'effet et la date de conclusion de la transaction. Cette demande d'ajustement avait toujours été contestée par GDF SUEZ comme non conforme aux accords.

En réponse aux demandes de NAM, GDF SUEZ E&P Nederland BV avait déposé une réclamation contre NAM de 5,9 millions d'euros.

Le 21 mai 2012, la District Court de La Haye a débouté GDF SUEZ E&P Nederland BV de sa demande et l'a condamnée à payer la demande en principal de NAM, majorée d'un taux d'intérêt de 3,8% à compter du 17 janvier 2011.

La décision étant exécutoire, le règlement a d'ores et déjà été effectué. GDF SUEZ E&P Nederland BV a interjeté appel le 1^{er} août 2012. La Cour d'Appel a rendu son arrêt le 17 décembre 2013 et a confirmé la décision de première instance.

28.1.8 Argentine

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 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 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.

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 AASA et APSF.

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 Fe est attendu en 2014. La procédure suit son cours.

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions de dollars américains.

28.1.9 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 (groupement formé de SOFREGAZ, TECNIMONT SpA et SAIPEM SA) 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. La sentence est attendue fin 2014.

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⁾. Electrabel s'est donc, à ce titre, acquittée au total de 859 millions 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.

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.

Electrabel a, par ailleurs, introduit le 9 septembre 2011 une action en répétition des montants payés. La procédure suit son cours devant le Tribunal de première instance de Bruxelles. L'affaire a été plaidée le

11 février 2014 et mise en délibéré. Le jugement est attendu d'ici la fin du premier semestre 2014.

28.1.11 Réclamations du fisc belge et de l'Administration de l'énergie

Les services de l'Inspection Spéciale des Impôts belge réclament un montant de 188 millions d'euros à SUEZ-Tractebel, Groupe GDF SUEZ, concernant ses investissements passés au Kazakhstan. SUEZ-Tractebel a introduit un recours administratif contre ces demandes. L'Administration fiscale n'ayant toujours pas statué 10 ans après, un recours devant le Tribunal de première instance de Bruxelles a été introduit en décembre 2009 et le Tribunal a statué en mai 2013 en faveur de SUEZ-Tractebel. L'Inspection Spéciale a acquiescé au jugement rendu, ce qui clôture ce litige.

Les services de l'Inspection Spéciale ont procédé à la taxation en Belgique des revenus financiers réalisés au Luxembourg par les succursales de gestion de trésorerie d'Electrabel et de SUEZ-Tractebel établies au Luxembourg. Ces revenus financiers qui ont été soumis à l'impôt au Luxembourg sont exonérés d'impôt en Belgique conformément à la convention préventive de double imposition belgo-luxembourgeoise. L'Inspection Spéciale refuse cette exonération en argumentant sur la base d'un prétendu abus de droit. Le montant total des enrôlements s'élève à 265 millions d'euros au titre des exercices 2003 à 2009. Un premier jugement, n'abordant pas le problème de fond, a été rendu le 25 mai 2011, confortant la position d'Electrabel. Entre-temps, ce jugement a entraîné un dégrèvement partiel dont le montant total s'élève à 48 millions d'euros (exercices 2005-2007). En avril 2013, un jugement sur le fond a statué en faveur de la position défendue par Electrabel et SUEZ-Tractebel. L'Inspection Spéciale a acquiescé au jugement rendu ce qui met fin à ce litige. Les dégrèvements et remboursements d'impôts indûment enrôlés sont en cours.

L'Administration de l'énergie a réclamé à Electrabel pour les années 2006 à 2011 un montant total de prélèvement sur sites non utilisés de 356 millions d'euros. Compte tenu du jugement rendu par le Tribunal de première instance de Bruxelles le 17 février 2010 concernant les prélèvements sur sites non utilisés de 2006 à 2008, qui lui est en grande partie favorable, Electrabel a introduit pour chacune des années 2009 à 2011 une déclaration pour le seul site qu'elle considère devoir faire l'objet du prélèvement. L'Administration a, quant à elle, maintenu sa position antérieure et a établi pour chacune de ces années des prélèvements sur 7 sites (dont le site déclaré). Electrabel a contesté ces prélèvements en premier lieu par la voie administrative et ensuite par l'introduction de recours auprès du Tribunal de première instance de Bruxelles. 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, ni pour 2012, ni pour 2013 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 et 2013 des prélèvements sur 7 sites qui se montent à 67,5 millions d'euros pour chaque exercice. Electrabel conteste ces prélèvements par voie administrative et par l'introduction de recours auprès du Tribunal de Première Instance de Bruxelles.

(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.

28.1.12 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 de 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 le maintien de leur position, laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011. GDF SUEZ est en attente de l'avis de mise en recouvrement. À noter que les décisions du Conseil d'État, du 10 décembre 2012, dans les affaires Rhodia et Accor relatives au contentieux précompte, peuvent indirectement affecter l'argumentation de GDF SUEZ, sans toutefois modifier sa position compte tenu de l'état d'avancement des procédures en cours la concernant.

28.1.13 Réclamation du fisc brésilien

Tractebel Energia, Groupe GDF SUEZ, contestait l'enrôlement de 382 millions de réals brésiliens ⁽¹⁾ notifié le 30 décembre 2010 par l'Administration fiscale brésilienne au titre des exercices 2005 à 2007. L'Administration fiscale refusait, à tort selon Tractebel Energia, des déductions liées à un dispositif d'incitation fiscal «RIC» sur des immobilisations en construction.

En février 2012, Tractebel Energia a obtenu du Tribunal administratif de Florianópolis, une décision favorable qui a été confirmée par le Tribunal administratif compétent en matière fiscale, le 11 juin 2013. En septembre 2013, les autorités fiscales ont confirmé qu'ils n'introduiront pas d'appel contre cette décision, ce qui clôture ce litige.

28.1.14 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 s'élève à 127 millions d'euros. Un recours administratif a été introduit contre ces enrôlements.

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 considèrerait 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.

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, 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 le 28 avril 2009. L'audience a eu lieu le 15 mai 2013, le Tribunal n'a pas indiqué la date à laquelle il 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⁽²⁾.

(1) Environ 134 millions d'euros.

(2) Voir aussi Note 28.1.1 «Litiges et arbitrages/Electrabel – État de Hongrie».

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.

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⁽¹⁾ ainsi qu'à Electrabel. Le projet de décision, qui confirme le rapport de l'Auditorat déposé le 7 février 2013, allègue l'existence d'abus de position dominante dans le chef d'Electrabel. Cette affaire va maintenant être examinée par le Collège de la Concurrence⁽²⁾. Electrabel conteste formellement ces allégations et soumettra ses observations écrites au Collège. Electrabel sera entendue oralement lors d'une audience du Collège.

NOTE 29 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2013.

NOTE 30 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2013

La liste des entités ci-après est donnée à titre indicatif et n'inclut que les principales sociétés du périmètre de consolidation de GDF SUEZ. L'objectif est de présenter la liste des entités intégrées globalement couvrant 80% des indicateurs suivants : chiffre d'affaires, EBITDA et dette nette. Pour rappel les principales entités associées (mises en équivalence) ou intégrées proportionnellement sont présentées

respectivement dans les Notes 13 «Participations dans les entreprises associées» et 14 «Participations dans les coentreprises».

Le sigle IG est utilisé pour présenter la méthode d'intégration globale.

Le sigle NI est utilisé pour indiquer la non-consolidation de la société.

Les entités marquées d'une étoile (*) font partie de l'entité juridique GDF SUEZ SA.

Energy International (BEI)

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Région Amérique du Nord (BEI)							
Groupe GDF SUEZ ENERGY GENERATION NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ GAS NA LLC	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY MARKETING NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY RESOURCES NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

(1) 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.

(2) La nouvelle instance de décision de l'Autorité.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Région Amérique Latine (BEI)							
Groupe E-CL SA	Avda. El Bosque Norte 500, of. 902 - Santiago - Chili	52,8	52,8	52,8	52,8	IG	IG
Groupe TRACTEBEL ENERGIA	Rua Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064 - Agronômica Florianopolis - Santa Catarina - Brésil	68,7	68,7	68,7	68,7	IG	IG
ENERSUR	Av. República de Panamá 3490 - San Isidro - Lima 27 - Pérou	61,8	61,8	61,8	61,8	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Région Asie-Pacifique (BEI)							
GLOW ENERGY PUBLIC CO. Ltd	195 Empire Tower, 38th Floor - Park Wing - South Sathorn Road - Yannawa - Sathorn - Bangkok 10120 - Thaïlande	69,1	69,1	69,1	69,1	IG	IG
Gheco One Company Ltd	11, I-5 Road - Tambon Map Ta Phut - Muang District - Rayong Province 21150 - Thaïlande	44,9	44,9	65,0	65,0	IG	IG
HAZELWOOD POWER PARTNERSHIP	PO Box 195, Brodribb Road - Morwell Victoria 3840 - Australie	72,0	91,8	100,0	91,8	IG	IG
Loy Yang B Consolidated	Level 33, Rialto South Tower - 525 Collins Street - Melbourne Vic 3000 - Australie	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Région Royaume-Uni et Autres Europe (BEI)							
GDF SUEZ ENERGY UK RETAIL	No.1 Leeds 26 Whitehall Road-Leeds LS12 1BE - Royaume-Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
FHH (Guernesey) Ltd	Glategny Court - Glategny Esplanade - St Peter Port - Guernesey - GY1 1 WR	75,0	75,0	100,0	100,0	IG	IG
SALTEND	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - Royaume-Uni	75,0	75,0	100,0	100,0	IG	IG
BAYMINA ENERJI A.S.	Ankara Dogal Gaz Santrali, Ankara Eskisehir Yolu 40.Km, Maliköy Mevkii, 06900 Polatki/Ankara - Turquie	95,0	95,0	95,0	95,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Région Corporate (BEI)							
INTERNATIONAL POWER plc (IPR)	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - EC4V 4DP - Royaume-Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
International Power CONSOLIDATED HOLDINGS LIMITED	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - EC4V 4DP - Royaume-Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
International Power Brussels	Boulevard Simon Bolivar, 34 -1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Énergie Europe (BEE)

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Central Western Europe (BEE)							
COMPAGNIE NATIONALE DU RHÔNE (CNR)	2, rue André Bonin 69004 Lyon - France	49,9	49,9	49,9	49,9	IG	IG
GDF SUEZ SA - Énergie Europe (*)	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Thermique France	2, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA – Amo Gas (*)	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Kraftwerk Wilhelmshaven GmbH & Co. KG	Niedersachsendamm 10 - 26386 Wilhelmshaven - Allemagne	57,0	57,0	52,0	52,0	IG	IG
Groupe SVELYS	23, rue Philibert Delorme 75017 Paris - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energie Nederland NV	Grote Voort 291, 8041 BL Zwolle - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELECTRABEL	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	95,8	95,8	95,8	95,8	IG	IG
SYNATOM	Avenue Ariane 7 - 1200 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Friedrichstraße 200 - D-10117 Berlin - Allemagne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités de la branche Énergie Europe ne publient pas de comptes annuels en application de la 7^e Directive européenne et des dispositions internes de droit luxembourgeois et néerlandais 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,
- ▶ et Electrabel Invest Luxembourg.

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Autres Europe (BEE)							
DUNAMENTI Erőmű	Erőmű út 2 - 2440 Szazhalombatta - Hongrie	74,8	74,8	74,8	74,8	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA POLSKA SA	Zawada 26, 28-230 Polaniec - Pologne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ROSIGNANO ENERGIA SpA	Via Piave N° 6-57013 Rosignano Solvay - Italie	99,5	99,5	99,5	99,5	IG	IG
GDF SUEZ PRODUZIONE SpA	Lungotevere Arnaldo da Brescia, 12 - 00196 Roma - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SC GDF SUEZ Energy România SA	Bld Marasesti, 4-6, sector 4 - 040254 Bucarest - Roumanie	51,0	51,0	51,0	51,0	IG	IG
GSEM	Pulcz u. 44 - H 6724 - SZEGED - Hongrie	99,9	99,9	99,9	99,9	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA SpA	Lungotevere Arnaldo da Brescia, 12 - 00196 Roma - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIE SpA	Via Spadolini, 7 - 20141 Milano - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Global Gaz & GNL (B3G)

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
GDF SUEZ E&P International	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	70,0	70,0	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P UK Ltd	40, Holborn Viaduct - London EC1N 2PB - Royaume-Uni	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P NORGE AS	Vestre Svanholmen 6 - 4313 Sandnes - Norvège	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P NEDERLAND BV	Einsteinlaan 10 - 2719 EP Zoetermeer - Pays-Bas	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GmbH	Waldstrasse 39 - 49808 Lingen - Allemagne	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - B3G (*)	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ LNG SUPPLY SA	65, Avenue de la Gare - 1611 Luxembourg - Grand Duché de Luxembourg	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Infrastructures

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
STORENGY	Immeuble Djinn - 12, rue Raoul Nordling - 92270 Bois-Colombes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELENGY	Immeuble EOLE - 11 avenue Michel Ricard - 92270 Bois-Colombes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GrDF	6, rue Condorcet - 75009 Paris - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GRTgaz	Immeuble BORA - 6, rue Raoul Nordling - 92270 Bois-Colombes - France	75,0	75,0	75,0	75,0	IG	IG

Énergie Services

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
COFELY ITALIA SpA	Via Ostiense, 333 - 00146 Roma - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
AXIMA CONCEPT	46, Boulevard de la Prairie du Duc - 44000 Nantes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COFELY AG	Thurgauerstrasse 56 - Postfach - 8050 Zürich - Suisse	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
CPCU	185, Rue de Bercy - 75012 Paris - France	64,4	64,4	64,4	64,4	IG	IG
Pôle Cofely Réseaux	Immeuble le Wilson II - 80, Avenue du Général de Gaulle -CS 90021 - 92031 Paris La Défense Cedex - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COFELY FABRICOM SA	Rue Gatti de Gamond, 254 - 1180 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GROUPE ENDEL	1, Place des Degrés - 92059 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GROUPE COFELY NEDERLAND NV	Kosterijland 20 - 3981 AJ Bunnik - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
BALFOUR BEATTY WORKPLACE (**)	Fourth Floor West - Block 1 angel Square - 1 Torrens Street - London - EC1V 1NY - Royaume-Uni	100,0	0,0	100,0	0,0	IG	NI
GROUPE INEO	1, Place des Degrés - 92059 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

(**) Cofely Workplace Limited est le nouveau nom de Balfour Beatty Workplace, acquise par le Groupe fin 2013.

Autres

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
GDF SUEZ SA (*)	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ EMT Corporate	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GIE - GDF SUEZ ALLIANCE	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ FINANCE SA	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ CC	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GENFINA	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ TREASURY Management	65, Avenue de la Gare - 1611 Luxembourg - Grand Duché de Luxembourg	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Invest International SA	65, Avenue de la Gare - 1611 Luxembourg - Grand Duché de Luxembourg	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Le Groupe comptait jusqu'au 22 juillet 2013 un segment opérationnel «SUEZ Environnement» comprenant le groupe SUEZ Environnement consolidé par intégration globale dans les comptes consolidés (cf. Note 3 «Information sectorielle»). Depuis la date de perte de contrôle, la quote-part détenue est consolidée par mise en équivalence dans le segment «Autres».

Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités de la branche Autres ne publient pas de comptes annuels en application de la 7^e Directive européenne et des

dispositions internes de droit luxembourgeois et néerlandais relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit de :

- GDF SUEZ Corp Luxembourg SARL,
- GDF SUEZ TREASURY Management SARL,
- et GDF SUEZ Invest International SA.

NOTE 31 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

Les cabinets Deloitte, EY et Mazars agissent en tant que Commissaires aux comptes du Groupe GDF SUEZ. Les informations sur les honoraires des Commissaires aux comptes et les membres de leurs réseaux sont présentées conformément au décret 2008-1487.

	EY				Deloitte				Mazars			
	Montant		%		Montant		%		Montant		%	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
<i>En millions d'euros</i>												
Audit												
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés ⁽¹⁾												
• GDF SUEZ SA	1,9	2,3	16,3%	11,7%	1,1	1,4	6,2%	7,2%	1,1	1,3	25,2%	15,3%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	7,8	13,7	68,8%	71,0%	14,3	14,9	76,9%	77,3%	2,6	5,9	59,7%	71,5%
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissariat aux comptes												
• GDF SUEZ SA	0,3	0,5	2,7%	2,5%	0,8	0,6	4,3%	3,3%	0,1	0,3	3,3%	3,6%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	0,6	1,6	5,1%	8,4%	1,1	1,3	6,2%	6,5%	0,5	0,6	11,5%	7,4%
SOUS-TOTAL	10,6	18,1	92,9%	93,7%	17,3	18,2	93,5%	94,3%	4,4	8,0	99,7%	97,8%
Autres prestations												
• Fiscal	0,7	1,1	6,0%	5,5%	0,8	1,1	4,5%	5,6%	-	-	-	0,4%
• Autres	0,1	0,2	1,0%	0,9%	0,4	-	2,0%	0,1%	-	0,1	0,3%	1,8%
SOUS-TOTAL	0,8	1,2	7,1%	6,3%	1,2	1,1	6,5%	5,7%	-	0,2	0,3%	2,2%
TOTAL	11,4	19,3	100%	100%	18,5	19,3	100%	100%	4,4	8,2	100%	100%

(1) Les montants relatifs aux entités intégrées proportionnellement et dont l'essentiel a trait à des missions de Commissariat aux comptes s'élèvent à 0,1 million d'euros pour Deloitte en 2013 (0,2 million d'euros en 2012), 0,1 million d'euros pour EY en 2013 (0,5 million d'euros en 2012) et 0,1 million d'euros pour Mazars en 2013 (0,1 million d'euros en 2012).

Les honoraires relatifs à la branche SUEZ Environnement au titre de 2013 ont été arrêtés au 22 juillet 2013 (date du passage de SUEZ Environnement de consolidation par intégration globale à mise en équivalence), ce qui affecte quasi exclusivement les honoraires des cabinets EY et Mazars.

6.3 RAPPORTS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2013, 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.

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. Votre Groupe a par ailleurs intégré, toute fin 2013, un changement de vue structurel sur les équilibres de moyen et long terme des marchés de

l'énergie en Europe, actant ainsi un changement profond de paradigme affectant plusieurs de ses métiers. Ces estimations 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.

C'est dans ce contexte que nous avons procédé à nos propres appréciations, notamment sur les estimations comptables significatives suivantes :

- L'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* et des immobilisations corporelles et incorporelles

Nous avons examiné les modalités de mise en œuvre des tests de perte de valeur, qui ont notamment conduit votre Groupe à comptabiliser des pertes de valeur de 14 878 millions d'euros tel qu'indiqué dans la Note 5.2 de l'annexe, dont respectivement 8 081 millions d'euros et 3 146 millions d'euros pour les *goodwills* et les actifs appartenant aux «UGT Énergie – Central Western Europe» et «UGT Stockage»

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 votre Groupe et vérifié que les notes 1.3.1.2, 5.2. et 10 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

- L'évaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Nous avons revu les bases sur lesquelles ces provisions ont été constituées et vérifié que les Notes 1.3.1.3 et 18 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée, notamment sur les principales hypothèses, telles que le scénario retenu de gestion du combustible irradié, les hypothèses de coûts, l'échéancier des opérations ainsi que le taux d'actualisation.

- L'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit «en compteur»)

Votre 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 revu les bases sur lesquelles ces provisions ont été constituées et vérifié que les Notes 18 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 financiers : comptabilisation et évaluation* relatives à la qualification de contrats 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.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 7 mars 2014

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Véronique Laurent

Pascal Pincemin

Ernst & Young et Autres

Charles-Emmanuel Chosson

Pascal Macioce

Mazars

Thierry Blanchetier

Isabelle Sapet

6.4 COMPTES SOCIAUX

6.4.1	États financiers sociaux	320		
6.4.2	Notes aux comptes sociaux	324		
NOTE 1	Immobilisations incorporelles et corporelles	328	NOTE 17	Dotations aux amortissements, dépréciations et provisions (nettes des reprises), transferts de charges d'exploitation
NOTE 2	Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	328	NOTE 18	Résultat financier
NOTE 3	Crédit-bail	329	NOTE 19	Résultat exceptionnel
NOTE 4	Immobilisations financières	330	NOTE 20	Situation fiscale
NOTE 5	Stocks et en-cours	331	NOTE 21	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)
NOTE 6	Échéancier des créances	331	NOTE 22	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel
NOTE 7	Comptes de régularisation	331	NOTE 23	Effectifs
NOTE 8	Dépréciations d'actifs hors immobilisations financières	332	NOTE 24	Droit individuel à la formation
NOTE 9	Valeurs mobilières de placement	332	NOTE 25	Intéressement du personnel
NOTE 10	Capitaux propres	332	NOTE 26	Éléments relatifs aux entreprises et parties liées
NOTE 11	Autres fonds propres	335	NOTE 27	Filiales et participations
NOTE 12	Provisions	335	NOTE 28	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif
NOTE 13	Dettes financières	337	NOTE 29	Événements postérieurs à la clôture
NOTE 14	Échéancier des dettes	338	6.4.3	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils
NOTE 15	Répartition de la dette par devise et par taux	340	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices
NOTE 16	Ventilation du chiffre d'affaires	341		

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart au niveau des totaux ou variations.

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan actif

		31 décembre 2013		31 décembre 2012	
En millions d'euros	Référence annexe	Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISÉ					
Immobilisations incorporelles	C 1-2-8	1 364	687	677	732
Immobilisations corporelles	C 1-2-8	1 008	571	437	462
Immobilisations financières	C 4				
Titres de participation		66 976	2 454	64 522	64 660
Autres immobilisations financières		1 649	388	1 261	1 286
I		70 997	4 100	66 897	67 140
ACTIF CIRCULANT					
Stocks et en-cours	C 5-8				
Gaz		1 843		1 843	2 010
Autres stocks et en-cours		1		1	1
Avances et acomptes versés sur commandes		1		1	1
Créances d'exploitation	C 6-8				
Créances clients et comptes rattachés		4 369	267	4 102	5 113
Autres créances		818		818	695
Créances diverses					
Comptes courants de filiales		3 654		3 654	7 343
Autres créances		1 162	21	1 141	805
Valeurs mobilières de placement	C 9	2 671	25	2 646	1 648
Disponibilités		20		20	127
II		14 539	313	14 226	17 743
COMPTES DE RÉGULARISATION	III C 7	369		369	520
ÉCARTS DE CONVERSION – ACTIF	IV	389		389	318
TOTAL GÉNÉRAL (I À IV)		86 294	4 413	81 881	85 721

Bilan passif

En millions d'euros		Référence annexe	31 décembre 2013	31 décembre 2012
FONDS PROPRES				
CAPITAUX PROPRES		C 10		
Capital social			2 413	2 413
Prime d'émission et prime de fusion			32 207	32 207
Écarts de réévaluation			42	42
Réserve légale			241	241
Autres réserves			220	183
Report à nouveau			9 617	12 230
Résultat net de l'exercice			663	890
Acompte sur dividendes			(1 960)	(1 887)
Provisions réglementées et subventions d'investissement		C 12	541	657
I			43 984	46 976
AUTRES FONDS PROPRES	II	C 11	175	454
I + II			44 159	47 430
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	III	C 12	2 814	3 021
DETTES				
Dettes financières		C 13-14-15		
Emprunts			26 115	26 537
Dettes rattachées à des participations			480	
Comptes courants des filiales			54	117
Autres			656	936
			27 305	27 590
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			1	2
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			4 657	4 855
Dettes fiscales et sociales			1 104	1 113
Autres dettes			1 128	1 243
IV			34 195	34 803
COMPTES DE RÉGULARISATION	V	C 7	335	138
ÉCARTS DE CONVERSION - PASSIF	VI		378	329
TOTAL GÉNÉRAL	(I À VI)		81 881	85 721

Compte de résultat

<i>En millions d'euros</i>	Référence annexe	31 décembre 2013	31 décembre 2012
Ventes d'énergie		26 773	25 878
Autre production vendue		1 835	2 037
CHIFFRE D'AFFAIRES	C 16	28 608	27 915
Variation de la production stockée		0	0
Production immobilisée		26	74
PRODUCTION		28 634	27 989
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(21 019)	(20 324)
Autres achats		(27)	(81)
Autres charges externes		(6 753)	(6 895)
VALEUR AJOUTÉE		835	689
Impôts et taxes nets des subventions perçues		(86)	(68)
Charges de personnel		(773)	(737)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		(24)	(116)
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations	C 17	(206)	(202)
Dotations nettes aux provisions	C 17	(301)	165
Autres charges et produits d'exploitation		(145)	(114)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		(676)	(267)
RÉSULTAT FINANCIER	C 18	1 054	749
RÉSULTAT COURANT		378	482
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	C 19	(483)	(134)
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS	C 20	768	542
RÉSULTAT NET		663	890

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros

		31 décembre 2013	31 décembre 2012
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice	1	798	1 041
Variation des stocks	2a	(168)	46
Variation des créances clients (nets des clients créditeurs)	2b	(930)	849
Variation des dettes fournisseurs	2c	111	45
Variation des autres postes	2d	490	(660)
2. Variation du besoin en fonds de roulement (2a + 2b + 2c + 2d)	2	(497)	(280)
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	(1 - 2) I	1 295	761
II - Investissements nets et assimilés			
1. Investissements			
Immobilisations incorporelles et corporelles		138	150
Immobilisations financières		190	3 621
Variation des dettes d'investissement			
	1	328	3 771
2. Ressources			
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		94	184
Réduction des immobilisations financières		33	303
	2	127	487
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	(1 - 2) II	201	3 284
III - DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I - II) III	1 094	(2 523)
IV - Financement			
1. Diminution de capital⁽¹⁾	1	(281)	2 669
2. Dividende et acompte versés aux actionnaires⁽²⁾	2	(3 539)	(3 360)
3. Appel au marché financier			
Emprunts obligataires		2 149	6 487
Autres emprunts et crédits à moyen et court terme ⁽³⁾		476	1 378
	3	2 625	7 865
4. Remboursements			
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme ⁽³⁾		2 279	1 788
	4	2 279	1 788
FINANCEMENT	(1 + 2 + 3 - 4) IV	(3 474)	5 386
V - VARIATION DE LA TRÉSORERIE	(III + IV) V	(2 380)	2 863

(1) En 2013, la diminution de capital correspond au paiement en actions du solde du dividende 2012 pour 1 579 millions d'euros et de l'acompte sur dividende 2013 pour 1 960 millions d'euros, ainsi qu'au rachat de titres participatifs pour 280 millions d'euros.

(2) Le montant de 3 539 millions d'euros correspond au dividende courant 2012 net de l'acompte versé en 2012 soit 1 579 millions d'euros et de l'acompte sur dividende 2013 soit 1 960 millions d'euros.

(3) 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 2013 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général, issu du règlement n° 99.03 du Comité de la Réglementation comptable, 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 participation. 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.

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. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturé à la date de clôture.

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.

Autres créances

Les autres créances regroupent notamment les comptes courants avec les autres sociétés du Groupe. Celles qui présentent un risque de non recouvrement font l'objet de provision pour 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, conformément au règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs.

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.

La provision est constituée en totalité puisque l'obligation de remise en état peut s'exercer à tout moment et il n'a pas été constaté d'actualisation de cette provision constituée.

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 22.

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 22).

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 2013 sont présentés en Note 24.

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 2013 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 2013 et 31 décembre 2012 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. 2012	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2013
INCORPORELLES	1 416	99	(148)	(3)	1 364
Applications informatiques	630	-	(86)	114	658
Mali technique	285	-	-	-	285
Autres	377	-	(55)	1	323
En-cours	124	99	(7)	(118)	98
CORPORELLES	1 016	41	(52)	3	1 008
Terrains	39	-	(1)	-	38
Constructions	507	-	(5)	14	516
Installations techniques	165	1	(1)	10	175
Autres	259	1	(43)	10	227
En-cours	46	39	(2)	(31)	52
AVANCES ET ACOMPTES	-	-	-	-	-
	2 432	140	(200)	-	2 372

La filialisation de la Direction des Services Informatiques a conduit à une diminution des immobilisations incorporelles pour 139 millions d'euros et des immobilisations corporelles pour 14 millions d'euros.

Les frais de recherche et développement constatés en charges s'élèvent à 43 millions d'euros en 2013 contre 53 millions d'euros en 2012.

Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

NOTE 2 AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

Les amortissements et dépréciations ont évolué de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2012	Dotations par contrepartie au compte de résultat	Reprises par contrepartie au compte de résultat	Au 31 déc. 2013
INCORPORELLES	684	103	(100)	687
Applications informatiques	392	94	(64)	422
Mali technique	-	-	-	-
Autres	292	9	(36)	265
CORPORELLES	554	57	(40)	571
Terrains	-	-	-	-
Constructions	349	17	(4)	362
Installations techniques	83	8	(1)	90
Autres	121	32	(34)	119
En-cours	1	-	(1)	-
	1 238	160	(140)	1 258

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2013	Au 31 déc. 2012
Dotations aux amortissements d'exploitation	160	168
Dotation aux amortissements linéaires	157	165
Dotation aux amortissements dégressifs	2	2
Dotation aux amortissements de dépréciation	1	1
Dotations aux amortissements exceptionnels	13	10
Reprises sur amortissements et dépréciations	-	-

Les autres mouvements de la période relatifs aux dépréciations sont détaillés en Note 8.

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)	63	(29)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-

Les engagements contractuels sont :

<i>En millions d'euros</i>	Redevances					Valeur levée d'option
	Réglées en 2013	Restant à payer	À un an au plus	De un à cinq ans	À plus de cinq ans	
Immeubles	7	12	5	7	-	-
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. 2012	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2013
Titres de participation	67 700	157	(13)	(868)	66 976
Titres de participation consolidés	67 308	139	-	(892)	66 555
Titres de participation non consolidés	392	18	(13)	24	421
Autres immobilisations financières	1 680	77	(108)	-	1 649
Autres titres immobilisés ⁽¹⁾	154	-	(13)	-	141
Créances rattachées à des participations	1 450	26	(27)	-	1 449
Prêts	22	9	(12)	-	19
Autres immobilisations financières	54	42	(56)	-	40
	69 380	234	(121)	(868)	68 625

(1) Dans le cadre du contrat de liquidité, GDF SUEZ SA détient 7 175 000 actions propres au 31 décembre 2013 pour une valeur d'acquisition de 136 millions d'euros et une valeur de marché de 120 millions d'euros. Ces titres ont fait l'objet d'une provision pour dépréciation de 16 millions d'euros au 31 décembre 2013 (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 27.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2013 s'explique essentiellement par :

- la filialisation de GDF SUEZ IT pour 78 millions d'euros ;
- l'augmentation de capital de GDF SUEZ Management Company pour 60 millions d'euros ;
- la TUP de GDF SUEZ Communication pour 877 millions d'euros.

Note 4 B. Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2012	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2013
Titres de participation consolidés	2 744	280	-	(866)	2 158
Titres de participation non consolidés	295	8	(8)	1	296
Créances rattachées à des participations	353	19	-	-	372
Autres	41	-	(25)	-	16
	3 433	307	(33)	(865)	2 842

Les principales variations des dépréciations s'expliquent par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres COGAC pour 160 millions d'euros, GENFINA pour 52 millions d'euros, et de la Compagnie du Vent pour 28 millions d'euros ;
- la TUP GDF SUEZ Communication pour 866 millions d'euros ;
- la reprise de provision pour dépréciation du contrat de liquidité pour 25 millions d'euros.

NOTE 5 STOCKS ET EN-COURS

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes au 31 déc. 2012	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2013
Gaz	2 010	2 311	(2 478)	1 843
Autres stocks et en-cours	1	-	-	1
	2 011	2 311	(2 478)	1 844

NOTE 6 ÉCHÉANCIER DES CRÉANCES

<i>En millions d'euros</i>	Montants bruts au 31 déc. 2013	Degré de liquidité		
		À fin 2014	De 2015 à 2018	2019 et au-delà
Actif immobilisé	1 644	336	698	610
Créances rattachées à des participations	1 449	191	687	571
Prêts	19	3	6	10
Contrat de liquidité	136	136	-	-
Autres immobilisations financières	40	6	5	29
Actif circulant	10 004	9 927	67	10
Créances clients et comptes rattachés	4 369	4 309	60	-
Comptes courants de filiales	3 654	3 654	-	-
Autres créances d'exploitation	818	818	-	-
Autres créances	1 162	1 145	7	10
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	1	1	-	-
	11 648	10 263	765	620

NOTE 7 COMPTES DE RÉGULARISATION

Actif

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2012	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2013
Primes de remboursement des emprunts	118	35	(16)	137
Frais d'émission d'emprunt à étaler	86	9	(16)	79
Instruments financiers	316	127	(290)	153
	520	171	(322)	369

Passif

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2012	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2013
Contrats optionnels	59	374	(363)	70
Instruments financiers	79	265	(79)	265
	138	639	(442)	335

NOTE 8 DÉPRÉCIATIONS D'ACTIFS HORS IMMOBILISATIONS FINANCIERES

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2012	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2013
Immobilisations incorporelles	213	-	(13)	200
Immobilisations corporelles	1	-	(1)	-
Créances	241	148	(101)	288
Valeurs mobilières de placement	47	25	(47)	25
	502	173	(162)	513

NOTE 9 VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

Les valeurs mobilières de placement qui figurent au bilan en valeur nette pour 2 646 millions d'euros, ont une valeur de marché de 2 458 millions d'euros au 31 décembre 2013. La moins-value latente concerne les actions GDF SUEZ acquises en vue de leur attribution aux salariés. Elles font l'objet d'une dépréciation en fonction de leur valeur de marché pour la partie non affectée à des plans futurs, soit

25 millions d'euros au 31 décembre 2013. Le montant des actions propres non affectés à des plans futurs s'élève à 268 millions d'euros.

La partie affectée fait l'objet d'une provision constatée au passif (cf. Note 12 B2). Les autres valeurs mobilières de placement ont une valeur de marché supérieure à leur valeur d'acquisition.

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	-
Actions émises suite à distribution du dividende	-
Nombre total d'actions composant le capital social	2 412 824 089

Au cours de l'exercice 2013, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 2 685 000 actions et des cessions cumulées de 2 385 000 actions ayant généré une moins-value nette de 17 millions d'euros. Au 31 décembre 2013, GDF SUEZ SA détient 7 175 000 actions

propres dans le cadre du contrat de liquidité contre 6 875 000 au 31 décembre 2012.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (cf. Note 10 C), GDF SUEZ SA détient, au 31 décembre 2013, 45 368 021 actions propres.

Note 10 B. Évolution des capitaux propres

En millions d'euros

Capitaux propres au 31 déc. 2012	46 976
Souscription d'actions par les salariés (capital + prime d'émission)	-
Augmentation de capital liée au versement du dividende en actions	-
Dividendes distribués et acompte sur dividende	(3 538)
Provisions réglementées	(117)
Résultat	663
Capitaux propres au 31 déc. 2013	43 984

GDF SUEZ SA a versé en 2013 :

- au titre de l'exercice 2012, un dividende net de l'acompte sur dividende versé en 2012, soit 0,67 euro par action pour un montant total de 1 580 millions d'euros. Le dividende total 2012 s'élève à 1,50 euro par action, pour un montant total de 3 467 millions d'euros ;
- un acompte sur dividende 2013 de 0,83 euro par action soit 1 960 millions d'euros payable en numéraire.

Aucune émission d'actions réservée à l'ensemble des collaborateurs du Groupe n'a été réalisée en 2013.

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 2013, GDF SUEZ SA a attribué, à certains salariés du Groupe GDF SUEZ, 2 665 558 actions gratuites. Aucune option d'achat d'actions n'a été attribuée en 2013.

En 2013, GDF SUEZ SA a distribué 3 266 861 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 30 827 390 actions au 31 décembre 2013, dont 11 063 529 actions à livrer en cas d'exercice des options d'achat accordées.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2013, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 45 368 021 au 31 décembre 2013, pour un montant total de 949 millions d'euros net de provision. Leur valeur de marché au 31 décembre 2013 ressort à 774 millions d'euros.

Historique des plans en vigueur

Actions gratuites attribuées	Volumes d'actions attribuées	Volumes d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge période	
				2013	2012
Plan GDF SUEZ 12 novembre 2008 ⁽¹⁾	-	128 755	25,34	0,1	0,5
Plan GDF SUEZ 8 juillet 2009 ⁽¹⁾	-	947 764	25,34	3,5	6,9
Plan GDF SUEZ 10 novembre 2009	309 626	-	24,53	1,7	4,5
Plan GDF SUEZ 3 mars 2010 ⁽¹⁾	-	31 853	25,34	-	0,3
Plan GDF SUEZ 24 août 2010	182 980	-	19,93	0,7	0,7
Plan GDF SUEZ 13 janvier 2011	3 169 318	-	24,53	23,5	22,8
Plan GDF SUEZ 2 mars 2011 ⁽¹⁾	26 554	22 367	24,94	0,3	0,5
Plan GDF SUEZ 22 juin 2011 ⁽¹⁾	1 883 110	2 136 122	22,90	23,1	37,3
Plan GDF SUEZ 6 décembre 2011	2 707 618	-	23,40	19,4	18,5
Plan GDF SUEZ 29 février 2012	66 399	-	22,26	0,6	0,5
Plan GDF SUEZ 30 octobre 2012	5 486 014	-	19,93	32,0	6,1
Plan GDF SUEZ 6 décembre 2012	3 266 684	-	19,93	18,6	1,3
Plan GDF SUEZ 27 février 2013	89 236	-	19,93	0,6	-
Plan GDF SUEZ 11 décembre 2013	2 576 322	-	19,93	0,8	-
Plans livrés en 2012	-	-	-	-	6,4
	19 763 861	3 266 861		124,9	106,3

(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	
			2013	2012
Plan GDF SUEZ 12 novembre 2008	6 089 684	32,74	-	-
Plan GDF SUEZ 10 novembre 2009	4 973 845	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 21 119 684 actions au 31 décembre 2013.

NOTE 11 AUTRES FONDS PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2013	Au 31 déc. 2012
Titres participatifs	148	429
Contrevaleur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants	27	25
	175	454

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 2013, GDF SUEZ a procédé au rachat de 367 962 titres pour un montant de 281 millions d'euros en nominal correspondant à un décaissement de 291 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.

Une opération de couverture du risque de taux afférent aux titres participatifs a été mise en place en 2006 (cf. Note 21 A).

Au 31 décembre 2013, la charge financière s'élève à 3 millions d'euros.

NOTE 12 PROVISIONS

Note 12 A. Provisions réglementées et subventions d'investissement

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2012	Dotations Compte de résultat	Reprises Compte de résultat	Au 31 déc. 2013
Provisions réglementées	657	143	(259)	541
Amortissements dérogatoires	446	120	(232)	334
Provision pour hausse de prix	210	23	(26)	207
Provision pour investissement	1	-	(1)	-
Subventions d'investissement	-	-	-	-
	657	143	(259)	541

Note 12 B. Provisions pour risques et charges

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2012	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31 déc. 2013
Provisions pour reconstitution des sites (Note 12 B1)	30	4	(6)	-	-	28
Provisions relatives au personnel (Note 12 B2)	295	127	(100)	-	-	322
Provisions pour impôts (Note 12 B3)	339	5	(87)	-	-	257
Provisions pour intégration fiscale (Note 12 B4)	1 892	55	(372)	-	-	1 575
Garantie sur cessions (Note 12 B5)	70	-	(22)	-	-	48
Risques sur filiales (Note 12 B6)	25	-	(2)	-	-	23
Autres provisions pour risques et charges (Note 12 B7)	370	499	(304)	(4)	-	561
	3 021	690	(893)	(4)	-	2 814

Note 12 B1. Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2013 s'élèvent à 28 millions d'euros contre 30 millions d'euros en 2012. Elles concernent la remise en état des terrains ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé. En 2013, la provision a été utilisée à hauteur de 6 millions d'euros pour des travaux de réhabilitation. Par ailleurs, une dotation complémentaire de 4 millions d'euros a été constatée afin de tenir compte de nouvelles évaluations.

Note 12 B2. Provisions relatives au personnel**Provisions au titre des avantages accordés au personnel**

Les engagements de retraites sont couverts par des fonds assurantiels et une provision de 8 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité et rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les congés exceptionnels de fin de carrière, les médailles du travail et l'amiante sont intégralement provisionnés respectivement à hauteur de 75 millions d'euros, 15 millions d'euros, 7 millions d'euros et 2 millions d'euros.

Par ailleurs, 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. Au 31 décembre 2013, les provisions correspondantes s'élèvent à 8 millions d'euros au titre des retraites et 12 millions d'euros au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 20 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Le montant total de ces provisions s'élève à 117 millions d'euros au 31 décembre 2013. La Note 22 D reprend le détail de la variation de ces provisions.

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 2013, les provisions constituées au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 203 millions d'euros contre 168 millions d'euros au 31 décembre 2012.

En 2013, GDF SUEZ SA a constaté une dotation de 125 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 90 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 B3. Provisions pour impôts

Les provisions pour impôts s'élèvent à 257 millions au 31 décembre 2013 contre 339 millions d'euros au 31 décembre 2012. 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 2013 s'élève à 87 millions d'euros.

Note 12 B4. 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 2013, 109 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 112 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Au 31 décembre 2013, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 575 millions d'euros dont 1 316 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel du GrDF.

Note 12 B5. Provisions pour garantie sur cessions

Au 31 décembre 2013, les provisions pour garantie sur cessions s'élèvent à 47,1 millions d'euros contre 69,3 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Le risque encouru par EPI suite à la notification du redressement fiscal ayant été revu à la baisse, l'appel en garantie que CIC est en droit de demander a été ajusté à 18,4 millions d'euros.

D'autre part, sur le dossier Bell Group inclus dans la garantie de passif de la cession de la banque IndoSUEZ au Crédit Agricole, une reprise de 19 millions d'euros a été comptabilisée. Indépendamment des effets de variation de change liés à deux règlements intervenus en cours d'année, un accord a été signé au cours de l'année, incluant un certain nombre de conditions suspensives restant à remplir au 31 décembre 2013. Devant la forte probabilité que ces conditions soient remplies, une charge à payer de 15 millions d'euros a été constatée donnant lieu à une reprise de provision du même montant.

Note 12 B6. Provisions pour risques sur filiales

Les risques sur filiales s'élèvent au 31 décembre 2013 à 23 millions d'euros contre 25 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Note 12 B7. 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 risques et charges au 31 décembre 2013 s'élèvent à 561 millions d'euros contre 370 millions d'euros en 2012.

Le solde au 31 décembre 2013 concerne principalement les provisions pour pertes sur contrat pour 300 millions d'euros, les instruments financiers pour 92 millions d'euros, les litiges pour 54 millions d'euros et les risques sur perte de change pour 46 millions.

NOTE 13 DETTES FINANCIÈRES

En millions d'euros	Au 31 déc. 2013	Au 31 déc. 2012
Dettes d'Emprunts	26 649	26 654
Emprunts obligataires hybrides ⁽¹⁾	1 710	-
Emprunts obligataires	19 135	21 002
Autres emprunts	5 270	5 535
Dettes rattachées à des participations	480	-
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	54	117
Autres Dettes Financières	656	936
Dépôts reçus de la clientèle	38	39
Part courue des charges d'intérêts	545	580
Soldes créditeurs de banques	40	85
Divers	33	237
	27 305	27 590

(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 4,4% :

- 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 livres portant un coupon de 4,625% avec une option annuelle de remboursement à partir de juillet 2019.

L'analyse des conditions contractuelles a conduit un classement en dettes de ces émissions hybrides.

Les dettes financières diminuent principalement en 2013 du fait de :

- la réduction nette des emprunts obligataires pour 1 867 millions d'euros due à des rachats anticipés pour 1 040 millions et un remboursement à l'échéance pour 968 millions d'euros ;
- la diminution des billets de trésorerie pour un montant total de 261 millions d'euros ;
- le remboursement de la créance précompte à la Société Générale de 136 millions d'euros ;

- la variation du compte courant d'intégration fiscale pour 62 millions d'euros ;

- la baisse des soldes créditeurs de banque pour 45 millions d'euros ;
- compensées par :

- l'émission d'emprunts obligataires hybrides pour 1 710 millions d'euros ;
- de la souscription à un emprunt auprès d'International Power pour 400 millions de GBP soit 480 millions d'euros.

NOTE 14 ÉCHÉANCIER DES DETTES

En millions d'euros	Montants au 31 déc. 2013	Degré d'exigibilité		
		À fin 2014	De 2015 à 2018	2019 et au-delà
Dettes financières	27 305	6 763	8 499	12 043
Emprunts obligataires hybrides	1 710	-	600	1 110
Emprunts obligataires	19 135	1 419	7 393	10 323
Autres emprunts	5 270	4 660	-	610
Dettes rattachées à des participations	480	-	480	-
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	54	54	-	-
Autres dettes financières	656	630	26	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	4 657	4 657	-	-
Dettes fiscales et sociales	1 104	1 104	-	-
Autres dettes	1 128	1 128	-	-
Avances clients et comptes rattachés	303	303	-	-
Autres	825	825	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	1	1	-	-
	34 195	13 653	8 499	12 043

Note 14 A. Détail des emprunts obligataires hybrides

	Montants au 31 déc. 2013	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 de livres sterling	300	07/2013	01/2019	4,625%	Paris

Note 14 B. Détail des emprunts obligataires

	Montants au 31 déc. 2013	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
• en millions d'euros	750	02/2003	02/2018	5,125%	Paris/ Luxembourg
• en millions d'euros	800	10/2008	01/2014	6,250%	Luxembourg
• en millions d'euros	900	10/2008	01/2019	6,875%	Luxembourg
• en millions d'euros	45	12/2008	01/2014	6,250%	Luxembourg
• en millions d'euros	11	12/2008	01/2019	6,875%	Luxembourg
• en millions d'euros	1 205	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	1 000	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
• en millions d'euros	1 000	10/2010	10/2017	2,750%	Paris
• en millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
• en millions d'euros	543	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	1 000	06/2012	06/2018	2,250%	Paris
• en millions d'euros	750	07/2012	07/2017	1,500%	Paris
• en millions d'euros	750	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 de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
• en millions de livres sterling	700	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 yens	65 000	12/2009	12/2014	1,170%	Tokyo
• 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 de yens	18 000	02/2009	02/2014	LibJPY3+1,2%	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	4,020%	Paris

Note 14 C. Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2013, les autres emprunts concernent principalement des billets de trésorerie libellés en euros à hauteur de 3 713 millions d'euros (dont 1 940 millions d'euros à taux variable et 1 773 millions d'euros à taux fixe) et des *US Commercial Papers* en dollars américains à taux fixe pour une contre-valeur de 946 millions d'euros. Leurs échéances respectives sont inférieures à un an. En 2013, GDF SUEZ SA a également une ligne de crédit utilisée à hauteur de 610 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 contre-valeur de 480 millions d'euros à échéance 2015.

Note 14 D. Autres dettes financières

Les autres dettes financières (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

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31 déc. 2013	31 déc. 2012	31 déc. 2013	31 déc. 2012
<i>En millions d'euros</i>				
À taux variable				
Emprunts obligataires	4 100	4 442	424	259
Dettes rattachées à des participations	-	-	480	-
Autres emprunts	2 000	5 414	2 440	2 943
Comptes courants des filiales	54	117	54	117
Autres dettes financières	656	936	656	936
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	1 710	-	1 710	-
Emprunts obligataires	15 035	16 560	18 711	20 743
Dettes rattachées à des participations	480	-	-	-
Autres emprunts	3 270	121	2 830	2 592
	27 305	27 590	27 305	27 590

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. 2013	31 déc. 2012	31 déc. 2013	31 déc. 2012
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	1 350	-	1 350	-
Emprunts obligataires	19 135	21 002	13 835	15 475
Dettes rattachées à des participations	480	-	-	-
Autres emprunts	5 270	5 535	4 323	4 594
Comptes courants des filiales	54	117	54	117
Autres dettes financières	653	848	653	848
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	360	-	360	5 527
Emprunts obligataires	-	-	5 300	-
Dettes rattachées à des participations	-	-	480	-
Autres emprunts	-	-	947	941
Autres dettes financières	3	88	3	88
	27 305	27 590	27 305	27 590

NOTE 16 VENTILATION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Ventes d'énergie		
• en France	17 020	16 372
• à l'étranger	9 753	9 506
Travaux, études et prestations de services	1 151	1 205
Produits des activités annexes et autres ventes	684	832
	28 608	27 915

NOTE 17 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS (NETTES DES REPRISES), TRANSFERTS DE CHARGES D'EXPLOITATION

Note 17 A. Dotations nettes aux amortissements

Les mouvements sur les amortissements des immobilisations sont détaillés Note 2.

Note 17 B. Dotations nettes aux dépréciations

Les montants des dotations nettes d'exploitation aux dépréciations sont détaillés Note 8.

Note 17 C. Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Provision pour renouvellement des biens en concession	1	1
Provision pour reconstitution des sites	(2)	(2)
Provisions relatives au personnel	(39)	(8)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation ⁽¹⁾	341	(156)
	301	(165)

(1) Dont 300 millions d'euros au titre des provisions pour pertes sur contrats déficitaires.

Note 17 D. Transfert de charges d'exploitation

Les transferts de charges, inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 3 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 2 millions d'euros au 31 décembre 2012.

NOTE 18 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	31 déc. 2013 Charges	31 déc. 2013 Produits	31 déc. 2013 Net	31 déc. 2012 Net
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 832)	853	(979)	(1 049)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	-	52	52	47
Résultat de change	(422)	475	53	43
Dividendes reçus	-	1 778	1 778	1 734
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(103)	253	150	(26)
	(2 357)	3 411	1 054	749

L'augmentation du résultat financier provient pour l'essentiel de la reprise de provision pour risque de taux pour un montant de 167 millions d'euros.

NOTE 19 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

En millions d'euros	31 déc. 2013 Charges	31 déc. 2013 Produits	31 déc. 2013 Net	31 déc. 2012 Net
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(7)	11	4	8
Cessions d'immobilisations financières	(113)	85	(28)	(6)
Provision pour hausse des prix	(23)	26	3	41
Amortissements dérogatoires	(120)	231	111	15
Dotations et reprises des dépréciations afférentes aux participations	(308)	9	(299)	(344)
Autres	(388)	114	(274)	152
	(959)	476	(483)	(134)

La ligne «Autres» comprend notamment la soulte payée dans le cadre des remboursements anticipés des émissions obligataires pour 165 millions d'euros, l'abandon de créance à la filiale GDF Investissement 29 pour un montant de 60 millions d'euros, et les coûts liés au Plan Perform 2015 intégrant les mesures spécifiques aux départs de fin de carrière pour 60 millions d'euros.

NOTE 20 SITUATION FISCALE

Note 20 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, a été tacitement renouvelée au 1^{er} janvier 2008 pour une période de cinq ans.

Note 20 B. Impôt sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2013 est de 38%. Ce taux inclut la contribution de 3,3% ainsi que la contribution exceptionnelle de 10,7% (initialement 5% en 2011-2012) dans la mesure où celles-ci sont applicables sur une base individuelle ou groupe.

En millions d'euros	2013			2012		
	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) ^(a)		0^(a)			0^(a)	
• dont impôts sur le résultat courant	378	0	378	482	0	482
• dont impôts sur le résultat exceptionnel	(483)	0	(483)	(134)	0	(134)
Charge d'impôt (impôt dû par les filiales/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale) ^(b)		768^(b)	768		542^(b)	542
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		441			381	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		408			248	
• dont autres		(81)			(87)	
	(105)	768	663	348	542	890

* Un signe positif traduit un profit d'impôt.

(a) En 2013, comme en 2012, 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.

(b) Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 768 millions d'euros contre un profit d'impôt de 542 millions d'euros en 2012 s'expliquant principalement par :

- un produit d'intégration fiscale de 441 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 381 millions d'euros au 31 décembre 2012 s'explique par la différence entre :
 - l'impôt exigible envers le Trésor au titre du groupe fiscal intégré est de 3,7 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre un crédit d'impôt de 1,1 million d'euros au 31 décembre 2012 ;
 - et la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à GDF SUEZ SA de 445 millions d'euros, contre 380 millions d'euros au 31 décembre 2012.
- une variation nette aux provisions pour impôt de -408 millions d'euros en 2013 contre -248 millions d'euros en 2012 intégrant notamment :
 - 213 millions d'euros de reprise nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à GDF SUEZ SA contre 17 millions d'euros de dotation aux provisions au 31 décembre 2012, correspondant à la consommation par les filiales de déficits fiscaux antérieurement remontés ;
 - 104 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 hausse de la contribution exceptionnelle de 5% à 10,7% pour 2013 et 2014 ;
 - 82 millions d'euros de reprise nette pour impôt constituée pour couvrir l'impact fiscal lié 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 de 5% à 10,7% pour 2013 et 2014 ;
 - 8,9 millions d'euros de reprise au titre des contrôles fiscaux.

Note 20 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	2013	2012
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	390	319
• Produits comptabilisés non imposés	381	423
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	885	735
• Produits imposés non comptabilisés	447	430
Base fiscale différée nette (active en 2013)		
• Base	560	423
• Montant	193	146

Note 20 D. Contrôle fiscal

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession de 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. Les suites de ce contentieux ont amené GDF SUEZ SA à saisir la Commission européenne au cours du 2^e semestre 2013.

NOTE 21 ENGAGEMENTS HORS BILAN (SAUF ENGAGEMENTS SOCIAUX)

Note 21 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, en Belgique, et au Luxembourg 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 en Belgique et de *Commercial Papers* 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, et sur GDF SUEZ SA et Electrabel SA 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 11 810 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédit syndiquées de 4 000 millions et 4 500 millions d'euros respectivement à échéance juin 2015 et mars 2017. Au 31 décembre 2013, GDF SUEZ utilise ces lignes de crédit à hauteur de 610 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 1 305 millions de dollars au 31 décembre 2013, et billets de trésorerie pour un montant de 5 000 millions d'euros, utilisé à hauteur de 3 713 millions d'euros au 31 décembre 2013.
- pour optimiser la gestion des liquidités au niveau du Groupe, la Direction Financière de GDF SUEZ a mis en place un « *cash pooling* » avec les principales filiales du Groupe via des véhicules de financement dédiés.

2. Risque de contrepartie

GDF SUEZ SA est exposé 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. 2013

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. 2012
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	3 350	4 275	5 153	2 465	15 243	(226)	9 578
Payeur taux variable/receveur taux fixe	610	4 275	5 574	1 058	11 517	835	12 953
VENTE D'UNE OPTION SUR UN SWAP							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	581	-	-	581	(33)	917
ACHAT DE CAP							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	1 000	-	-	1 000	17	1 350
ACHAT DE FRA							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	5 376	1 699	-	-	7 075	(2)	-
TOTAL EN EUROS	9 336	11 830	10 727	3 523	35 416	591	24 798
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	507	-	-	507	(19)	834
TOTAL NOK	-	507	-	-	507	(19)	834
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	57	809	145	1 011	(4)	985
TOTAL USD	-	57	809	145	1 011	(4)	985
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	166
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	166
TOTAL CAD	-	-	-	-	-	-	332
	9 336	12 394	11 536	3 668	36 934	568	26 949

Notionnel au 31 déc. 2013

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. 2012
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	840	1 919	2 759	(148)	2 818
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	960	-	-	960	(4)	-
TOTAL GBP	-	960	840	1 919	3 719	(152)	2 818
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux variable/receveur taux fixe	449	-	173	-	622	(92)	792
Payeur taux variable/receveur taux variable	124	-	-	-	124	(33)	158
TOTAL JPY	573	-	173	-	746	(125)	950
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	244	-	-	244	(10)	248
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	224	142	366	(22)	373
TOTAL CHF	-	244	224	142	610	(32)	621
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	544	-	36	580	(50)	568
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	544	-	544	(81)	568
TOTAL USD	-	544	544	36	1 124	(131)	1 136
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	60	60	(4)	-
TOTAL NOK	-	-	-	60	60	(4)	-
	573	1 748	1 781	2 157	6 259	(444)	5 525

Les opérations de couverture du risque de taux en vie au 31 décembre 2013 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 60 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 943 millions d'euros et en NOK pour un montant de 507 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 Agreements*) 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 exposé au risque de change principalement sur les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz

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 2013, les engagements correspondants sont les suivants :

	Engagements part fixe au 31 déc. 2013					
	Par échéance			Contre-valeur au 31 déc. 2013	Différentiel de change au 31 déc. 2013	Engagement part fixe au 31 déc. 2012
En millions d'euros Contrats à terme	2014	2015	2016 et au-delà			
POSITION ACHETEUR						
Devise AUD	5	-	-	5	-	2
Devise EUR	-	-	-	-	-	1
Devise GBP	34	6	-	40	-	25
Devise NOK	336	-	-	336	-	23
Devise MXN	28	-	-	28	-	-
Devise USD	2 000	259	11	2 206	64	2 507
POSITION VENDEUR						
Devise AUD	5	-	-	5	-	2
Devise CHF	268	-	-	268	-	60
Devise EUR	-	-	-	-	-	1
Devise GBP	413	-	-	415	(2)	183
Devise HUF	107	-	-	107	-	181
Devise MXN	58	-	-	57	1	145
Devise NOK	424	-	-	418	6	343
Devise RON	77	-	-	77	-	19
Devise USD	702	-	-	690	12	730

5. Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2013	Échéance		
		À fin 2014	de 2015 à 2018	2019 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties de bonne fin et autres	2 234	930	950	354
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	3 313	328	627	2 358
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Sûretés personnelles données	2 398	308	1 067	1 023
Garanties cautions et avals aux filiales	3 627	1 817	1 176	634
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	258	-	193	65
AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS				
Garanties sur convention de cessions d'activités	4 422	445	590	3 387
Engagements de location simple	448	70	258	120
Engagements de crédit-bail	12	5	7	-
Engagements relatifs aux méthaniars	449	55	204	190
	17 161	3 958	5 072	8 131

Les sûretés personnelles données pour 2 398 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 3 627 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 2013 pour un montant initial de 383 millions, soit 258 millions restant à tirer.

Les garanties sur convention de cessions d'activités pour 4 422 millions d'euros portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions de Nalco, GDF SUEZ Exploration & Production (EPI) et EFOG :

- ▶ pour Nalco, GDF SUEZ SA est contre garant en cas de défaillance des vendeurs Léo Holding et Nalco International SAS ;
- ▶ pour EPI, la cession de la participation minoritaire de 30% par CIC et d'une participation de 10% dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité et Tobago pour un montant maximal de 2 900 millions d'euros ;
- ▶ pour EFOG, 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 448 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 449 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 (90 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. 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 Environmental Services» et «Caledonian Environmental Services», sociétés écossaises, pour les contrats de construction de station d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degremont 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-garantisant 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 236 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. GDF SUEZ SA garantit également pendant 18 mois qu'elle détient la pleine propriété sur les actions cédées à SIG et que GRTgaz détient la pleine et entière propriété (ou des droits d'utilisation valables) sur les actifs nécessaires à l'exercice de ses activités en France.

6. Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2013	Échéance		
		À fin 2014	de 2015 à 2018	2019 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties reçues	495	495	-	-
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	11 200	1 050	10 150	-
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
AUTRES ENGAGEMENTS REÇUS				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	2 315	308	1 007	1 000
Contre-garanties sur engagements activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	232	55	155	22
Engagements de crédit-bail	12	5	7	-
Engagements relatifs aux méthaniens	449	55	204	190
	14 703	1 968	11 523	1 212

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 cette année à mars 2017, et de 4 milliards d'euros depuis juin 2010, à échéance 2015. 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 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.

Voir la Note 21 E qui détaille les différentes procédures en cours.

Note 21 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 2013, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 511 TWh à moins d'un an, 2 125 TWh entre deux et cinq ans et 3 569 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 2013, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 50 TWh d'achats à terme et de 193 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 2013, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 62 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 81 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 n'a pas souscrit d'achats et de ventes à terme de 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

négoiés 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. 2013

	en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2013 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2012 en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
SWAPS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	208 550	25 441	3 776	6 360	32 034	54 684
Produits pétroliers	156 256	47 169	9 710	7 032	24 770	128 765
CER EUA – CO ₂	-	-	-	-	-	-
SWAPS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	(162 115)	(52 573)	(8 282)	(5 597)	(70 398)	89 619
Produits pétroliers	(104 406)	(4 515)	(869)	(3 946)	(31 053)	81 531
CER EUA – CO ₂	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (POSITION VENDEUR)						
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
FORWARD (POSITION ACHETEUR)						
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	38	-	-	-	2	36 777
CO ₂	-	-	-	-	-	38
FORWARD (POSITION VENDEUR)						
Électricité	(1 094)	(401)	(182)	(94)	12	24 925
CO ₂	-	-	-	-	-	-

Note 21 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.

Du fait de leur mode de détermination, les obligations définitives par entreprise afférentes à la période 2011-2013 seront arrêtées par décret au plus tard le 31 mars 2014.

Note 21 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 21 E. Litiges

1. Situation en Argentine

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

La première période triennale d'obligations d'économie d'énergie couvrait la période du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009. GDF SUEZ SA avait rempli ses obligations pour cette période.

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 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.

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.

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 AASA et APSF.

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 Fe est attendu en 2014. La procédure suit son cours.

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions USD.

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. La procédure d'échange de conclusions est en cours.

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

Litiges portant sur le gel des tarifs réglementés

L'arrêté ministériel du 18 juillet 2012 a fixé à 2% l'évolution du tarif réglementé du gaz naturel en France à partir du 20 juillet 2012. Le Groupe a considéré que cette évolution tarifaire ne lui permettait pas de couvrir l'intégralité de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel et ses coûts hors approvisionnement.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 24 août 2012, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'État pour excès de pouvoir.

L'arrêté ministériel du 26 septembre 2012 a fixé à 2% l'évolution du tarif réglementé du gaz naturel en France pour la période du 29 septembre 2012 au 31 décembre 2012. Le Groupe a également considéré que cette évolution tarifaire ne lui permettait pas de couvrir l'intégralité de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel et ses coûts hors approvisionnement.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 15 novembre 2012, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'État pour excès de pouvoir. Par ordonnance du 29 novembre 2012, le Conseil d'État a suspendu l'arrêté du 26 septembre 2012 et enjoint en outre aux ministres en charge de l'Énergie et des Finances de se prononcer de nouveau sur les tarifs réglementés du gaz dans un délai d'un mois, en appliquant les textes en vigueur.

Par trois décisions du 30 janvier 2013, le Conseil d'État a annulé, au fond, les arrêts des 27 juin 2011, 18 juillet 2012 et 26 septembre 2012 en tant qu'ils n'ont pas fixé l'augmentation du tarif réglementé du gaz naturel au niveau nécessaire pour couvrir les coûts complets moyens de GDF SUEZ. Il a enjoint l'État de prendre de nouveaux arrêts corrigeant cette illégalité dans le délai d'un mois. Les conséquences financières de ces décisions du Conseil d'État et des nouveaux arrêts tarifaires sont comptabilisées dans les états financiers de l'exercice

2013. Compte tenu de la décision du 30 janvier 2013 annulant l'arrêté du 26 septembre 2012 suite à la requête de l'ANODE, le Conseil d'État a rendu une ordonnance de non-lieu à statuer sur la requête de GDF SUEZ qui était devenue sans objet.

Litiges portant sur la différenciation des tarifs réglementés entre les locaux ou non à usage d'habitation

Par arrêt du 2 octobre 2013, le Conseil d'État a annulé les articles 3 et 4 de l'arrêté tarifaire du 22 décembre 2011 qui fixait les barèmes des tarifs réglementés fournis à partir des réseaux publics de distribution et notamment des barèmes différenciés entre les locaux à usage d'habitation, et hors locaux à usage d'habitation. Sont concernés par cette décision les barèmes applicables entre le 1^{er} janvier 2012 et le 20 juillet 2012, date d'entrée en vigueur de l'arrêté suivant du 18 juillet 2012.

Le Conseil d'État a considéré que les clients résidentiels ou non résidentiels étaient dans des situations identiques au regard de la fourniture de gaz à tarif réglementé, en raison de l'absence de différence intrinsèque de coûts de fourniture entre ces deux catégories d'utilisateurs. Dès lors la seule justification possible devrait être fondée sur l'intérêt général. Or, le Conseil d'État a estimé qu'aucun moyen d'intérêt général suffisant n'a été établi par l'État pour justifier de cette différenciation.

Il a été fait injonction à l'État de prendre dans un délai d'un mois un nouvel arrêté «fixant des barèmes conformes aux principes énoncés dans la présente décision». Autrement dit, le calcul des nouveaux barèmes doit à la fois tenir compte de l'absence de différenciation et de l'évolution des barèmes qui aurait dû intervenir en avril 2012. L'arrêté du 26 décembre 2013 a fixé en conséquence les nouveaux barèmes applicables du 1^{er} janvier au 19 juillet 2012.

Dans deux décisions du 30 décembre 2013, le Conseil d'État a annulé pour les mêmes motifs l'article 3 de l'arrêté tarifaire du 21 décembre 2012 et les arrêtés du 15 avril 2013 qui fixaient les barèmes des tarifs réglementés fournis à partir des réseaux publics de distribution et notamment des barèmes différenciés entre les locaux à usage d'habitation, et hors locaux à usage d'habitation. Sont concernés par cette décision les barèmes applicables du 20 juillet 2012 au 31 décembre 2012, et du 1^{er} semestre 2013.

Il a été fait injonction à l'État de prendre dans un délai de deux mois un nouvel arrêté fixant des barèmes conformes aux principes énoncés dans ces décisions. L'arrêté n'était pas encore pris à ce jour.

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.

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 PDG 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 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 pendents : (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.

5. Total Energie Gaz

GDF SUEZ SA 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 réclaté une révision du prix contractuel avec effet au 1^{er} mai 2011. Les négociations n'ayant pas abouti avec TEGAZ, GDF SUEZ SA 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 fait à ce jour 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 se sont déroulées du 27 au 30 janvier 2014. La sentence devrait être rendue au cours du premier semestre 2014.

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.

NOTE 22 ENGAGEMENTS DE RETRAITE ET AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL

RÉCAPITULATIF DES ENGAGEMENTS

En millions d'euros	Au 31 déc. 2013 ⁽¹⁾	Au 31 déc. 2012
RETRAITE	2 071	2 202
• Régime des IEG	1 772	1 928
• Autres régimes	299	274
AUTRES AVANTAGES DE FIN DE CARRIÈRE ET POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	414	426
• Avantage en nature énergie et eau	283	281
• Indemnités de fin de carrière	52	61
• Indemnités de secours immédiat	41	47
• Autres*	38	37
AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL	89	95
• Pensions d'invalidité et autres	82	88
• Médailles du travail	7	7
	2 574	2 723

* Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex SUEZ.

(1) Dont 117 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. Note 22D).

Note 22 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, du budget et de l'énergie. 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.

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 et ses décrets d'application ont réparti les droits spécifiques relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») entre les différentes entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG correspondant aux prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun et constitués à compter du 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.

Les droits spécifiques passés non régulés sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour GDF SUEZ SA 3,25% des engagements de retraite «droits spécifiques passés» de l'ensemble des entreprises 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.

Les faits marquants 2013 ayant impacté le montant des engagements.

La CNIEG a fait évoluer son modèle de calcul actuariel afin d'intégrer :

- la recommandation ANC 2013 R2 traitant des frais de gestion dans le cadre de l'adoption de la norme IAS 19 révisée par la Commission européenne en juin 2012.

Les frais de gestion de la CNIEG, antérieurement pris en compte dans l'évaluation des engagements de retraite en ont été exclus générant une baisse de 49 millions d'euros en application du mode de calcul des engagements présenté dans l'option 2 de la recommandation ANC 2013 R02.

- 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 ARCCO 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'ARCCO sur trois ans dès l'année 2013. Du fait de l'adossement du régime des IEG sur les régimes de droit commun y compris les régimes complémentaires, cet accord génère une augmentation nette des engagements de retraite de 24 millions d'euros.

- 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.

Dans l'attente de la promulgation de la loi et la publication des décrets d'application tant pour le régime de droit commun que pour le régime spécial des IEG, les impacts de cette nouvelle réforme ont été anticipés dans le cadre de l'évaluation des engagements sociaux à fin 2013, sur la base des hypothèses prévues dans le projet de loi. Ils seront revus au cours de l'exercice 2014 en fonction des dispositions de la loi et de ses décrets d'application.

Les modifications prévues 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'ensemble des impacts dû à l'application de cette réforme est une baisse des engagements de 33 millions d'euros sur l'ensemble des avantages accordés au personnel. Ces impacts ont été enregistrés en écart actuariel.

- la mise à jour des hypothèses actuarielles.

La CNIEG a intégré dans ses bases de calcul les évolutions démographiques et financières issues des dernières tables de lois.

L'impact cumulé des modifications d'hypothèses actuarielles est une diminution des engagements de 21 millions d'euros.

3. 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 présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02) a conduit à réduire l'engagement de 49 millions d'euros, montant correspondant aux frais de gestion de la CNIEG qui ne sont plus inclus dans le calcul de la projection actuarielle.

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.

Le taux d'actualisation nominal utilisé au 31 décembre 2013 est de 3,65% contre 3,3% au 31 décembre 2012.

Note 22 B. Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- ▶ 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.
- ▶ 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.

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.

Le taux d'actualisation utilisé pour le calcul des engagements diffère selon la maturité des engagements. Les avantages postérieurs à l'emploi ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation de 3,65% au 31 décembre 2013 contre 3,3% au 31 décembre 2012. Les autres engagements ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation de 3,3% au 31 décembre 2013 contre 3% au 31 décembre 2012.

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 14%.

1. Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite

à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

2. L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents (actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé «Tarif Agent». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Pour la phase de retraite, il constitue un avantage postérieur à l'emploi à prestations définies qui est à constater au fur et à mesure des services rendus par le personnel.

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.

À cet élément s'ajoute le prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF. Selon les termes des accords financiers signés avec EDF en 1951, en contrepartie de l'électricité mise à disposition des agents du Groupe GDF SUEZ SA relevant des IEG par EDF à un tarif préférentiel, GDF SUEZ SA fournit du gaz aux agents du Groupe EDF à un tarif préférentiel moyennant une soulte. L'engagement relatif à l'accord d'échange d'énergie correspond à la valeur actuelle probable des éléments de soulte imputables aux agents GDF SUEZ SA pendant la phase de retraite.

La population inactive bénéficiaire du tarif agent est la population ayant acquis au moins 15 ans de services dans les IEG.

3. 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».

Note 22 C. Variation de la valeur actualisée des engagements

	Retraites régime des IEG		Retraites hors régime des IEG		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages long terme		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
<i>En millions d'euros</i>										
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	1 928	1 658	274	270	426	373	95	99	2 723	2 400
Coût des services rendus de la période	46	43	2	3	8	7	9	9	65	62
Charges d'intérêt sur obligation	62	68	9	10	14	13	3	4	88	95
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	(144)	227	28	8	(14)	49	(9)	(8)	(139)	276
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) ⁽¹⁾	(71)	(68)	(14)	(17)	(20)	(16)	(9)	(9)	(114)	(110)
Autres ⁽²⁾	(49)	-	-	-	-	-	-	-	(49)	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	1 772	1 928	299	274	414	426	89	95	2 574	2 723

(1) Seules les prestations payées pour l'ensemble des régimes sont constatées dans le compte de résultat, à l'exception des engagements envers le personnel qui sont provisionnés et pour lesquels l'intégralité de la variation de l'obligation par rapport à l'exercice précédent est constatée au compte de résultat (cf. Note 22 D). L'impact total au compte de résultat des prestations versées et des variations de provision ressort à 123 millions au 31 décembre 2013 contre 113 millions au 31 décembre 2012.

(2) Le mode de calcul des engagements présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02) a conduit à réduire l'engagement de 49 millions d'euros, montant correspondant aux frais de gestion de la CNIIEG qui ne sont pas inclus dans le calcul de la projection actuarielle.

Note 22 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 2013, GDF SUEZ SA a provisionné 117 millions d'euros, contre 126 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Évolution des provisions sur engagements sociaux

	Retraites ⁽¹⁾		Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾		Avantages long terme ⁽³⁾		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
<i>En millions d'euros</i>								
Provision de début de période	9	13	30	31	87	89	126	133
Charges (produits) de la période	-	-	2	2	4	7	6	9
<i>Dont coût des services rendus de la période</i>	-	-	1	1	9	9	10	10
<i>Dont charges d'intérêt sur obligation</i>	-	-	1	-	3	3	4	3
<i>Dont pertes et gains actuariels générés sur l'obligation</i>	-	-	-	1	(8)	(5)	(8)	(4)
<i>Dont Autres</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(1)	(4)	(5)	(3)	(9)	(9)	(15)	(16)
Provision de fin de période	8	9	27	30	82	87	117	126

(1) En 2013, comme en 2012, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG.

(2) Congés exceptionnels de fin de carrière (15 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex SUEZ (9 millions d'euros) et prime eau (3 millions d'euros).

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (58 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (15 millions d'euros), d'amiante (2 millions d'euros) et médailles du travail (7 millions d'euros).

Note 22 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 2013 sur ces fonds assurantiels pour un montant de 15 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 856 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 1 822 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Note 22 F. Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	Année 2013		Année 2012		Année 2013	Année 2012
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG		
<i>En millions d'euros</i>						
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 600	190	1 507	156	32	30
Rendement attendu des actifs	52	5	52	6	1	1
Primes nettes de frais de gestion ⁽¹⁾	-	15	-	35	-	-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	54	(6)	103	6	2	2
Prestations payées par les actifs de couverture ⁽¹⁾	(73)	(14)	(62)	(13)	(3)	(1)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 633	190	1 600	190	32	32

(1) Seules les primes versées sur les fonds assurantiels et les prestations remboursées par les actifs de couverture sont constatées au compte de résultat. Le montant net correspond à un produit net de 75 millions au 31 décembre 2013 contre un produit net de 41 millions au 31 décembre 2012.

Information relative au rendement des actifs

	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	Année 2013		Année 2012		Année 2013	Année 2012
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG		
Rendement réel des actifs de couverture	6,7%	3,21%	10,6%	3,4%	8,4%	12,9%

Le taux de rendement attendu des actifs retenu pour l'exercice 2013 est de 3,61% pour les actifs de couverture retraite et de 3,25% pour les autres.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG
Placements actions	34%	10%	31%	11%
Placements obligataires	47%	82%	50%	81%
Autres (y compris monétaires)	19%	8%	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 2013 s'élève à 15 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 22 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 7 millions d'euros en 2013 comme en 2012.

NOTE 23 EFFECTIFS

Les effectifs au 31 décembre 2013, par collège, évoluent ainsi :

	Au 31 déc. 2012	Variation	Au 31 déc. 2013
Exécution	512	(2)	510
Maîtrise	2 521	(197)	2 324
Cadre	3 574	(263)	3 311
	6 607	(462)	6 145

L'effectif moyen annuel s'élève, en 2013, à 6 367 contre 6 641 en 2012.

NOTE 24 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 2013. À cette date, le nombre d'heures accumulées non consommées par les salariés de GDF SUEZ SA s'élève à 578 366 heures.

NOTE 25 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.

NOTE 26 ÉLÉMENTS RELATIFS AUX ENTREPRISES ET PARTIES LIÉES

<i>En millions d'euros</i>	Entreprises liées	Entreprises associées
Titres de participation	62 182	2 341
Créances rattachées à des participations	1 077	-
Dépôts et cautionnements	28	-
Créances clients et comptes rattachés	1 584	36
Comptes courants créditeurs des filiales	85	-
Autres immobilisations incorporelles	-	250
Autres créances	489	-
Comptes courants débiteurs des filiales	3 643	3
Fournisseurs et comptes rattachés	1 324	24
Dettes sur immobilisations	1 150	-
Autres dettes	52	-
Chiffre d'affaires	10 614	-
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz	6 249	-
Autres charges externes	4 387	-
Autres charges d'exploitation	373	-
Autres produits d'exploitation	466	9
Autres charges financières	64	-
Autres produits financiers	1 651	155

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 R. 123-198-11 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 36,7% du capital de GDF SUEZ et a ainsi six représentants sur vingt-deux 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 nouveau 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, et détermine les règles et les responsabilités des différents acteurs sur la période 2010-2013.

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 22 «Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel».

NOTE 27 FILIALES ET PARTICIPATIONS

En millions d'euros Raison sociale	Capital social au dernier bilan connu	Autres capitaux propres au dernier bilan connu hors capital social	% du capital détenu au 31 déc. 2013
A – Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1% du capital de GDF SUEZ SA soit 24 128 241 euros			
1. FILIALES (QUOTE-PART DU CAPITAL DÉTENU PAR GDF SUEZ SA SUPÉRIEURE À 50%)			
Aguas Provinciales de Santa Fe ⁽¹⁾	7	(134)	64,19
CELIZAN	-	-	98,69
COGAC	1 433	(656)	100,00
Electrabel	4 623	17 590	99,13
Elengy	109	450	100,00
G.D.F. International	3 972	865	100,00
GDF SUEZ Energie Services	699	1 101	100,00
GDF SUEZ Finance	5 460	716	100,00
GDF SUEZ IT	45	41	100,00
GDF SUEZ Management Company	60	(27)	100,00
GENFINA	1 750	(500)	100,00
GIE GDF SUEZ Alliance	100	(48)	64,00
GRDF	1 800	4 520	100,00
GRTgaz	537	2 957	75,00
La Compagnie du Vent	14	91	59,00
NNB Development Company	28	(28)	50,00
SFIG	55	8	96,51
SI Finance	27	6	99,99
Sopranor	-	5	99,90
Storengy	1 044	(418)	100,00
2. PARTICIPATIONS (QUOTE-PART DU CAPITAL DÉTENU PAR GDF SUEZ SA INFÉRIEURE À 50%)			
Aguas Argentinas	18	(401)	48,20
SUEZ Environnement Company	2 041	4 674	37,18
B - Renseignements concernant les autres filiales ou participations			
1. FILIALES NON REPRISES AU PARAGRAPHE A			
Valeurs françaises	-	-	
Valeurs étrangères ⁽¹⁾	-	-	
2. PARTICIPATIONS NON REPRISES AU PARAGRAPHE A			
Valeurs françaises	-	-	
Valeurs étrangères ⁽¹⁾	-	-	
3. AUTRES TITRES IMMOBILISÉS NON REPRIS AU PARAGRAPHE A			
Valeurs françaises	5	-	
Valeurs étrangères ⁽¹⁾	-	-	

(1) Données en monnaie locale d'opération (millions d'unités).

(2) Comptes provisoires non certifiés.

Les opérations avec les entreprises liées sont constituées principalement de prêts, d'avances et de mouvements de comptes courants avec les filiales.

Nota : certaines informations jugées sensibles n'ont pas été fournies dans le tableau des filiales et participations.

Valeur comptable des titres
détenus au 31 déc. 2013

Brut	Provision	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⁾
39	(39)	-	-	-	(42)	-	12/2013
31	(31)	-	-	-	-	-	12/2013
1 434	(160)	2	-	-	(374)	-	12/2013
34 100	-	-	-	13 772	(49)	-	12/2012
516	-	125	-	220	106	162	12/2013
3 972	-	328	-	-	586	380	12/2013
2 931	-	-	-	2 208	188	185	12/2013
5 567	-	4 166	-	685	244	-	12/2013
78	-	-	-	232	5	-	12/2013
60	(27)	-	-	187	(27)	-	12/2013
2 627	(1 387)	-	-	-	7	-	12/2013
62	-	-	-	-	(48)	-	12/2013
8 400	-	-	2	3 436	198	504	12/2013
1 850	-	-	1	1 807	140	182	12/2013
428	(330)	-	-	50	6	-	12/2013
32	-	-	-	-	(15)	-	09/2013
57	-	-	-	57	(7)	17	12/2013
83	(52)	-	-	-	3	4	12/2013
245	(239)	-	-	-	-	-	12/2013
1 904	(12)	-	-	1 177	(1 538)	181	12/2013
145	(145)	-	-	-	(150)	-	12/2013
2 293	-	-	-	5	165	118	12/2012
74	(21)	-	-	-	-	4	
13	(2)	-	-	-	-	-	
33	(9)	13	-	-	-	36	
-	-	-	-	-	-	-	
5	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	

NOTE 28 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 2013 au Président-Directeur Général, au Vice-Président et Directeur Général Délégué et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 25 millions d'euros.

D'autre part, les avantages postérieurs à l'emploi, pour ces mêmes personnes, s'élèvent à 91,2 millions au 31 décembre 2013.

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale reçoivent des jetons de présence, leur montant est de 0,9 million d'euros pour 2013.

NOTE 29 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtée au 31 décembre 2013.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Cessions totales ou partielles

En euros	% au 31 déc. 2012	% au 31 déc. 2013	Reclassement au sein du groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES⁽¹⁾						
CLEOMIND	99,76	0,00	X		0,00	Autres
FINABEL	99,85	0,00	X		0,00	Autres
GDF SUEZ COMMUNICATION	100,00	0,00	X		0,00	Autres
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. 2012	% au 31 déc. 2013	Reclassement au sein du groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES⁽¹⁾						
BLOMHOF	0,00	100,00	X		9 031 067	Autres
GDF SUEZ IT	0,00	100,00	X		78 401 500	Informatique
PARTICIPATIONS⁽²⁾						
CAP VERT BIOÉNERGIE	0,00	49,00		X	49 000	Énergie

(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

	2013	2012	2011	2010	2009
CAPITAL EN FIN D'EXERCICE					
Capital social (en euros)	2 412 824 089	2 412 824 089	2 252 636 208	2 250 295 757	2 260 976 267
Nombre d'actions émises	2 412 824 089	2 412 824 089	2 252 636 208	2 250 295 757	2 260 976 267
Nombre maximum d'actions futures à créer :					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	10 083 705	15 803 200	22 584 740	30 841 031	36 619 478
OPÉRATIONS ET RÉSULTAT DE L'EXERCICE (en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	28 608	27 915	24 126	25 373	24 894
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	424	749	1 460	1 592	1 184
Impôts sur les sociétés (produit d'impôt)	(768)	(542)	(295)	(356)	(200)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements et provisions et transfert des amortissements de caducité	663	890	2 389	857	2 261
Montant des bénéfices distribués (y compris part des actions propres en 2013)	3 576	3 503	3 347	3 336	3 257
RÉSULTAT PAR ACTION (en euros)					
Résultat après impôt et participation mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,49	0,54	0,78	0,87	0,61
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,27	0,37	1,06	0,38	1,00
Dividende versé par action	1,50	1,50	1,50	1,50	1,47
PERSONNEL					
Effectif moyen pendant l'exercice	6 367	6 641	6 952	7 511	7 456
Montant de la masse salariale de l'exercice	377	374	445	471	498
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales...)	396	363	324	234	309

(1) Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013 de verser un dividende unitaire de 1,50 euro par action, soit un montant total de 3 576 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2013.

6.5 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2013, 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 et des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 07 mars 2014

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associates

Ernst & Young et Autres

Mazars

Véronique Laurent

Pascal Macioce

Isabelle Sapet

Pascal Pincemin

Charles-Emmanuel Chosson

Thierry Blanchetier

Informations complémentaires

7.1 DISPOSITIONS LÉGALES ET STATUTAIRES PARTICULIÈRES 370

7.1.1	Objet social de l'Émetteur	370
7.1.2	Organes d'administration et de direction	370
7.1.3	Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	373
7.1.4	Modification des droits attachés aux actions	373
7.1.5	Assemblées Générales	374
7.1.6	Dispositions relatives à la divulgaration des participations	374
7.1.7	Modification du capital	375

7.2 LITIGES ET ARBITRAGES - CONCURRENCE ET CONCENTRATIONS 375

7.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC 376

7.3.1	Politique d'information	376
7.3.2	Calendrier des communications financières	376

7.4 RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 377

7.4.1	Personnes responsables du Document de Référence	377
7.4.2	Attestation des responsables du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	377

7.5 MANDATS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES 378

7.5.1	Commissaires aux comptes titulaires	378
7.5.2	Commissaires aux comptes suppléants	378

7.1 DISPOSITIONS LÉGALES ET STATUTAIRES PARTICULIÈRES

Les dispositions particulières 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. 225-28 et L. 225-23 du Code de commerce et des statuts.

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 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 24.2 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voie consultative, aux séances du Conseil d'Administration et de ses Comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Direction Générale

Président-Directeur Général

Sous réserve des pouvoirs que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires, des pouvoirs dont elle investit de façon spéciale le Conseil d'Administration et de la limite de l'objet social, ainsi que des dispositions des articles 13 à 15 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la Direction Générale de la Société est assumée, soit par le Président du Conseil d'Administration, soit par une autre personne physique nommée par le Conseil d'Administration et portant le titre de Directeur Général.

Le Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances, au nom de la Société. Il exerce ses pouvoirs dans la limite de l'objet social et sous réserve de ceux que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Dans l'ordre interne, le Conseil d'Administration détermine, dans les conditions prévues par la loi, l'étendue et la durée des pouvoirs conférés au Président-Directeur Général.

Le Conseil d'Administration, dans sa séance du 23 avril 2012, a décidé de ne pas dissocier les fonctions de Président et de Directeur Général. La Direction Générale de la Société est assumée par le Président du Conseil d'Administration.

Les informations relatives à l'exercice de la Direction Générale figurent à la Section 4.3 «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. Le Directeur Général Délégué est également nommé Vice-Président du Conseil d'Administration, en application de l'article 17.2 des statuts.

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 Vice-Président, Directeur Général Délégué sont fixés par le Conseil d'Administration, 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) (l'article 17.2 des statuts prévoit que le Directeur Général Délégué est également nommé Vice-Président du Conseil d'Administration).

Décisions du Conseil d'Administration

Le Conseil se réunit sur la convocation du Président du Conseil d'Administration qui fixe le lieu de la réunion et l'ordre du jour. 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.

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 Vice-Président, 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.

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.

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.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément à l'article 24.1 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 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» et 5.1.1.3 «Droits de vote»).

Conformément à la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, l'État doit détenir à tout moment plus du tiers du capital de la Société.

7.1.4 Modification des droits attachés aux actions

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 du chapitre 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 Développement Durable

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 2013	27 février 2014
Assemblée Générale des actionnaires	28 avril 2014
Publication des résultats du premier trimestre 2014	28 avril 2014
Publication des résultats semestriels 2014	31 juillet 2014

7.4 RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

7.4.1 Personnes responsables du Document de Référence

Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général

Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué

7.4.2 Attestation des responsables du Document de Référence contenant le rapport financier annuel

«Nous attestons, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Document de Référence sont, à notre connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

Nous attestons, à notre connaissance, que 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.

Nous avons obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes donnés dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence. Cette lettre ne contient pas d'observations.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 présentés dans le chapitre 6.2 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant au chapitre 6.3, qui ne contient pas d'observations.

Les comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2013 présentés dans le chapitre 6.4 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant au chapitre 6.5 qui ne contient pas d'observations.

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 au chapitre 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 comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011, préparés selon les normes IFRS, ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux qui ne contient pas d'observations et figurant au chapitre 6.3 du Document de Référence 2011 de GDF SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2012 sous le numéro D. 12-0197.

Les informations financières pro forma de l'exercice clos le 31 décembre 2013 présentées dans la Section 6.1.1.7 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant en Section 6.1.2, qui ne contient pas d'observations.

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 20 mars 2014

Le Vice-Président, Directeur Général Délégué

Jean-François Cirelli

Le Président-Directeur Général

Gérard Mestrallet

7.5 MANDATS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

7.5.1 Commissaires aux comptes titulaires

Mazars

Société représentée par M. Thierry Blanchetier et Mme Isabelle Sapet.

Tour Exaltis, 61, rue Henri-Regnault, 92075 Paris La Défense Cedex

Mazars, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 1^{er} janvier 2002, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 19 mai 2008 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

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 19 mai 2008 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Deloitte & Associés

Société représentée par Mme Véronique Laurent et M. Pascal Pincemin.

185, avenue Charles-de-Gaulle, 92524 Neuilly-sur-Seine

Deloitte & Associés a été désigné Commissaire aux comptes titulaire de la Société pour la première fois par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 16 juillet 2008 pour une durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

7.5.2 Commissaires aux comptes suppléants

CBA (suppléant de Mazars)

Tour Exaltis, 61, rue Henri-Regnault, 92400 Paris La Défense Cedex

CBA a été désigné Commissaire aux comptes suppléant de la Société pour la première fois par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 19 mai 2008 pour une durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

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 19 mai 2008 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

BEAS (suppléant de Deloitte & Associés)

195 avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine

BEAS a été désigné Commissaire aux comptes suppléant de la Société pour la première fois par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 16 juillet 2008 pour une durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2014, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Annexe A – Lexique

UNITÉS DE MESURE ÉNERGÉTIQUES	380
Table de conversion	380
Unités de mesure	381

SIGLES ET ACRONYMES	382
GLOSSAIRE	384

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)
GJ	Gigajoule (1 milliard de joules)
Gm³	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)
kV	Kilovolt (mille volts)
kVA	Kilovoltampère (mille voltampères)
kW	Kilowatt (mille watts)
kWh	Kilowattheure (mille wattheures)
m	Mètre
m²	Mètre carré
m³	Mètre cube
M	Méga (million)
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MVA	Mégavoltampère (1 million de voltampères)
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)
MWth	Mégawatt thermique
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/entreprises)
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> - 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
NBP	<i>National Balancing Point</i> - voir Glossaire
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	Power Purchase Agreement (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)
PSI	Prestataire de Services d'Investissement - voir Glossaire
R&D	Recherche et Développement
RH	Ressources humaines
ROCE	<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 virtuelle de production)

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, par exemple en support des stock-options.
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.
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	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, elle 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. En ce qui concerne la partie régulée du marché, la Commission a repris la mission du Comité de Contrôle de l'Électricité et du Gaz.
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' <i>EBITDA</i> , 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 <i>portfolio management</i> . 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' <i>EBITDA</i> 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.
Environmental, Management and Audit System (EMAS)	Certificat 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).
National Balancing Point (NBP)	Lieu virtuel d'échange pour l'achat et la vente au Royaume-Uni du gaz naturel. Il est le prix et le point de livraison pour l' <i>International Petroleum Exchange</i> de gaz naturel des contrats à terme.
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 (équivalent moderne des agents de change).
Réseau principal	Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.
Réseau régional	Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.
Réserves 2P	Réserves prouvées et probables : estimation des quantités d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel et liquides de gaz naturel) que l'on peut extraire dans l'avenir, à partir des gisements existants et avec une probabilité d'au moins 50% d'après les données géologiques et techniques. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.
Réserves prouvées	Estimation des quantités d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel et liquides de gaz naturel) sur la base de données géologiques et techniques avec l'assurance raisonnable de pouvoir extraire ces quantités au cours des années à venir à partir de gisements existants. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.
Réserves prouvées développées	Réserves prouvées qui peuvent être produites à partir d'installations existantes.
Réserves prouvées non développées	Réserves prouvées qui nécessitent le forage de nouveaux puits sur des surfaces vierges ou des investissements significatifs supplémentaires à partir d'installations existantes, comme par exemple une unité de compression.

Spark spread	Marge brute d'une centrale à gaz, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le <i>spark spread</i> doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers...).
Station de compression	Installation industrielle qui comprime le gaz naturel afin d'optimiser la circulation des flux dans les canalisations.
Station de pompage	Station ou installation de production d'énergie qui fonctionne selon un procédé qui consiste à pomper de l'eau entre réservoirs à des altitudes différentes. Lorsque les prix de l'électricité sont bas (généralement la nuit), l'électricité du réseau électrique est utilisée pour pomper l'eau vers un réservoir supérieur puis, aux heures de pics de consommation, lorsque les prix de l'électricité sont plus élevés, l'eau est rejetée dans le réservoir inférieur via une turbine.
Stockage	Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.
Stockage souterrain	Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.
Stress test	Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.
Take-or-pay	Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.
Tête de puits	Ensemble de raccords, vannes, buses, manomètres, thermomètres, etc. installés à la sortie d'un puits de production.
Terminal méthanier	Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).
Tolling	Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz...) en électricité.
Total Shareholder Return (TSR)	Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.
Trading d'énergie	Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).
Transport	Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.
Value at Risk (VaR)	La <i>Value at Risk</i> est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading. 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.
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 390

INFORMATIONS SOCIALES,
ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES 394

INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT DE
GESTION 396

INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT
FINANCIER ANNUEL 399

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
1. Personnes responsables	7.4. Responsables du Document de Référence
1.1. Personnes responsables	7.4.1. Personnes responsables du Document de Référence
1.2. Attestation des personnes responsables	7.4.2. Attestation des responsables du Document de Référence contenant le rapport financier annuel
2. Contrôleurs légaux des comptes	7.5. Mandats des Commissaires aux comptes
2.1. Contrôleurs légaux des comptes	
2.2. Démission/départ de contrôleurs légaux des comptes	
3. Informations financières sélectionnées	1.2.1. Indicateurs financiers
4. Facteurs de risque	2. Facteurs de risque
5. Informations concernant l'émetteur	
5.1. Histoire et évolution de la Société	1.1.2. Histoire et évolution de la Société
5.2. Investissements	
5.2.1. Principaux investissements réalisés	6.1.1.4.3. Investissements nets des produits de cessions
5.2.2. Principaux investissements en cours	1.1.4. Priorités stratégiques 1.3 Présentation des branches
5.2.3. Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur à l'avenir	1.1.4. Priorités stratégiques
6. Aperçu des activités	
6.1. Principales activités	1.1.1. Présentation générale 1.1.3. Organisation 1.2. Chiffres clés 1.1.4. Priorités stratégiques 1.3. Présentation des branches
6.2. Principaux marchés	1.1.6. Positions concurrentielles 1.1.4. Priorités stratégiques 1.3. Présentation des branches
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 2.3. Risques opérationnels
6.5. Position concurrentielle	1.1.6. Positions concurrentielles
7. Organigramme	
7.1. Description sommaire du Groupe	1.1.3. Organisation
7.2. Liste des filiales importantes	6.2. Comptes consolidés – Note 30 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2013)
8. Propriétés immobilières, usines et équipements	
8.1. Immobilisations corporelles importantes	1.4. Propriétés immobilières, usines et équipements
8.2. Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.3. Informations environnementales
9. Examen de la situation financière et du résultat	6.1.1. Rapport d'activité
10. Trésorerie et capitaux	6.1.3. Trésorerie et capitaux
10.1. Capitaux propres	6.1.1.5. Autres postes de l'état de situation financière

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence
10.2. Flux de trésorerie	6.1.1.4. Évolution de l'endettement net
10.3. Conditions d'emprunt et structure de financement	6.1.3.1. Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur 5.1.6. Titres non représentatifs du capital 6.2. Comptes consolidés – Note 15 (Instruments financiers)
10.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.3.2. Restriction à l'utilisation des capitaux
10.5. Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissement	6.1.3.3. Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements
11. Recherche et développement, brevets et licences	1.5. Politique de l'innovation, recherche et développement
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 6.1.1.1. Évolution de l'activité et du résultat des opérations
12.2. Tendances connues, incertitudes ou demandes, engagements ou événements raisonnablement susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.9. Perspectives
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 4.3.1. Le Comité de Direction Générale 4.3.2. Le Comité Exécutif
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
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
15.2. Montant provisionné aux fins du versement de pensions, retraites ou d'autres avantages	4.5.3. Provision de retraite
16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	
16.1. Durée du mandat des Administrateurs	4.1.1.2. Administrateurs en exercice
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
16.3. Comité d'Audit et Comité de Rémunération	4.1.5. Les comités permanents du Conseil
16.4. Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.4.2. Organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration
17. Salariés	
17.1. Effectif et répartition des salariés	3.2.8. Données sociales
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 2013 4.5. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction
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
18. Principaux actionnaires	
18.1. Franchissements de seuils légaux	5.2.3. Franchissements de seuil légal
18.2. Droits de vote	5.1.1. Capital social et droits de vote
18.3. Contrôle	5.2.2. Répartition du capital – évolution et profil de l'actionnariat 5.2.4. Action spécifique
18.4. Accord relatif au changement de contrôle	5.2.4. Action spécifique

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence
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 services
20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur	
20.1. Informations financières historiques	6.2. Comptes consolidés 6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 6.4. Comptes sociaux 6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels
20.2. Informations financières pro forma	6.1.1.7. Comptes pro forma avec Groupe SUEZ Environnement Company en entreprise associée 6.1.2. Rapport des Commissaires aux comptes sur les informations financières pro forma relatives à l'exercice 2013
20.3. États financiers consolidés	6.2. Comptes consolidés 6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés
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 6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels
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 6.4. Comptes sociaux
20.6. Informations financières intermédiaires et autres	N/A
20.7. Politique de distribution de dividendes	5.2.5. Politique de distribution des dividendes
20.8. Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2. Comptes consolidés – Note 28 (Litiges et concurrence) 2.3.3. Risques juridiques 7.2. Litiges et arbitrages - concurrence et concentrations
20.9. Changement significatif de la situation financière ou commerciale	6.2. Comptes consolidés – Note 29 (Événements postérieurs à la clôture)

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004

Chapitre du Document de Référence

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 5.1.2. Capital potentiel et titres donnant accès au capital 5.1.3. Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance et utilisation des autorisations
21.1.2. Actions non représentatives du capital	5.1.6. Titres non représentatifs du capital
21.1.3. Actions détenues par l'émetteur ou ses filiales	5.1.5. Rachat d'actions
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
21.1.7. Historique du capital social	5.1.4. Évolution du capital social au cours des 5 derniers exercices
21.2. Acte constitutif et statuts	7.1. Dispositions légales et statutaires particulières
21.2.1. Objet social	7.1.1. Objet social de l'Émetteur
21.2.2. Organes d'administration et de direction	7.1.2. Organes d'administration et de direction
21.2.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	7.1.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions
21.2.4. Modification des droits des actionnaires	7.1.4. Modification des droits attachés aux actions
21.2.5. Assemblées Générales	7.1.5. Assemblées Générales
21.2.6. Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.2.4. Action spécifique 7.1.3. Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions
21.2.7. Divulgaration des franchissements de seuil	7.1.6. Dispositions relatives à la divulgation des participations
21.2.8. Modification du capital	7.1.7. Modification du capital
22. Contrats importants	6.1.3. Trésorerie et capitaux 6.2. Comptes consolidés – Note 2 (Principales variations de périmètre) 6.2. Comptes consolidés – Note 29 (Événements postérieurs à la clôture)
23. Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêt	N/A
24. Documents accessibles au public	7.3. Documents accessibles au public
25. Informations sur les participations	6.2. Comptes consolidés – Note 30 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2013)

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
Informations sociales		
Emploi	L'effectif total et la répartition des salariés par sexe, par âge et par zone géographique	3.2.8 Données sociales
	Les embauches et les licenciements	3.2.1.1 Recruiting for development 3.2.8 Données sociales
	Les rémunérations et leur évolution	3.2 Informations sociales 3.2.4 Epargne salariale 3.2.8 Données sociales 6.2. Comptes consolidés - Note 4-4.2
Organisation du travail	L'organisation du temps de travail	3.2.8 Données sociales
	Absentéisme	3.2.8 Données sociales
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
	Le bilan des accords collectifs	3.2.3 Relations sociales
Santé et sécurité	Les conditions de santé et de sécurité au travail	3.2.7 Politique de santé et de sécurité
	Le bilan des accords signés avec les organisations syndicales ou les représentants du personnel en matière de santé et de sécurité au travail	3.2.7 Politique de santé et de sécurité
	Les accidents du travail, notamment leur fréquence et leur gravité, ainsi que les maladies professionnelles	3.2.8 Données sociales
Formation	Les politiques mises en œuvre en matière de formation	3.2.1.4 Learning for Development
	Le nombre total d'heures de formation	3.2.8 Données sociales
Égalité de traitement	Les mesures prises en faveur de l'égalité entre les femmes et les hommes	3.2.1 Les politiques de développement des ressources humaines du groupe
	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
	La politique de lutte contre les discriminations	3.2.8 Données sociales
Promotion et respect des stipulations des conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail relatives	Au respect de la liberté d'association et du droit de négociation collective	3.2.3.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance
	À l'élimination des discriminations en matière d'emploi et de profession	3.2.3.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance
	À l'élimination du travail forcé ou obligatoire	3.2.3.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance
	À l'abolition effective du travail des enfants	3.2.3.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance
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
	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

Éléments requis

Chapitre du Document de Référence

	Le montant des provisions et garanties pour risques en matière d'environnement, sous réserve que cette information ne soit pas de nature à causer un préjudice sérieux à la Société dans un litige en cours	6.2 Comptes consolidés - Note 18 (Provisions) 3.3.4.4 L'énergie nucléaire 3.3.4.9 Une prévention active des risques environnementaux 3.3.4.11 L'utilisation des sols
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
	Les mesures de prévention, de recyclage et d'élimination des déchets	Un audit a été fait et des recommandations sont en cours de mise en œuvre par la filière environnement
	La prise en compte des nuisances sonores et de toute autre forme de pollution spécifique à une activité	3.3.4.10 Le bruit
Utilisation durable des ressources	La consommation d'eau et l'approvisionnement en eau en fonction des contraintes locales	3.3.4.5 L'eau
	La consommation de matières premières et les mesures prises pour améliorer l'efficacité dans leur utilisation	3.3.4.3 L'efficacité énergétique
	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
	L'utilisation des sols	3.3.4.11 L'utilisation des sols
Changement climatique	Les rejets de gaz à effet de serre	3.3.4.1 Le changement climatique
	L'adaptation aux conséquences du changement climatique	3.3.4.1 Le changement climatique
Protection de la biodiversité	Les mesures prises pour préserver ou développer la biodiversité	3.3.4.8 La gestion de la biodiversité
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
	Sur les populations riveraines ou locales	3.4.1 Développement socio-économique dans les territoires
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
	Les actions de partenariat ou de mécénat	3.4.3 Mécénat social, solidarité et lutte contre la précarité
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
	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
Loyauté des pratiques	Les actions engagées pour prévenir la corruption	3.1.1 Politique éthique 3.1.3 Conformité éthique
	Les mesures prises en faveur de la santé et de la sécurité des consommateurs	3.1.1 Politique éthique
	Les autres actions engagées au titre du présent 3°, en faveur des droits de l'homme	3.1.1 Politique éthique

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 2013 :

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
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 Chapitre 6.2. Comptes consolidés
	Évolution prévisible et perspectives d'avenir	Chapitre 6.1.1.9. Perspectives
	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)
	Activités en matière de recherche et de développement	Chapitre 1.5. Politique de l'innovation, recherche et développement Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 11.2 (Information sur les frais de recherche et développement)
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 Chapitre 1.1.3. Organisation Chapitre 1.2. Chiffres clés Chapitre 1.1.4. Priorités stratégiques Chapitre 1.3. Présentation des branches
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 Chapitre 6.1.1.2. Évolution des activités du Groupe
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
L. 225-100-2 al. 1 du Code de commerce		Chapitre 6.1.3.1. Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur
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
L. 225-100-2 al. 2 et 4 du Code de commerce		Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 16 (Risques liés aux instruments financiers)
L. 441-6-1 du Code de commerce	Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs	Chapitre 6.1.1.8. Comptes sociaux
D. 441-4 du Code de commerce		

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
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 Chapitre 5.2.4. Action spécifique Chapitre 5.2.3. Franchissements de seuil légal
	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 2 (Principales variations de périmètre)
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
L. 225-211 du Code de commerce	Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	Chapitre 5.1.5. Rachat d'actions Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 17 (Éléments sur capitaux propres)
L. 225-102 al. 1 L. 225-180 du Code de commerce	État de la participation des salariés au capital social	Chapitre 5.2.2. Répartition du capital – évolution et profil de l'actionnariat Chapitre 3.2.5. Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié
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
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
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) Chapitre 2.3.3. Risques juridiques Chapitre 7.2. Litiges et arbitrages - concurrence et concentrations
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 Chapitre 4.5. Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction 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 Chapitre 5.2.2. Répartition du capital – évolution et profil de l'actionnariat Chapitre 5.2.4. Action spécifique Chapitre 5.2.3. Franchissements de seuil légal Chapitre 7.1. Dispositions légales et statutaires particulières Chapitre 3.2.5. Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié
R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	Chapitre 3.2 Informations sociales

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
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 2013
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 Chapitre 4.5.1. Rémunération des dirigeants mandataires sociaux
L. 225-185 al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution de stock-options, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'Administration a pris la décision : - soit d'interdire aux dirigeants de lever leurs options avant la cessation de leurs fonctions ; - soit de leur imposer de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions tout ou partie des actions issues d'options déjà exercées	Chapitre 4.5.5.1 Disponibilité des actions issues de levées de stock-options et des Actions de Performance
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 2013
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
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
L. 225-102-2 du Code de commerce	Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso « seuil haut »	Chapitre 2.4.3. Sites Seveso ou équivalents Chapitre 3.3. Informations environnementales
L. 225-102-1 al. 4 et R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	Chapitre 3.2 Informations sociales

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
Comptes annuels de la Société	Chapitre 6.4. Comptes sociaux
Comptes consolidés du Groupe	Chapitre 6.2. Comptes consolidés
Rapport de gestion	Voir table de concordance spécifique ci-avant
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Chapitre 7.4.2 Attestation des responsables du Document de Référence contenant le rapport financier annuel
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	Chapitre 6.5. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	Chapitre 6.3. Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés
Honoraires des Commissaires aux comptes	Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 31 (Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux)
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
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

Le système de management régissant l'impression de ce document est certifié ISO14001:2004.

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 2 412 824 089 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