



Document de Référence **2012**

incluant le rapport financier annuel

1	PRESENTATION 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	55
1.5	Politique de l'innovation, recherche et développement	58
2	FACTEURS DE RISQUE	61
2.1	Processus de gestion des risques	63
2.2	Risques liés à l'environnement externe	65
2.3	Risques opérationnels	69
2.4	Risques industriels	73
2.5	Risques financiers	75
3	INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIETALES	79
3.1	Ethique et <i>compliance</i>	80
3.2	Informations sociales	81
3.3	Informations environnementales	97
3.4	Informations sociétales	107
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	110
4	GOVERNEMENT D'ENTREPRISE	113
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	114
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	140
4.3	Direction Générale	141
4.4	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de services	143
4.5	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	152
5	INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT	169
5.1	Informations sur le capital social	170
5.2	Actionnariat	182
6	INFORMATIONS FINANCIERES	185
6.1	Examen de la situation financière	186
6.2	Comptes consolidés	207
6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	329
6.4	Comptes sociaux	331
6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	377
7	INFORMATIONS COMPLEMENTAIRES	379
7.1	Dispositions légales et statutaires particulières	380
7.2	Litiges et arbitrages – Concurrence et concentrations	385
7.3	Documents accessibles au public	386
7.4	Responsables du Document de Référence	387
7.5	Mandats des Commissaires aux comptes	388
A	ANNEXE A – LEXIQUE	389
B	ANNEXE B – TABLES DE CONCORDANCE	399

Document de référence 2012

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 23 avril 2013 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 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 258, et 261 à 394 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2012 sous le numéro D.12-0197 ;
- ▶ relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2010 de GDF SUEZ : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 156 à 171, et 287 à 415 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 28 mars 2011 sous le numéro D.11-0186.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2012.

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

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document de Référence contient des indications prospectives, notamment à la Section 1.1.4 «Priorités stratégiques», à la Section 1.1.6 «Positions concurrentielles», à la Section 1.1.5 «Amélioration de la performance», à la Section 1.3 «Présentation des branches» et à la Section 6.1.1.8 «Perspectives». Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des 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 22 mars 2013 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'Emetteur» 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

	Pages
1.1 PROFIL, ORGANISATION ET STRATEGIE 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 CLES	9
1.2.1 Indicateurs financiers	9
1.2.2 Indicateurs opérationnels	10
1.2.3 Indicateurs extra-financiers	13

	Pages
1.3 PRESENTATION DES BRANCHES	14
1.3.1 Branche Energie Europe	14
1.3.2 Branche Energy International	25
1.3.3 Branche Global Gaz & GNL	34
1.3.4 Branche Infrastructures	41
1.3.5 Branche Energie Services	47
1.3.6 Branche Environnement	51
1.4 PROPRIETES IMMOBILIERES, USINES ET EQUIPEMENTS	55
1.5 POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT	58
1.5.1 L'innovation au cœur de la stratégie	58
1.5.2 Un réseau mondial de centres de recherche	59
1.5.3 Propriété intellectuelle	60

1.1 PROFIL, ORGANISATION ET STRATEGIE DU GROUPE

1.1.1 PRESENTATION GENERALE

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 et à l'environnement.

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 et environnementaux.

Il est également l'actionnaire industriel de référence de SUEZ Environnement, leader mondial dans les marchés de l'environnement (eau et déchets).

GDF SUEZ développe un *business model* équilibré :

- ▶ par sa présence dans des métiers complémentaires sur toute la chaîne de valeur (répartition du chiffre d'affaires équilibrée entre gaz, électricité et services) ;

- ▶ 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, 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.

En 2012, GDF SUEZ a été classé 1^{re} *utility* cotée au monde dans le classement annuel publié par le magazine Forbes des 2 000 plus grandes entreprises mondiales cotées (47^e place du classement général, 4^e place des entreprises françaises).

Coté à Bruxelles et Paris, 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 EVOLUTION DE LA SOCIETE

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 loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, prévoyant que l'Etat 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 Lyonnaise des Eaux intervenue en 1997. A 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 (voir Section 6.2 «Comptes consolidés» – Note 2.1.1). 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.

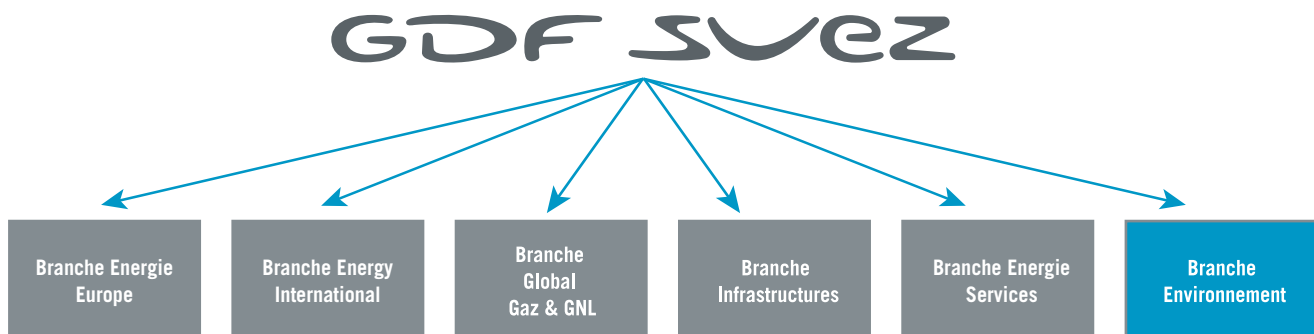
GDF SUEZ est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés commerciales de forme anonyme, sous réserve des lois spécifiques régissant la Société, et à ses statuts.

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 2012, GDF SUEZ est organisé, sur le plan opérationnel, autour de six branches (cinq branches énergie détenues à 100% et une branche environnement détenue à 35,76%) :



- la **branche Energie 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⁽²⁾.

Cette branche, créée au 1^{er} janvier 2012, regroupe des activités qui relevaient jusqu'à fin 2011 de la branche Energie Europe et International (*business areas* GDF SUEZ Energy Benelux & Allemagne et GDF SUEZ Energie Europe), de la branche Energie France et de la branche Global Gaz GNL (*Business Units* approvisionnements gaz et vente grands comptes) ;

- la **branche Energy International** est organisée en six zones géographiques (Amérique Latine ; Amérique du Nord ; Royaume-Uni et Europe ; Moyen-Orient, Turquie et Afrique ; Asie ; Australie). 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⁽¹⁾ ;
- 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 Energie 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 ;

- la **branche Environnement** assure la gestion de l'eau (eau potable, eau industrielle, assainissement) et la gestion des déchets (collecte, tri, valorisation, élimination) auprès des collectivités et des industriels.

Cette activité est exercée à travers la participation du Groupe dans SUEZ Environnement. Le Groupe a annoncé le 22 janvier 2013 son intention de ne pas renouveler le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement venant à échéance en juillet 2013 (voir Section 1.1.4 «Priorités stratégiques»).

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.

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 2 400 à fin 2012. La liste des principales sociétés consolidées du Groupe figure au Chapitre 6.2 «Comptes consolidés – Note n° 29 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2012)». 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) Ainsi que les activités associées aux actifs ex International Power en Europe continentale.

(2) Majoritairement en Hongrie, Roumanie et Slovaquie. Concernant la participation dans l'opérateur gazier slovaque SPP, voir chapitre 1.3.2.3.

1.1.4 PRIORITES STRATEGIQUES

Les marchés des solutions énergétiques et environnementales sur lesquels évolue le Groupe sont des marchés porteurs à long terme, qui connaissent actuellement des mutations profondes. La crise de la demande en Europe, entraînée par le ralentissement de l'activité économique, la révolution de l'offre énergétique aux Etats-Unis avec les gaz non conventionnels, la forte croissance de la demande des marchés émergents dessinent un nouveau paysage mondial de l'énergie. La période récente est également marquée par une pression réglementaire et fiscale forte sur les marchés historiques du Groupe et par l'accroissement des surcapacités de production électriques en Europe.

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

- ▶ d'accélérer son développement dans le monde émergent, autour de deux axes : production indépendante d'électricité et chaîne gazière, autour du GNL ;
- ▶ de recentrer et d'optimiser son portefeuille d'actifs en Europe, tout en préparant l'avenir selon deux axes : efficacité énergétique et énergies renouvelables ;
- ▶ de renforcer les activités générant des revenus récurrents (infrastructures et services).

La stratégie du Groupe repose également sur deux grands principes : équilibre, pour mitiger les risques, et flexibilité, pour s'adapter aux chocs et saisir les opportunités.

Au plan financier, le Groupe donne priorité à la rentabilité sur la croissance, et au maintien en permanence d'une structure financière solide (*rating* de catégorie «A»). Ceci 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*. Le Conseil d'Administration a réaffirmé le 5 décembre 2012 sa confiance et son attachement à la politique de dividende du Groupe ; il propose à l'Assemblée Générale du 23 avril 2013 un dividende maintenu à 1,50 euro au titre de l'exercice 2012.

Deux opérations majeures menées par le Groupe en 2012 en font une année charnière pour la mise en œuvre de ses priorités stratégiques, et affirment son identité d'acteur mondial, apporteur de solutions énergétiques et environnementales :

- ▶ l'acquisition des titres détenus par les actionnaires minoritaires d'International Power le 29 juin 2012, grâce à laquelle GDF SUEZ détient 100% du capital du leader mondial de la production indépendante d'électricité. Cette transaction constitue un développement stratégique majeur et renforce la plateforme unique de développement de GDF SUEZ dans les pays à forte croissance dans lesquels le Groupe a l'ambition d'augmenter la part de ses investissements de croissance de 30% à 40-50% à moyen terme ;
- ▶ la création de la branche Energie Europe au 1^{er} janvier 2012, qui donne au Groupe les moyens de relever les défis soulevés par les marchés européens, qui nécessitent davantage d'intégration et d'optimisation. Elle améliore sensiblement la capacité du Groupe à mettre en synergie ses activités sur la zone. Le Groupe réaffirme sa volonté de demeurer un acteur énergétique majeur en Europe et de participer ainsi durablement à la transition énergétique européenne.

Par ailleurs, le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement venant à échéance en juillet 2013, le Groupe a annoncé le 22 janvier 2013 que, compte tenu des différentes notifications de dénonciation reçues des parties, le pacte ne sera pas renouvelé lorsqu'il arrivera à échéance le 22 juillet 2013. Le Groupe se recentrera ainsi plus fortement sur les activités énergétiques. GDF SUEZ passera d'une

consolidation globale à une mise en équivalence des activités de SUEZ Environnement dans ses comptes à compter de juillet 2013.

GDF SUEZ réaffirme sa volonté de demeurer un partenaire stratégique de long terme et l'actionnaire de référence de SUEZ Environnement. Les principes directeurs des accords industriels et commerciaux entre GDF SUEZ et SUEZ Environnement ont été entérinés en janvier 2013 et ont fait l'objet d'un accord cadre entre les deux entreprises. Ils portent sur 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.

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

Dans l'énergie à l'international, l'objectif est de capter la croissance et la valeur sur des marchés diversifiés hors OCDE en confortant les positions du Groupe dans les pays d'Amérique du Sud, d'Asie du Sud-est et du Moyen-Orient où il est déjà présent et en trouvant des relais de croissance dans des nouveaux pays strictement sélectionnés.

Dans l'énergie en Europe, l'objectif est d'optimiser et de recentrer les positions du Groupe, et de préparer l'avenir :

- ▶ en recentrant ses activités autour de positions intégrées, optimisées à la maille continentale ;
- ▶ en développant un portefeuille d'approvisionnement gazier du Groupe compétitif, diversifié et sûr ;
- ▶ en trouvant de nouveaux relais de croissance dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

Dans les activités de Global Gaz & GNL, l'objectif est de renforcer les positions E&P et GNL, pour un développement sur les marchés en croissance :

- ▶ en développant la position mondiale du Groupe sur le marché du GNL, notamment par le renforcement de sa présence sur la zone Asie-Pacifique, appelée à une plus forte croissance ;
- ▶ en s'appuyant sur le savoir-faire dans le domaine de l'exploration-production gazière, également destinée à servir la stratégie GNL et les besoins d'approvisionnement du Groupe (relation avec les grands fournisseurs).

Dans les infrastructures, l'objectif est de renforcer les positions :

- ▶ en maintenant et développant des positions fortes en France, par l'exploitation sûre des installations et la promotion du gaz naturel comme élément essentiel du *mix* énergétique français ;
- ▶ en développant de manière sélective des activités hors de France : en Europe à partir des marchés où le Groupe compte déjà des actifs et hors d'Europe en cohérence avec la stratégie globale du Groupe.

Dans les services à l'énergie, l'objectif est de faire de cette activité un relais de croissance, au cœur des enjeux de transition énergétique et environnementale :

- ▶ en développant l'offre d'efficacité énergétique à travers les métiers des services, de l'installation – maintenance et de l'ingénierie ;
- ▶ en confortant le leadership du Groupe en Europe et en développant les activités dans des pays ciblés hors d'Europe (Chine, Moyen-Orient, etc.).

Dans l'environnement, l'objectif de SUEZ Environnement est de développer des relais de croissance, en priorité par le renforcement des positions existantes, avec des synergies renforcées avec les autres activités du Groupe GDF SUEZ :

- ▶ en développant des *business models* rénovés et enrichis dans les pays matures, autour du grand cycle de l'eau, du recyclage et de la valorisation énergétique des déchets, du comptage intelligent et de la protection de la ressource ;
- ▶ en ciblant le développement international sur l'Amérique du Nord et le Moyen-Orient pour l'eau, sur l'Australie, l'Europe Centrale et la Chine pour l'eau et les déchets.

Au sein de GDF SUEZ, le développement durable est fortement intégré à l'élaboration de la stratégie de l'Entreprise. Afin de contribuer pleinement à la création de valeur du Groupe, il est abordé 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 ;

- ▶ et de la gestion 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, etc.

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, le développement durable contribue à la création de valeur de l'entreprise.

Pour assurer cette contribution à la création de valeur de GDF SUEZ, la politique de développement durable du Groupe s'articule autour de trois axes :

- ▶ l'innovation pour se développer et anticiper l'évolution des marchés de l'énergie, de l'eau et de la propreté ;
- ▶ la garantie de la pérennité et de l'acceptabilité locale de nos activités ;
- ▶ le développement de l'attractivité, de l'efficacité et de la cohésion culturelle de GDF SUEZ.

1.1.5 AMELIORATION DE LA PERFORMANCE

En 2012, le Groupe a poursuivi sa démarche d'amélioration continue de la performance. La démarche Efficio ainsi que les actions *Quick Wins* – initiées en milieu d'année dans le cadre du plan pluriannuel Perform 2015 – ont eu un impact brut positif sur le compte de résultat de 0,8 milliard d'euros. 0,6 milliard d'euros ont porté sur la réduction des frais de fonctionnement.

Le plan Perform 2015 a été lancé sur la période 2012-2015 pour supporter la stratégie à l'échelle du Groupe et améliorer de façon durable sa performance. Il vise à répondre aux défis auxquels le Groupe est confronté à court terme, avec une année 2013 qui s'annonce difficile en Europe, mais aussi à le transformer dans le moyen et long terme. Le nom du plan exprime l'ambition : il s'agit d'accroître la performance, de façon globale, pour pouvoir profiter du rebond attendu à l'horizon 2015.

Perform 2015 intègre l'ensemble des actions conduites précédemment dans le cadre de la démarche Efficio, il comprend trois axes principaux.

Le premier axe vise l'amélioration de l'efficacité opérationnelle. Il passe par la mise en place d'actions de réduction des coûts et d'augmentation des revenus. Mise en œuvre d'une politique achats ambitieuse et réduction significative des frais généraux constitueront deux moyens essentiels pour améliorer l'efficacité. L'optimisation des modes de travail sera également source de performance. Sur la période 2012-2015, ces actions représenteront une contribution

brute au compte de résultat de 3,5 milliards d'euros par an à l'horizon 2015, et une contribution additionnelle de 1 milliard d'euros grâce à l'optimisation des CAPEX et du besoin en fond de roulement.

Le deuxième axe vise l'augmentation de la flexibilité stratégique et financière, grâce à une réduction de près de 20% des investissements. Le Groupe réduira ses investissements en 2013-2015, avec une enveloppe de 7 à 8 milliards d'euros par an, et les réallouera vers les pays à forte croissance, avec une cible de 40 à 50% des investissements de développement dans les pays à forte croissance à moyen terme. En Europe, la croissance sera portée par le développement des activités d'efficacité énergétique et par la mise en service de capacités d'énergies renouvelables.

Enfin, le troisième axe vise à réduire la dette d'un tiers en deux ans, avec une dette nette cible autour de 30 milliards d'euros à fin 2014 (après mise en équivalence de SUEZ Environnement), à travers le programme d'optimisation d'actifs, qui portera désormais sur 11 milliards d'euros sur la période 2013-2014. Les sorties de périmètre (cessions et déconsolidation d'actifs) seront concentrées principalement sur les marchés matures conformément aux orientations stratégiques du Groupe.

Le plan prévoit aussi un renforcement du Groupe sur les segments d'avenir tels que les bioénergies, les villes du futur, le stockage d'électricité et la production d'hydrogène, le *smart energy* ou encore les gaz non conventionnels.

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 marchés sont moins ouverts à la concurrence et les acteurs privés y opèrent souvent dans le cadre de contrats à long terme établis à l'issue d'appels d'offres.

Les métiers de l'environnement sont beaucoup moins ouverts au secteur privé, y compris en Europe. Peu de pays ont une part du secteur privé prépondérante (France et Espagne en environnement, Etats-Unis pour les déchets) ou exclusive (Royaume-Uni). Les pays émergents tendent à libéraliser de plus en plus le marché des déchets.

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

- ▶ 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 3^e importateur⁽¹⁾ dans le monde. Il est aussi un acteur de taille significative en exploration-production (3^e «utility»);
- ▶ le Groupe est le 1^{er} opérateur d'infrastructures gazières en Europe : il détient le 1^{er} réseau de transport, est le 1^{er} opérateur de distribution, 1^{er} stockeur européen en termes de volume utile et 2^e opérateur/propriétaire de terminaux GNL ;

- ▶ 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 et en Thaïlande, 2^e au Pérou et au Panama. En électricité, le Groupe est le 4^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 d'électricité et le principal fournisseur d'électricité⁽⁴⁾.

Le Groupe est également le leader européen des services à l'énergie : la branche Energie 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 dans les pays limitrophes et de premières bases de développement dans les pays plus éloignés tels que ceux de l'Europe centrale.

Sur le marché de l'environnement, SUEZ Environnement est un acteur de référence à l'échelle mondiale, implanté sur tous les continents. Le Groupe est 2^e opérateur de l'eau et 3^e opérateur dans les déchets⁽¹⁾.

(1) Sources : Analyses internes GDF SUEZ données 2011.

(2) Source : RTE, 2012.

(3) Source : étude IHS EER 2012.

(4) Source : CREG, données 2011.

1.2 CHIFFRES CLES

1.2.1 INDICATEURS FINANCIERS

<i>En millions d'euros</i>	GDF SUEZ pro forma 2008	GDF SUEZ publié 2008	GDF SUEZ 2009	GDF SUEZ 2010	GDF SUEZ 2011	GDF SUEZ 2012
1. Chiffre d'affaires	83 053	67 924	79 908	84 478	90 673	97 038
dont réalisé hors de France	52 708	47 156	49 184	52 976	59 517	61 124
2. Résultat						
• EBITDA	13 886	10 054	14 012	15 086	16 525	17 026
• Résultat opérationnel courant	8 561	6 224	8 347	8 795	8 978	9 520
• Résultat net part du Groupe	6 504	4 857	4 477	4 616	4 003	1 550
• Résultat net récurrent part du Groupe ^(a)	N/A	N/A	N/A	N/A	3 455	3 831
3. Flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	7 726	4 393	13 628	12 332	13 838	13 607
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	13 287	9 686	13 016	14 736	16 117	16 612
Flux issus de l'investissement	(11 845)	(7 348)	(8 178)	(7 783)	(7 905)	(8 451)
Flux issus du financement	3 084	5 528	(4 282)	(3 683)	(2 496)	(8 322)
4. Bilan						
Capitaux propres part du Groupe ^(b)	57 748	57 748	60 194	62 114	62 930	59 745
Capitaux propres totaux ^(b)	62 818	62 818	65 436	70 627	80 270	71 207
Total bilan ^(b)	167 208	167 208	171 198	184 430	213 410	205 498
5. Données par action ^(en euros)						
• Nombre moyen d'actions en circulation ^(c)	2 160 674 796	1 630 148 305	2 188 876 878	2 187 521 489	2 221 040 910	2 271 233 422
• Nombre d'actions à la clôture	2 193 643 820	2 193 643 820	2 260 976 267	2 250 295 757	2 252 636 208	2 412 824 089
• Résultat net par action ^(c)	3,01	2,98	2,05	2,11	1,80	0,68
• Dividende distribué ^(d)	1,40	1,40	1,47	1,50	1,50	1,50
6. Effectifs moyens totaux	234 653	234 653	242 714	236 116	240 303	236 156
• Sociétés en intégration globale	194 920	194 920	201 971	213 987	218 905	219 253
• Sociétés en intégration proportionnelle	31 174	31 174	35 294	16 943	17 610	12 477
• Sociétés mises en équivalence	8 559	8 559	5 449	5 186	3 788	4 426

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

(b) 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.

(c) 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.

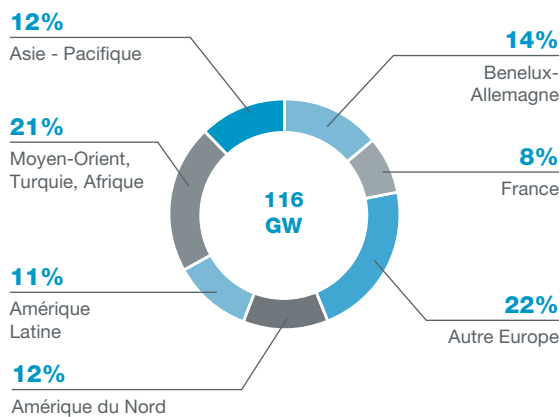
(d) Dividende 2012 : proposé y compris l'acompte de 0,83 euro payé en octobre 2012.

1.2.2 INDICATEURS OPERATIONNELS

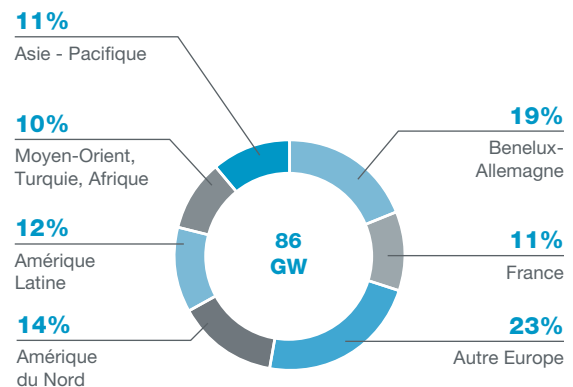
1.2.2.1 Production d'électricité

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 2012, calculée à 100%, atteint 116 GW⁽¹⁾ et calculée en quote-part 86 GW⁽²⁾.

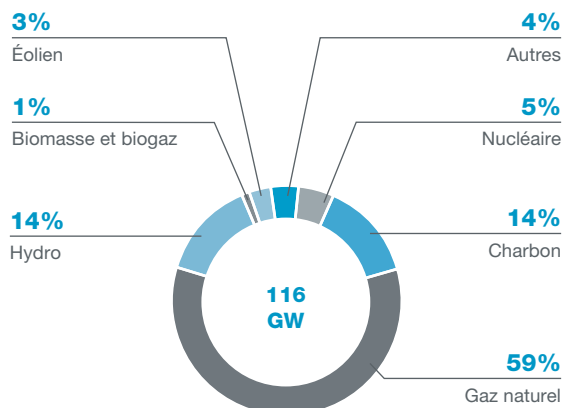
REPARTITION DES CAPACITES ELECTRIQUES PAR ZONE (A 100%)



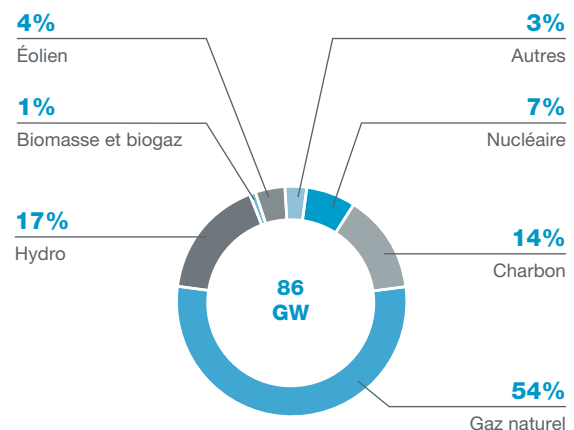
REPARTITION DES CAPACITES ELECTRIQUES PAR ZONE (QUOTE-PART)



REPARTITION DES CAPACITES ELECTRIQUES PAR FILIERE (A 100%)



REPARTITION DES CAPACITES ELECTRIQUES PAR FILIERE (QUOTE-PART)

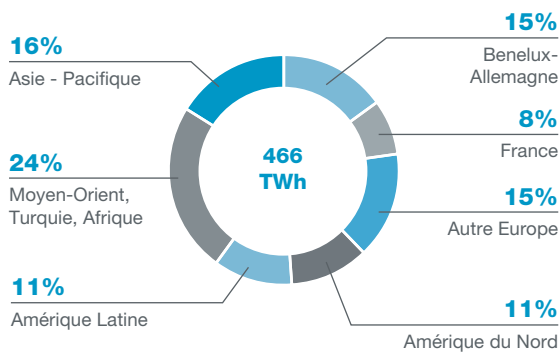


En 2012, le Groupe a produit, calculé à 100%, 466 TWh, et, calculé en quote-part, 346 TWh.

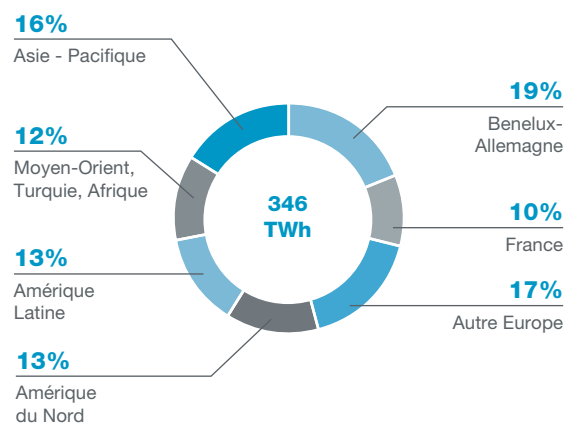
(1) Le calcul à 100% prend en compte l'intégralité des capacités des actifs détenus par GDF SUEZ, quel que soit le taux réel de détention, sauf cas particulier des droits de tirage, ajoutés lorsque le Groupe en est détenteur et déduits lorsqu'ils sont octroyés par le Groupe à des tiers.

(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.

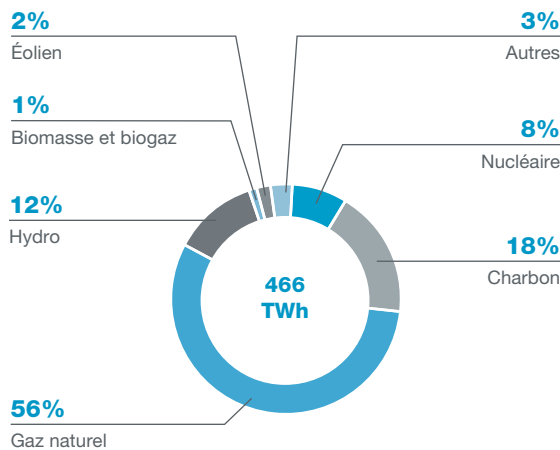
PRODUCTION ELECTRIQUE PAR ZONE (A 100%)



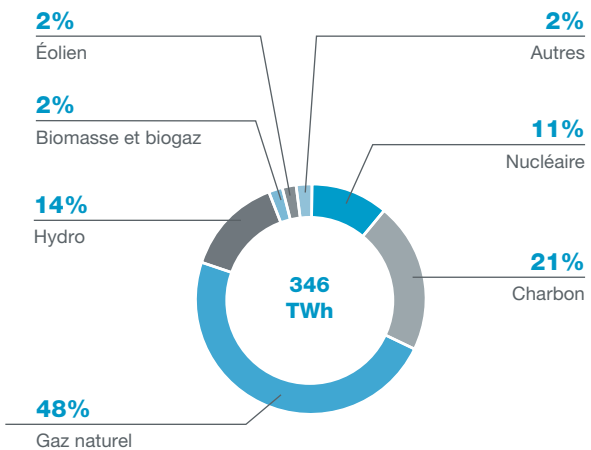
PRODUCTION ELECTRIQUE PAR ZONE (QUOTE-PART)



PRODUCTION ELECTRIQUE PAR FILIERE (A 100%)



PRODUCTION ELECTRIQUE PAR FILIERE (QUOTE-PART)



La puissance cumulée des projets du Groupe en cours de construction (calculée à 100%) atteint 9,6 GW au 31 décembre 2012, dont 27% à partir de gaz naturel.

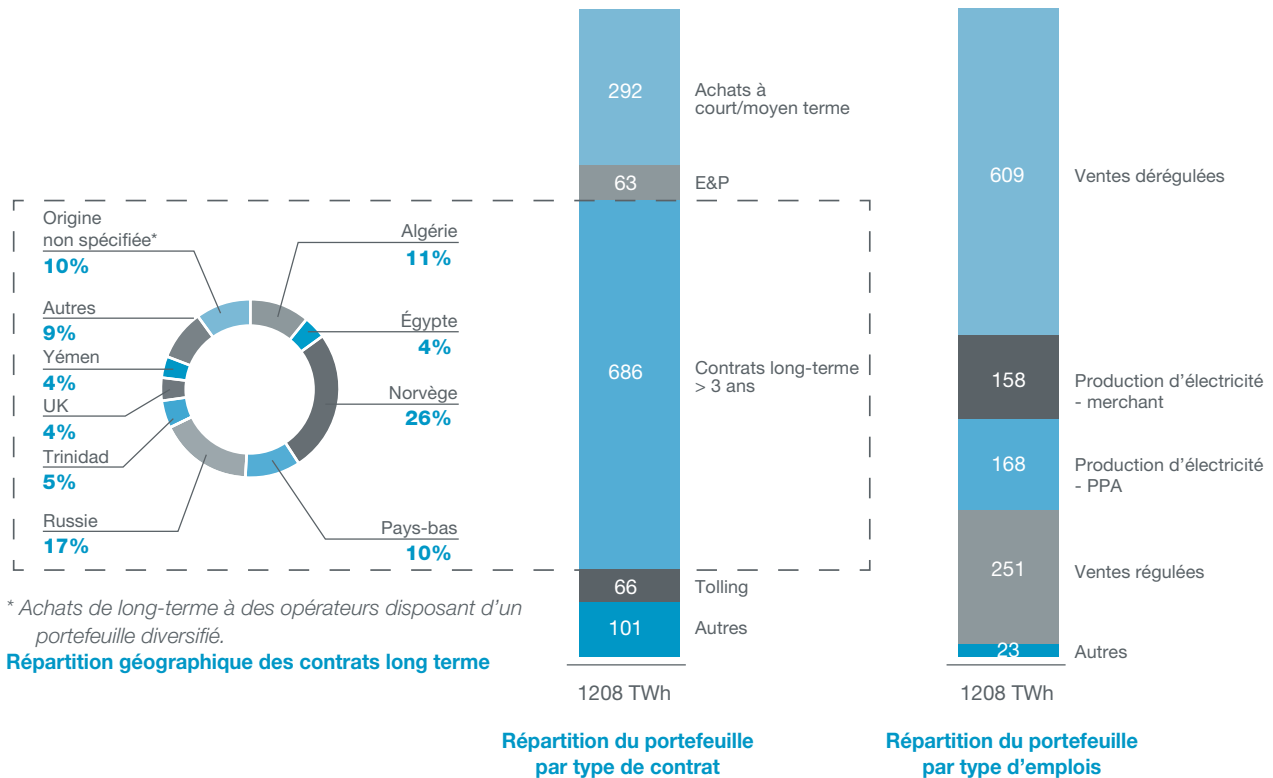
GDF SUEZ estime que cette structure de parc lui assure une solide compétitivité tant en termes de rendement énergétique des centrales et de flexibilité que d'impact environnemental. Le parc de production électrique centralisée du Groupe est faiblement émetteur de CO₂ avec un taux moyen d'émission de 337 kg/MWh en 2011 en Europe et se situe ainsi au niveau de la moyenne européenne évaluée par PricewaterhouseCoopers (PwC) à 338 kg/MWh. Le taux d'émission de GDF SUEZ est toutefois en hausse par rapport à l'année 2010 (325 kg/MWh), ce qui reflète des évolutions contrastées : d'une part, l'intégration en 2011 des actifs d'International Power, dont le parc européen était en moyenne plus émetteur de CO₂ que celui de GDF SUEZ ; d'autre part, une forte progression entre 2010 et 2011 de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables pour GDF SUEZ. Au niveau mondial, le taux d'émission du parc de production du Groupe évalué en 2011 était de 411 kg/MWh.

1.2.2.2 Bilan emplois-ressources gaz

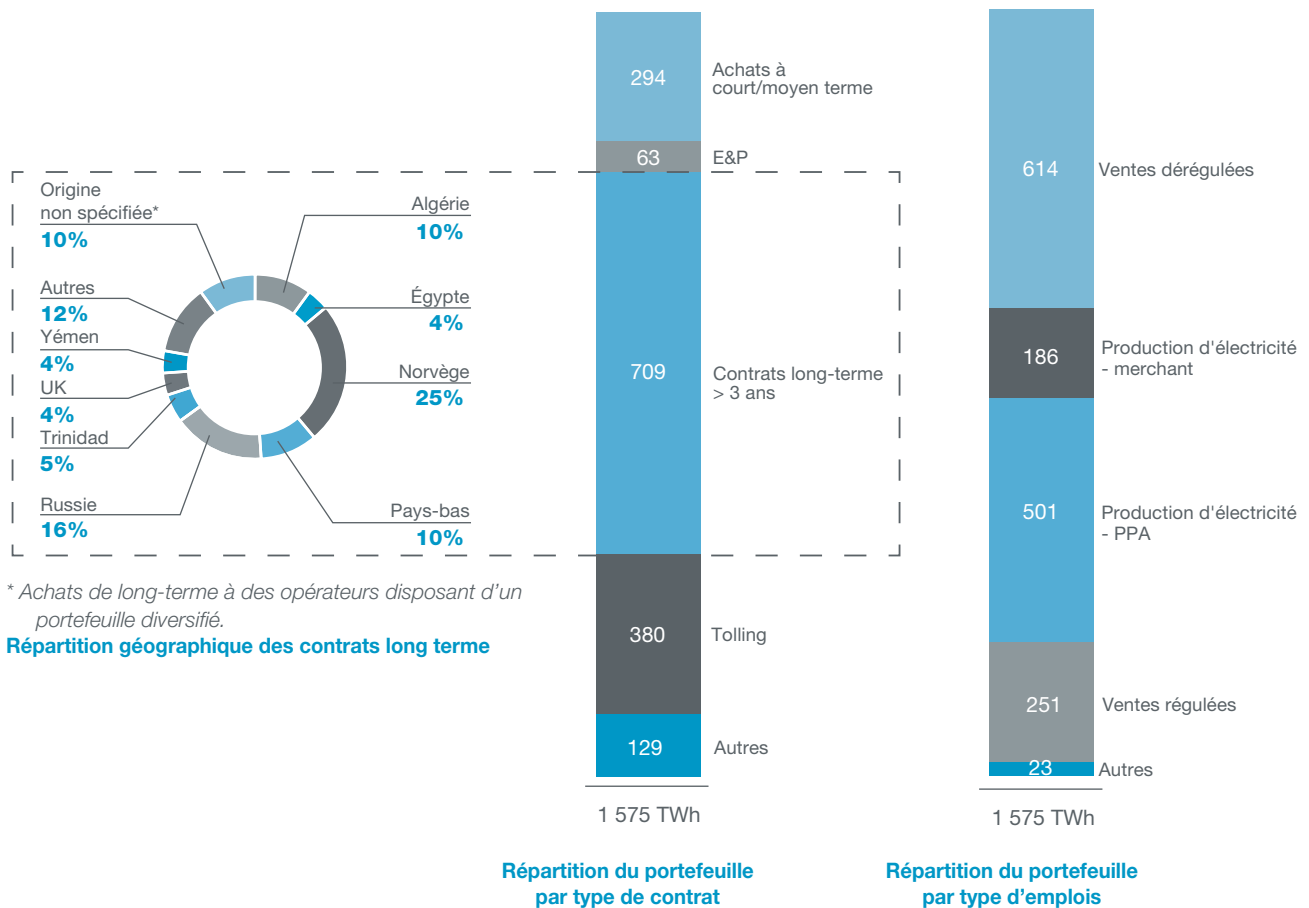
L'approvisionnement en gaz naturel du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille de contrats long terme parmi les plus diversifiés d'Europe, en provenance de plus d'une dizaine de pays. Ces contrats offrent à GDF SUEZ la visibilité nécessaire pour assurer son *développement et la 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 1 208 TWh (calculé conformément aux règles de consolidation financière) soit environ 112 milliards de m³, est l'un des plus diversifiés d'Europe. Environ 15% du portefeuille est constitué de GNL; pour le portefeuille de contrats long-terme, la part du GNL s'élève à 26%.

REPARTITION DU PORTEFEUILLE (CALCULE SELON LES REGLES DE CONSOLIDATION FINANCIERE)



REPARTITION DU PORTEFEUILLE (CALCULE A 100%)



1.2.3 INDICATEURS EXTRA-FINANCIERS

Le développement durable est envisagé comme la combinaison du «*sustainable business*» d'une part et de la gestion des risques extra-financiers d'autre part. Le *sustainable business* correspond à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités. La gestion des risques extra-financiers couvre de multiples domaines comme l'environnement, l'acceptabilité locale et internationale des activités, la santé, la sécurité, la gestion des ressources humaines, l'éthique, etc.

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 (haut niveau de gouvernance, *reporting*, tableau de bord, revues de performance, indices extra-financiers).

Le suivi de la performance extra-financière se réalise à plusieurs niveaux dans le Groupe. Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration s'est fixé en matière de développement durable un périmètre ambitieux couvrant les politiques engagées, les perspectives et les plans d'actions (voir Chapitre 4. Gouvernance d'entreprise). Le Comité de Direction Générale et le Comité Exécutif du Groupe, animés par le Président-Directeur Général, statuent sur les questions politiques en matière de développement durable (voir Chapitre 4. Gouvernance d'entreprise). Le Comité de Pilotage du développement durable 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...). Enfin, le Réseau Développement Durable ⁽²⁾ vise au partage des politiques du Groupe et des bonnes pratiques des BU.

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 la politique (voir Section 1.1.4 «Priorités stratégiques»). Annuellement, le tableau de bord est présenté au Comité Éthique, Environnement et Développement Durable du Conseil d'Administration, et au Comité Exécutif par la Direction du Développement Durable afin de rendre compte de l'état d'avancement de l'application de la politique et de l'atteinte des objectifs extra-financiers du Groupe.

Les reportings social (voir Section 3.2 «Informations sociales»), environnemental (voir Section 3.3 «Informations environnementales») sociétal (voir Section 3.4 «Informations sociétales»), du Groupe, qui constituent une obligation légale en vertu de l'article L.225-102-1 du Code de commerce, donnent lieu à la publication d'un ensemble d'indicateurs vérifiés par un organisme tiers indépendant. Chaque année le Groupe tend à augmenter le nombre d'indicateurs en niveaux d'assurance «raisonnable».

Inspiré par la norme ISO 26000, les principes directeurs de l'OCDE, les principes du Pacte Mondial, la Global Reporting Initiative, GDF SUEZ a formalisé ses engagements de développement durable notamment grâce à la publication de 10 objectifs datés et chiffrés en 2011.

Les objectifs se répartissent suivant les différentes thématiques des trois axes de la politique :

- ▶ 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 ;
- ▶ critères développement durable d'investissement : intégrer les «critères développement durable d'investissements» dans 90% des projets de *business development* présentés en Comité des Engagements d'ici à fin 2012.

En 2012, GDF SUEZ, a été confirmé pour la cinquième année consécutive au sein de l'indice ASPI Eurozone® (Advanced Sustainable Performance Indices) suite à l'analyse effectuée par l'agence de notation extra-financière Vigeo. GDF SUEZ a été noté C+ par Oekom en 2011.

Le Groupe se classe 3^{ème} parmi les 34 entreprises du secteur «Electric & Gas Utilities Europe» selon la dernière évaluation de Vigeo et 1^{er} parmi les énergéticiens intégrés de ce classement. L'agence de notation extra-financière met en exergue les très bonnes performances du Groupe en matière de Responsabilité Sociale d'Entreprise en attribuant la note *Good* avec un score en amélioration par rapport à la précédente évaluation. GDF SUEZ affiche des performances supérieures à la moyenne dans 5 des 6 domaines analysés par Vigeo et en ligne avec la moyenne du secteur dans le 6^{ème}. Le taux de réponse du Groupe durant le processus d'évaluation, de 89%, le plus élevé de l'échantillon, démontre les efforts effectués en matière de transparence.

Par ailleurs, GDF SUEZ fait partie des trois indices suivants depuis leur création en novembre 2012 et se classe respectivement :

- ▶ 5^{ème} dans le *Vigeo France 20*
- ▶ 14^{ème} dans le *Vigeo Europe 120*
- ▶ 16^{ème} dans le *Vigeo World 120*

(1) Constitué des responsables développement durable des branches, des représentants de la Direction du Développement Durable 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 du Développement Durable, des responsables et des équipes développement durable 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.).

Dans chacun de ces trois indices, le Groupe occupe la 1^{ère} place parmi les énergéticiens intégrés.

GDF SUEZ répond chaque année au questionnaire du *Carbon Disclosure Project*. Le Groupe a obtenu en 2012 une note de 92 sur 100 pour la partie qualité de son reporting (en progression de

5 points) et une note B pour la partie performance (échelle de A à E, A étant la meilleure note).

Le Groupe a publié son rapport développement durable 2011 qui est noté B+ par la Global Reporting Initiative (GRI).

1.3 PRESENTATION DES BRANCHES

1.3.1 BRANCHE ENERGIE EUROPE

1.3.1.1 Mission

La branche Energie Europe est en charge des activités énergie du Groupe en Europe continentale ⁽¹⁾. L'électricité et le gaz naturel constituent le cœur de métier de la branche, avec des activités en production, gestion de l'énergie, trading, marketing et ventes. Le portefeuille de production de GDF SUEZ Energie Europe se compose de 36,9 GW de capacité en opération et 1,6 GW en construction. Avec une présence industrielle dans 13 pays et une présence commerciale dans 15 pays ⁽²⁾, GDF SUEZ Energie 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

Contexte

La branche Energie Europe a été créée pour disposer d'une organisation adaptée aux activités européennes du Groupe, dans un contexte d'intégration croissante des marchés de l'électricité et du gaz en Europe, de meilleures interconnexions entre pays, d'émergence de technologies permettant de nouveaux comportements et de nouvelles attentes des consommateurs, et d'arrivée sur le marché de nouveaux concurrents.

L'environnement actuel présente des défis et se caractérise par une demande en énergie stagnante, un contexte réglementaire difficile dans la plupart des pays, des prix de l'électricité en baisse et des *spark spreads* impactant négativement nos actifs gaziers.

Priorités stratégiques

Dans ce contexte, les principales priorités stratégiques de la branche Energie Europe peuvent être résumées comme suit :

Conserver un mix énergétique diversifié

GDF SUEZ Energie Europe dispose d'un mix énergétique diversifié parmi les plus équilibrés en Europe. Cela lui permet de saisir les opportunités de marché et d'optimiser les risques dans un environnement incertain.

Se concentrer sur l'excellence opérationnelle et la réduction des coûts

GDF SUEZ Energie Europe mène un programme de performance ambitieux mis en œuvre dans toute la branche. Dans le domaine de la Production d'Electricité, ce programme vise à l'amélioration et l'adaptation continues de la flotte afin de réduire les coûts et d'augmenter l'efficacité, la disponibilité et la flexibilité. Pour le métier Gestion d'Energie Trading, l'objectif est d'optimiser le portefeuille dans son ensemble afin de maximiser la valeur et de développer de nouvelles activités. L'optimisation passe aussi par la renégociation dynamique de l'ensemble des contrats d'approvisionnement gaz. Dans les activités Marketing & Ventes, GDF SUEZ Energie Europe a pour objectif de tirer profit de son importante base client, en réduisant les coûts par l'excellence opérationnelle, et en adaptant ses offres pour répondre aux attentes des clients et aux nouvelles conditions de marché grâce à l'innovation.

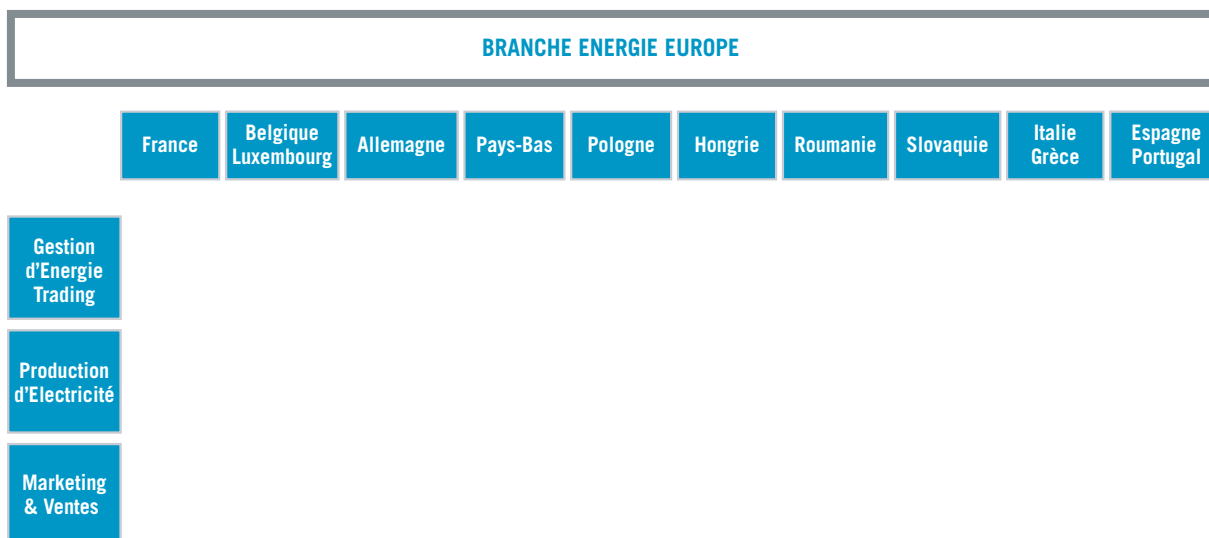
Poursuivre un développement sélectif et économe en capital

En matière d'investissements, GDF SUEZ Energie Europe poursuit une stratégie de développement sélective, principalement ciblée sur les énergies renouvelables et les pays d'Europe de l'Est. La priorité est donnée à l'éolien terrestre et à l'hydraulique dans un cadre réglementaire approprié. Parallèlement, GDF SUEZ Energie Europe vise à réduire l'intensité capitalistique de ses investissements par le biais de modèles économiques innovants et économes en capital.

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

(2) Y compris Slovaquie au 31 décembre 2012.

1.3.1.3 Organisation



La branche Energie Europe a été mise en place au 1^{er} janvier 2012 afin de regrouper l'ensemble des actifs physiques et commerciaux d'Europe continentale en gaz et en électricité ⁽¹⁾. Ces activités relevaient jusqu'à fin 2011 de la branche Energie Europe et International (*business areas* GDF SUEZ Energy Benelux & Allemagne et GDF SUEZ Energie Europe), de la branche Energie France et de la branche Global Gaz et GNL (*business units* approvisionnements gaz et vente grands comptes).

La branche Energie 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 :

- ▶ la gestion de l'énergie, qui couvre les approvisionnements, le *trading* et le *portfolio management* ;
- ▶ la production d'énergie ;
- ▶ le marketing et les ventes.

Rôle des métiers

Le métier Gestion d'Energie Trading (*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'Electricité (*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*.

Les activités Marketing et Ventes (*Marketing & Sales – M&S*) assurent la fourniture de gaz et d'électricité, ainsi que des services associés, aux clients allant des particuliers aux grands industriels. Le Métier M&S est aussi responsable de certaines activités d'infrastructure comme la distribution, le transport ou le stockage de gaz, principalement en Hongrie, Roumanie et Slovaquie. L'objectif de la fonction transverse M&S est de déployer une vision opérationnelle sur l'ensemble de ses marchés européens, stimulant ainsi la croissance et les synergies commerciales en collaboration étroite avec les équipes locales. Pour les grands comptes que constituent les grands industriels nationaux et paneuropéens, la branche Energie Europe a choisi une approche transverse dont l'objectif est de répondre sur mesure à leurs besoins. GDF SUEZ Global Energy propose des solutions multi-énergies et multi-sites complexes et personnalisées, comprenant des offres innovantes en matière de prix, de gestion des risques et de solutions d'optimisation énergétique, contribuant ainsi à la performance économique des clients.

Principales filiales

GDF SUEZ Energie Europe opère au travers de différentes filiales dans ses pays d'implantation. Les principales filiales sont indiquées ci-dessous par pays :

- ▶ **EMT** : GDF SUEZ Trading ;
- ▶ **France** : Compagnie Nationale du Rhône, COGAC, Groupe Savelys, SHEM ;
- ▶ **Belux** : Electrabel, Electrabel Customer Solutions, Synatom ;

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

- ▶ **Allemagne** : GDF SUEZ Energie Deutschland, Energie SaarLorLux, Gasag ;
- ▶ **Pays-Bas** : GDF SUEZ Energie Nederland, Electrabel Nederland Retail, GDF SUEZ Portfolio Management ;
- ▶ **Pologne** : GDF SUEZ Energia Polska, GDF SUEZ Zielona Energia, GDF SUEZ Bioenergia ;
- ▶ **Hongrie** : GDF SUEZ Energia Magyarország, Dunamenti Erőmű, Egaz-Degaz Földgázelosztó ;
- ▶ **Roumanie** : GDF SUEZ Energy România, Distrigaz Sud Retele, Distrigaz Confort ;
- ▶ **Slovaquie** ⁽¹⁾ : SPP, Nafta, Pozagás ;
- ▶ **Italie** : GDF SUEZ Energia Italia, Tirreno Power, GDF SUEZ Energie ;
- ▶ **Grèce** : Heron 1, Heron 2 ;
- ▶ **Espagne** : GDF SUEZ Energía España, GDF SUEZ Energía Cartagena, Castelnou Energía ;
- ▶ **Portugal** : Eurowind, Generg, Portgás.

1.3.1.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2012	2011	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	44 418	41 269	+ 7,6%
EBITDA	4 180	4 078	+ 2,5%

Capacités installées par fuel (en MW) – données à 100%	CWE*	Autre Europe
Charbon	1 648	1 891
Gaz naturel	9 500	8 816
Hydro	5 270	106
Eolien	1 394	931
Autres renouvelables	559	364
Autres non renouvelables	647	0
Nucléaire (y compris droits de tirage)	5 746	0
TOTAL	24 764	12 107

Capacités électriques par pays (en MW) – données à 100%	Capacités installées	Capacités en construction
Central Western Europe*	24 764	1 526
Autre Europe	12 107	76
TOTAL	36 871	1 602

Production d'électricité (en TWh) – données à 100%	CWE*	Autre Europe
Charbon	8,7	10,4
Gaz naturel	29,1	20,8
Hydro	18,4	0,2
Eolien	2,6	1,8
Autres renouvelables	3,0	1,2
Autres non renouvelables	2,4	0,0
Nucléaire (y compris droits de tirage)	37,4	0,0
TOTAL	101,6	34,4

(1) Le 15 janvier 2013, GDF SUEZ et E.ON ont signé un accord avec Energetický a Průmyslový Holding (EPH) pour la vente de leur participation indirecte de 49% dans le capital de l'opérateur gazier slovaque Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. (SPP), opération close le 23 janvier 2013.

Ventes aux clients finaux (en TWh) – consolidation comptable

	Electricité	Gaz
France	19,2	281,2
Belgique	47,3	58,9
Reste de l'Europe	22,3	159,1

TOTAL

Y compris Global Energy : électricité 25 TWh & gaz 141,5 TWh

88,8**499,1****Nombre de contrats (en milliers) – données à 100%**

	Electricité	Gaz	Services
France	1 676	9 649	1 499
Belgique	2 809	1 479	39
Reste de l'Europe	949	4 975	638

TOTAL**5 433****16 104****2 176****Répartition du portefeuille d'approvisionnement gaz de la branche** (en TWh)**

Contrats long terme avec les tiers	454
Achats auprès de la BU GNL	72
Achats auprès de la BU Exploration-Production	13
Achats de court terme	203

TOTAL**742**

Toutes les informations reflètent la situation au 31 décembre 2012.

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

** Sauf GDF SUEZ Trading.

1.3.1.5 Faits marquants 2012► La branche Energie Europe a été créée au 1^{er} janvier 2012.

► Dans le métier Gestion d'Energie Trading :

- Avril : ouverture d'une nouvelle plateforme de trading à Singapour.
- Octobre : inauguration du second tronçon du gazoduc Nord Stream.

► Dans le métier Production d'Electricité :

- Avril – France : avec la mise en service du site de Guerville, GDF SUEZ franchit la barre des 1 000 MW d'énergie éolienne en fonctionnement en France et renforce sa position de leader national dans l'énergie éolienne.
- Novembre – Roumanie : mise en service du parc éolien de Gemenale, premier actif de production électrique de la branche dans le pays (48 MW).
- Décembre – Pologne : mise en service du parc éolien de Pagow (51 MW) et de la «Green Unit» (biomasse) sur le site de Polaniec (190 MW).
- En 2012, GDF SUEZ a fermé ou mis sous cocon les unités suivantes : Ruien 3-4 (252 MW, Belgique), Dunamenti F (826 MW, Hongrie), Bergum (504 MW, Pays-Bas), Harculo (263 MW, Pays-Bas) et Eems (530 MW, Pays-Bas). GDF SUEZ a également annoncé son intention de fermer en 2013 Ruien 5-7 & 6 (627 MW, Belgique) et Awirs 5 (294 MW, Belgique).

► Dans le métier Marketing & Ventes, lancement des offres innovantes suivantes :

- Juin – France : Vertuoz, offre conjointe GDF SUEZ Energie France/Cofely permettant de mieux gérer les performances des bâtiments pour les professionnels.
- Septembre : Lancement du site internet mobile de GDF SUEZ Global Energy suivi par des e-services «mobiles» permettant de se rapprocher des attentes des clients paneuropéens.
- Octobre – Italie : Energia 3.0, offre en ligne et éco-responsable pour le marché résidentiel.
- Janvier, Mars et Octobre – Belgique : Electrabel «Car Plug», «Smart Energy Box» et «Smart Thermostat Touch».

De nouvelles marques ont été lancées pour renforcer le positionnement du Groupe sur ses marchés, dont :

- GDF SUEZ HOME PERFORMANCE, dédiée aux services à l'habitat en France,
- GDF SUEZ DolceVita (B2C) et GDF SUEZ Energies France (B2B), qui deviennent les marques de référence pour les ventes d'énergie en France.

1.3.1.6 Description des activités

1.3.1.6.1 Central Western Europe

Central EMT (Energy Management Trading)

Central Portfolio Management, GDF SUEZ Trading et Gas Supply Gas Optimization sont avant tout destinés aux activités de la branche Energie Europe sur le périmètre Central Western Europe (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas), mais peuvent aussi intervenir dans d'autres régions et pour d'autres branches.

Central Portfolio Management

Central Portfolio Management (CPM) est en charge du développement des stratégies de couverture pour la base d'actifs européenne de la branche. En ayant une vision et une stratégie intégrées des activités de production d'électricité, de fourniture de gaz et de vente sur un horizon de trois ans, CPM est en mesure d'optimiser le profil risque/rendement du portefeuille. Compte tenu de l'expérience acquise et de l'étendue de son activité, CPM propose des produits et des services associant la fourniture physique d'électricité et de gaz naturel à des instruments financiers, en collaboration avec GDF SUEZ Trading.

Les équipes de gestion de portefeuille gèrent les risques de prix des matières premières liés à la production d'électricité, ainsi que ceux liés aux achats et ventes de gaz et de charbon. Compte tenu de la liquidité et de la convergence croissantes des marchés européens de l'énergie et des positions importantes détenues par GDF SUEZ en Europe continentale, cette activité joue un rôle clé pour sécuriser et maximiser la rentabilité des activités de la branche, tout en respectant un cadre des plus exigeants en matière de gestion des risques. De plus, CPM est en charge de l'approvisionnement physique en charbon et biomasse, négocié à l'échelle internationale, des centrales de GDF SUEZ Energie Europe, en Belgique, aux Pays-Bas, en Allemagne et en Pologne.

CPM s'appuie également sur les équipes Local Portfolio Management (LPM) sous la responsabilité des pays.

GDF SUEZ Trading

GDF SUEZ Trading dispose d'un statut de «Prestataire de Services d'Investissement». La filiale est supervisée par les autorités bancaires et financières françaises (ACP et AMF) et belge (FSMA) qui veillent à l'application de la réglementation. Ce statut est en ligne avec la réglementation européenne, impliquant notamment des règles strictes en matière de niveau de fonds propres, de traitement équitable des clients et de conduite de l'activité selon les meilleures pratiques. La filiale, détenue à 100% par le Groupe, est dotée d'un milliard d'euros de fonds propres.

GDF SUEZ Trading contribue à l'amélioration de la compétitivité des activités de la branche Energie Europe :

- ▶ dans le domaine de l'approvisionnement en gaz : contribution à l'optimisation du portefeuille à long terme *via* des opérations d'achat/vente sur les hubs physiques européens pour l'équilibrage et l'arbitrage, gestion financière des indexations du portefeuille de ressources et valorisation de ses flexibilités résiduelles ;
- ▶ dans le domaine de la production d'électricité des centrales européennes (*hedging*, contrats de *tolling*, et gestion de la composante émissions de CO₂) ;
- ▶ dans le domaine de la commercialisation de l'énergie auprès des grands comptes en Europe : solutions d'ingénierie de prix (*risk management*) construites avec les équipes commerciales GDF SUEZ permettant d'inclure dans les contrats de fourniture d'énergie des formules de prix adaptées au profil de risque des

grands industriels, visant à couvrir leur exposition aux fluctuations défavorables des cours ;

- ▶ dans le domaine de la commercialisation d'énergie sur certains segments de clientèle en France.

Par ailleurs, GDF SUEZ Trading assiste les autres branches de GDF SUEZ, notamment :

- ▶ dans l'exploration-production, *via* des stratégies de couverture de la production de pétrole et gaz, l'accès aux marchés court terme du gaz et l'accompagnement dans le montage financier des opérations d'achat d'actifs de production ;
- ▶ dans le secteur du GNL, en couvrant les transactions spot GNL, grâce à sa capacité d'intervention sur les marchés européens, américain et asiatique.

GDF SUEZ Trading développe également une activité en propre au travers :

- ▶ du développement de sa franchise commerciale, auprès de laquelle elle diversifie et élargit son offre de services ;
- ▶ d'activités de trading directionnel (*proprietary trading*) et de trading autour d'actifs (*asset-backed trading*) dans le cadre de limites strictes.

Dans une logique de proximité avec ses clients et partenaires internes, GDF SUEZ Trading est bi-localisée entre Paris et Bruxelles, et profite d'une forte présence commerciale en Europe (succursales en Allemagne et République Tchèque). Une nouvelle plateforme de trading, base à de futurs développements, s'est ouverte à Singapour à la mi-2012.

Un dispositif de contrôle des risques spécialisé et dédié

Une Direction des Risques a été créée, sous la responsabilité d'un CRO (*Chief Risk Officer*). Ses responsabilités, en matière de risques de marché et de crédit, couvrent notamment la définition des procédures de mesure du risque, la revue de la qualité de crédit des contreparties, les propositions de limites de crédit et marché, la surveillance des outils de mesure du risque. La Direction des Risques assure aussi la coordination de la revue de faisabilité opérationnelle des nouvelles activités et anime le Comité Nouveaux Produits. Le CRO rapporte au Comité d'Audit de GDF SUEZ Trading et au Comité Risques de Marché Energie du Groupe GDF SUEZ.

Ce dispositif s'intègre dans la gouvernance de GDF SUEZ, *via* un Comité de Risques Trading présidé par le CRO et composé de membres du management de GDF SUEZ Trading, de représentants du Groupe et des branches. Le Comité de Risques Trading rapporte au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration de GDF SUEZ Trading.

Sur un plan opérationnel, concernant les **risques de marché** (risques de prix sur matières premières, de change et de taux) et les **risques physiques** (risques de défaillance d'actifs physiques), une équipe de contrôleurs des risques en salle des marchés exerce un suivi quotidien. L'estimation du **risque de marché** est réalisée à partir de modèles de type VaR (*Value at risk*) et de modèles de scénario catastrophe (*stress tests*).

En matière de **risques de crédit**, les lignes de crédit sont allouées contrepartie par contrepartie. Les limites sont définies sur la base des modèles *Credit VaR*. 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 maisons mères, *clearing* des transactions, etc.

Les **risques opérationnels** sont évalués et gérés par une équipe spécifique. Des revues périodiques et des analyses de défaillance assurent l'amélioration systématique des procédures internes.

Le risque de liquidité est appréhendé au travers de *stress tests*. Les excédents sont investis dans des produits très liquides.

La mesure et le monitoring des limites définies au regard des expositions de GDF SUEZ Trading aux différents risques liés à son activité sont réalisés sur une base quotidienne, tout dépassement des limites étant signalé à la Direction Générale et au Comité des Risques.

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.

L'efficacité de l'ensemble du cadre de maîtrise des risques est testée régulièrement dans le cadre d'audits diligentés par les auditeurs internes et les autorités de régulation bancaire.

Gas Supply Gas Optimization

GDF SUEZ Gas Supply acquiert les volumes de gaz naturel auprès des grands fournisseurs de gaz (Norvège, Russie, Algérie, Pays-Bas, etc.) ainsi que les capacités de transport requis par ses clients internes en Europe, producteurs d'électricité et commercialisateurs. Elle gère l'équilibrage sur tous les horizons temporels entre les ressources et les besoins de ses clients.

GDF SUEZ Gas Supply achète également du GNL à GDF SUEZ LNG afin de compléter son portefeuille d'approvisionnement.

La mission de GDF SUEZ Gas Supply consiste à (i) assurer l'approvisionnement en gaz des entités de la branche à des conditions compétitives, (ii) avec un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant, notamment par la diversification géographique des ressources, et (iii) de permettre la gestion des aléas de consommation et répondre aux besoins spécifiques de certains clients, en faisant notamment appel aux marchés ou à des ressources de court terme.

Achats de gaz

GDF SUEZ Gas Supply apporte au Groupe l'un des portefeuilles de contrats les plus importants, diversifiés et flexibles d'Europe, qui constitue un atout majeur sur le marché du gaz naturel en Europe.

Il est composé en grande partie de contrats long terme dont la durée est d'environ 20 ans. Au 31 décembre 2012, la durée moyenne résiduelle de ces contrats long terme (pondérée par les volumes) était de 13,3 années. L'équilibre de ce portefeuille est assuré par des achats sur les marchés de court terme par le biais de GDF SUEZ Trading. GDF SUEZ Gas Supply ajuste ainsi ses approvisionnements aux besoins du Groupe en optimisant ses coûts d'achat.

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 : il s'agit de mécanismes de compensation 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 prix des contrats sont historiquement indexés sur d'autres produits énergétiques (principalement des produits pétroliers). De plus, ces contrats prévoient la révision périodique du prix et de la formule d'indexation en fonction des évolutions du marché. Enfin, la plupart des contrats prévoient la possibilité de réviser les prix en dehors des révisions périodiques, en cas de circonstances exceptionnelles.

Dans certains cas, il est aussi possible de modifier d'autres dispositions contractuelles en raison d'événements exceptionnels affectant l'équilibre économique des contrats (clause de *hardship*).

Les parties sont alors tenues de négocier de bonne foi et peuvent, en cas de désaccord, recourir à l'arbitrage.

GDF SUEZ cherche à adapter en permanence son portefeuille à la situation du marché. Cela passe par la conclusion de nouveaux contrats et des révisions de prix. Dans un contexte marqué par la déconnexion des prix du pétrole, sur lesquels sont indexés les contrats long terme, avec ceux du gaz vendu sur les places de marché, GDF SUEZ Gas Supply a poursuivi ses négociations avec l'ensemble de ses principaux fournisseurs afin de réduire les écarts et d'améliorer la compétitivité de ces contrats dans les nouvelles conditions de marché.

Au 31 décembre 2012, les références au prix du gaz vendu sur les places de marché concernaient plus du tiers des volumes du portefeuille de contrats long terme en Europe.

Gestion optimisée des approvisionnements du Groupe

GDF SUEZ Gas Supply gère son portefeuille de gaz naturel sur les différents marchés européens, sur les différents horizons temporels, de sorte à optimiser le coût global de son approvisionnement.

Les contrats long terme prévoient, au bénéfice de l'acheteur, une certaine flexibilité dans les volumes des livraisons. Les achats à court ou moyen terme permettent d'affiner l'équilibre entre les besoins des clients internes et les ressources du Groupe.

GDF SUEZ Gas Supply réalise des opérations d'arbitrage en achetant et en vendant sur les marchés de court terme, et effectue des opérations d'achat et vente de produits dérivés relatifs à l'énergie dans le cadre de sa politique de gestion des risques.

GDF SUEZ Gas Supply réalise des ventes à court et long termes auprès des opérateurs gaziers européens. Le tableau ci-dessous présente l'évolution des ventes aux opérateurs et sur les marchés de court terme pour les trois derniers exercices :

Exercice clos le 31 décembre

TWh	2012	2011	2010
Ventes Opérateurs	12	20	23
Ventes sur les marchés de court terme	115	90	63
Non spécifié	2	2	5
TOTAL	129	111	90

* Hors contrats d'échange et swaps

NB : Les montants sont arrondis au plus près par la base de données : de petits écarts peuvent donc se produire entre les différentes lignes et le total

GDF SUEZ Gas Supply utilise comme outil de gestion ses capacités réservées dans les stockages souterrains. Le gaz stocké pendant l'été contribue, avec la mobilisation des volumes de flexibilité des contrats d'approvisionnement, à répondre à la demande supplémentaire de la clientèle en hiver en assurant la continuité de fourniture aux clients du Groupe dans le respect des obligations légales s'imposant à tous les fournisseurs de gaz naturel : en France, GDF SUEZ doit être en mesure de livrer tous les clients ne disposant pas de clause d'interruptibilité dans le cas de conditions climatiques extrêmes ne se rencontrant statistiquement pas plus de deux fois par siècle – risque dit «2%».

France

GDF SUEZ Energie France est un acteur majeur du secteur français de l'énergie. Il exploite un vaste portefeuille d'activités : production d'électricité, commercialisation de gaz naturel et d'électricité, services énergétiques pour l'habitat. La coordination étroite de ses activités avec celles du métier Energy Management Trading et ses actifs de production diversifiés et performants lui permettent de proposer à ses clients une offre compétitive d'énergies et de services.

L'ambition de GDF SUEZ Energie France est de bâtir une nouvelle relation à l'énergie, relation fondée sur l'accompagnement de ses clients pour la maîtrise de leurs consommations d'énergie, et sur un mix de production diversifié, offrant les meilleures garanties de sécurité industrielle et de protection de l'environnement. Ce projet est cohérent avec les priorités gouvernementales qui visent à promouvoir le développement des énergies renouvelables et la maîtrise des consommations d'énergie, notamment dans l'habitat.

Les priorités de GDF SUEZ Energie France en matière de production d'électricité comprennent la poursuite de la croissance du renouvelable et l'amélioration continue de la performance de son parc de production. La capacité installée en France était de 8 455 MW fin 2012 (droits de tirage nucléaire compris), ce qui fait de GDF SUEZ le premier exploitant de centrales à cycles combinés gaz, le deuxième producteur d'énergie hydroélectrique et le plus grand exploitant de parcs éoliens en France. Le parc de production en France est faiblement émetteur de CO₂, 70% des capacités ⁽¹⁾ n'affichant aucune émission.

En 2012, GDF SUEZ Energie France a augmenté sa capacité de 246 MW, grâce notamment au raccordement de parcs éoliens (184 MW), de centrales solaires photovoltaïques (4 MWc) et à la conversion d'une cogénération en turbine de pointe à Montoir de Bretagne (43 MW).

En juillet 2012, 10 projets du Groupe (84,3 MWc) ont été sélectionnés lors de l'appel d'offres du gouvernement français pour la création de centrales solaires photovoltaïques.

Dans les activités commerciales, les priorités de GDF SUEZ Energie France sont de défendre sa position de leader dans la fourniture de gaz, de confirmer son avance parmi les fournisseurs alternatifs d'électricité et d'accompagner ses clients dans leurs projets de maîtrise de l'énergie, notamment grâce à des offres innovantes tirant parti des technologies SMART.

GDF SUEZ a maintenu des positions fortes dans la vente de gaz (281,2 TWh vendus en 2012) et a réussi à développer ses ventes d'électricité (19,2 TWh vendus en 2012), malgré une concurrence accrue, notamment en B2B, y compris pour le bas et le milieu de portefeuille. En 2012, GDF SUEZ a consolidé son positionnement dans le domaine des solutions d'efficacité énergétique pour l'habitat : GDF SUEZ est présent sur tout le territoire et sur l'intégralité de la chaîne de valeur (diagnostic, conseil, financement, conception, installation et maintenance).

Pour réaffirmer le positionnement du Groupe comme fournisseur multi-énergies, pour renforcer la notoriété de la marque et améliorer les ventes, GDF SUEZ a revu et rationalisé sa stratégie commerciale autour de trois marques lancées en 2012 :

- GDF SUEZ Energies France, dédiée à la fourniture d'énergie et aux services associés pour les clients professionnels ;
- GDF SUEZ DolceVita, dédiée à la fourniture d'énergie et aux services associés pour les clients particuliers ;
- GDF SUEZ Home Performance, fédérant toutes les offres d'efficacité énergétique pour les particuliers, et proposant une vaste gamme de solutions performantes pour l'habitat (équipements, énergies renouvelables, rénovation thermique des logements).

La satisfaction des clients est en constante progression depuis 2011, avec 72% de satisfaction client en 2012 pour les clients B2C, contre 65% l'année précédente.

Cadre réglementaire

Régulation des tarifs réglementés

64% des ventes de gaz de GDF SUEZ Energie France sont réalisées dans le cadre de tarifs établis par le gouvernement au travers de différentes lois, décrets et décisions réglementaires. Les décisions tarifaires sont susceptibles d'affecter la rentabilité de l'activité de commercialisateur dans l'hypothèse où les tarifs de vente de gaz naturel ne répercutent pas intégralement les coûts d'approvisionnement et les charges hors approvisionnement de GDF SUEZ.

Prix de vente du gaz naturel

GDF SUEZ vend du gaz sur la base de deux systèmes de tarification : d'une part, les tarifs réglementés, et d'autre part des prix négociés pour les clients ayant exercé leur faculté de sortir du système des tarifs régulés 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 ;
- 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.

La structure globale des tarifs est fixée en France conformément aux dispositions du Code de l'énergie et du décret du 18 décembre 2009 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 explicite le rôle du gouvernement et celui de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Le gouvernement, après avoir pris l'avis de la CRE, fixe par arrêté la formule représentative des évolutions des coûts d'approvisionnement et le niveau des autres coûts.

Entre deux arrêtés gouvernementaux, GDF SUEZ peut – après contrôle et avis de la CRE – répercuter les changements survenus dans les coûts d'approvisionnement résultant de l'application de la formule tarifaire. Le Contrat de service public 2010-2013 entre l'Etat et GDF SUEZ a défini le cadre d'évolution tarifaire en tenant compte des principes suivants :

- l'évolution des coûts d'approvisionnement est prise en compte chaque trimestre, sur la base des prix des produits pétroliers (fioul domestique et fioul lourd à Rotterdam, Brent) et du taux de change euro-dollar sur la période de six mois se terminant un mois avant la date de la révision tarifaire ;

(1) Hors droits de tirage nucléaires.

- l'évolution des charges hors coûts d'approvisionnement (y compris une marge commerciale raisonnable pour ce type d'activité) est calculée à partir des coûts nécessaires à la fourniture du gaz aux clients de distribution publique.

Formule représentant les coûts d'approvisionnement

Dans son avis du 31 août 2010, la CRE a confirmé que la formule mise en œuvre de 2008 à 2010 dans le cadre du Contrat de service public reflète correctement les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. Cette formule intègre le résultat des accords conclus à cette date avec les fournisseurs sur les contrats long terme alimentant le marché français. La formule a été adaptée conformément aux renégociations des contrats long terme et comprend désormais une indexation marché à hauteur de 26% en 2012, et de 35,6% à compter du 1^{er} janvier 2013.

Tarifs de distribution publique

Les tarifs de distribution publique s'appliquent à environ 9 millions de clients. Il existe actuellement six catégories principales de tarifs de distribution publique : quatre pour les usages résidentiels ou les petites chaufferies collectives, et deux tarifs saisonnalisés (le prix du gaz étant supérieur en hiver au prix du gaz en été) pour les chaufferies collectives de moyennes et grandes tailles. Le tarif B1 (et assimilés) est applicable au chauffage individuel, cuisine et eau chaude sanitaire. Il concerne la majorité des clients, soit environ 6 millions de personnes au 31 décembre 2012.

Evolution des tarifs de distribution publique

Le gouvernement français a décidé une augmentation insuffisante des tarifs réglementés du gaz naturel pour les particuliers en juillet et en octobre 2011. Suite à cette décision, l'Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Energie (Anode) a déposé deux recours, le premier concernant le mouvement de juillet 2011 et le second, en référé, concernant le mouvement d'octobre 2011. GDF SUEZ a également déposé un recours sur l'arrêté relatif au mouvement d'octobre 2011.

Suite au recours en référé introduit par l'Anode, le Conseil d'Etat a demandé au gouvernement de se prononcer à nouveau sur la fixation des tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux de distribution publique de GDF SUEZ. Suite à cette décision, le gouvernement a décidé une hausse de 4,4% au 1^{er} janvier 2012 pour tous les clients au tarif de distribution publique.

Après la décision finale prise par le Conseil d'Etat du 10 juillet 2012 concernant l'arrêté relatif au mouvement d'octobre 2011, le gouvernement a décidé, par arrêté, d'augmenter les tarifs pour la période du 1^{er} octobre 2011 au 1^{er} janvier 2012 de sorte qu'ils reflètent les coûts de GDF SUEZ sur cette période. Par la suite, les tarifs de distribution publique ont été augmentés par le gouvernement de 2% en juillet et de 2% en octobre 2012, alors que la CRE considérait que ces hausses devaient être respectivement de 7,3% en juillet et de 6,1% en octobre pour couvrir les coûts de GDF SUEZ.

GDF SUEZ et l'Anode ont donc déposé des recours devant le Conseil d'Etat pour obtenir la prise en compte appropriée des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ pour les tarifs de juillet et d'octobre 2012. Ces actions vont engendrer une révision des prix suite à la décision du Conseil d'Etat du 30 janvier 2013, afin que les tarifs soient en cohérence avec les coûts de GDF SUEZ aux troisième et quatrième trimestres 2012. Le Conseil d'Etat a également demandé au gouvernement de réviser les tarifs pour le 3^e trimestre 2011.

Dans l'ensemble, ces décisions permettront à GDF SUEZ de facturer ses clients rétroactivement pour compenser les pertes de revenus enregistrées aux 3^e et 4^e trimestres 2011 et 2012. Ces corrections seront payées par les clients sur une période de 18 mois à compter du début de l'année 2013.

Afin d'améliorer la prédictibilité des tarifs et d'éviter la multiplication des recours en justice, le gouvernement a proposé une réforme des mécanismes de fixation des prix, donnant lieu aux évolutions suivantes : couverture appropriée par les tarifs de l'ensemble des coûts de GDF SUEZ conformément aux lois et réglementations nationales et européennes, audit annuel complet des coûts de GDF SUEZ par la CRE, révision annuelle de la formule tarifaire par le gouvernement, révision mensuelle automatique des tarifs par GDF SUEZ selon l'application de la formule tarifaire et sous le contrôle de la CRE, possibilité pour le gouvernement, dans des circonstances exceptionnelles et par décret, de définir temporairement des tarifs inférieurs aux coûts de GDF SUEZ pour une période n'excédant pas une année.

Le Parlement envisage l'instauration d'une nouvelle législation imposant la taxation des consommations de gaz, électricité et chauffage jugées excessives, ces recettes subventionnant les usages dits «de base». Ce mécanisme de «bonus/malus» devrait entrer en vigueur en 2016. Le projet prévoit aussi l'extension des bénéficiaires du «Tarif Spécial de Solidarité» qui aide les consommateurs à faibles revenus à payer leurs factures d'énergie et prévient les situations de précarité énergétique. Cette législation à venir reflète l'engagement du gouvernement à poursuivre ses objectifs environnementaux et sociaux.

Tarifs à souscription

Au 31 décembre 2012, les tarifs à souscription s'appliquent à 570 clients. Ils évoluent trimestriellement sur proposition de GDF SUEZ après avis de la CRE, conformément aux principes prévus par le décret. Le tarif payé par un client donné dépend de la quantité consommée, du débit maximal journalier et de la distance entre le réseau de transport principal et le point de livraison (pour les clients raccordés au réseau de transport) ou entre le réseau de transport et le réseau de distribution auquel le client est raccordé. Le 1^{er} octobre 2012, la structure et le niveau des tarifs ont été mis à jour afin de refléter le niveau des coûts d'infrastructure et de commercialisation. Les tarifs à souscription ont évolué à la hausse au cours de l'année 2012, de 1,1 à 1,4 €/MWh.

Belgique-Luxembourg

En Belgique, Electrabel, filiale à 100% de GDF SUEZ, est le principal producteur d'électricité, avec une capacité de production diversifiée supérieure à 10 000 MW, comprenant des centrales nucléaires, des centrales thermiques (principalement au gaz naturel), des installations d'énergie renouvelable et des unités de pompage-turbinage.

En 2012, Electrabel a mis en service plusieurs parcs éoliens, représentant au total 7 MW. La capacité renouvelable totale d'Electrabel atteint 490 MW. Par ailleurs, pour des raisons d'ordre économique, la filiale a fermé les unités 3 et 4 de sa centrale biomasse-charbon de Ruien (252 MW) et prévoit également la fermeture en 2013 des unités 5-7 et 6 de Ruien ainsi que de l'unité 5 de la centrale des Awirs (soit un total de 921 MW).

En juillet 2012, le Secrétaire d'Etat à l'Energie a accordé une concession au consortium Mermaid (détenu à raison de 35% par Electrabel) pour un parc éolien maritime d'au moins 450 MW au large du littoral belge.

Electrabel dispose d'un vaste portefeuille de clients professionnels (industriels et tertiaires), principalement en électricité et en gaz naturel, mais aussi dans le cadre d'offres de chaleur et de services énergétiques. Electrabel est aussi présente sur le segment retail (marché de masse) avec environ 2,8 millions de clients en électricité et 1,5 million de clients en gaz (parmi lesquels 580 000 clients bénéficiant d'un tarif «vert»). La part de marché d'Electrabel s'est dégradée en 2012, tendance déjà observée en 2011 et à fin 2012, la part de marché est estimée à 59% pour l'électricité et 42% pour le gaz naturel.

Electrabel a lancé une campagne d'informations à grande échelle visant à stabiliser sa part de marché et à mettre l'accent sur ses services et produits innovants d'efficacité énergétique.

Dans le cadre de son engagement en faveur du développement durable, Electrabel a lancé, en 2008, son programme «Ensemble pour moins de CO₂», qui comprend dix engagements concrets afin de réduire son empreinte carbone et d'aider ses clients à réduire leur consommation d'énergie ainsi que leurs émissions de CO₂. L'entreprise a poursuivi cette politique en 2012, en augmentant notamment l'efficacité de ses unités de production, en développant plusieurs projets d'énergies renouvelables et en lançant de nouveaux produits d'efficacité énergétique pour ses clients, tels que la Smart Energy Box, qui permet de contrôler les consommations d'énergie, et le Car-Plug, système de recharge des véhicules électriques.

L'entreprise a également poursuivi en 2012 sa campagne «Customer Care» centrée sur les services aux clients qui, bien que s'étant significativement améliorés depuis la libéralisation totale du marché, demeurent toutefois un objectif prioritaire pour l'entreprise. Les autorités de régulation belges comparent régulièrement la qualité des services délivrés par les différents fournisseurs d'énergie, au sein desquels Electrabel se positionne parmi les meilleurs. De plus, Electrabel garantit la qualité de ses services par la présence d'un centre d'appels situé en Belgique proche de ses clients.

Après l'accident nucléaire survenu en mars 2011 à Fukushima, les autorités européennes et belges ont imposé des tests de résistance aux opérateurs afin d'évaluer les risques des centrales nucléaires ⁽¹⁾. En 2012, l'AFCN, l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire, a confirmé dans son rapport remis aux autorités nucléaires européennes (ENSREG – European Nuclear Safety Regulation Group) que les centrales nucléaires de Doel et Tihange sont en mesure de faire face sans risque à des événements extrêmes (tremblements de terre, inondations, etc.), et de garantir les fonctions de sécurité essentielles. La Belgique se classe parmi les pays les plus sûrs et l'ENSREG a validé son rapport en avril 2012.

Il incombe aux opérateurs d'effectuer des contrôles réguliers de la structure et des systèmes de leurs centrales nucléaires. A la demande de l'AFCN, Electrabel a accepté, en sus des inspections régulières, de soumettre ses unités à des tests spécifiques pendant les révisions décennales. Doel 3 a été la première centrale belge soumise à ces nouveaux tests. Pendant le contrôle réalisé en juin, une nouvelle méthode d'examen (fondée sur une technique de mesure par ultrasons) a révélé la présence d'indications dans la structure de base en acier de la cuve. Des indications similaires ont également été détectées en septembre à Tihange 2 (dont la cuve a été construite par le même fabricant que celle de Doel 3). Les indications (révélées par des traces d'hydrogène) se sont probablement formées dans la structure en acier pendant les opérations de forgeage de la cuve il y a 38 ans, et ne sont pas dues à l'utilisation des unités. Les experts ont par ailleurs confirmé que ces indications n'ont pas engendré de fuites de radiations. Les examens et analyses ont été soumis à l'AFCN. Cette dernière a communiqué le 15 janvier 2013 qu'un redémarrage est envisageable mais que des informations complémentaires sont nécessaires. L'AFCN a souligné le travail important et de haute qualité réalisé en toute transparence par Electrabel. Avant de rendre sa décision finale, l'AFCN a également demandé à Electrabel des tests complémentaires. Les demandes de l'Agence portent notamment sur la réalisation d'essais sous pression du circuit primaire de Doel 3 et Tihange 2 ainsi que sur des essais mécaniques sur matériaux. Le 4 février 2013, Electrabel a soumis pour approbation à l'autorité de contrôle son plan d'actions avec un planning détaillé. D'après les

estimations, les tests seraient terminés vers fin mars et les résultats remis à l'Agence dans les meilleurs délais.

En juillet 2012, le Secrétaire d'Etat à l'Energie a publié le plan à long terme du gouvernement pour l'énergie, dont l'objectif est d'assurer la sécurité d'approvisionnement en Belgique et la mise en place d'un cadre légal stable visant à soutenir les investissements en production électrique. Le gouvernement a confirmé la sortie progressive du nucléaire mais a revu partiellement le calendrier pour éviter de mettre en danger la sécurité d'approvisionnement. Les activités de Tihange 1 seront prolongées de 10 ans jusqu'en 2025. GDF SUEZ investira si les critères d'investissement du Groupe sont respectés ⁽²⁾. Le gouvernement a également décidé que 1 000 MW de puissance nucléaire devraient être ouverts à la concurrence, de créer un mécanisme favorisant les investissements dans de nouvelles capacités ainsi que des mécanismes d'intervention en cas de mise hors service des capacités existantes.

En refusant l'extension de la durée de vie de Doel 1 & 2, et en augmentant le montant de la contribution nucléaire au cours des négociations visant à former un nouveau gouvernement à la fin 2011 – une hausse substantielle de cette contribution à 550 millions d'euros au total pour les producteurs nucléaires a été décidée pour l'année 2012 –, le gouvernement belge n'a pas respecté vis-à-vis du Groupe ses engagements définis dans le cadre du protocole d'accord signé le 22 octobre 2009 par l'Etat belge et GDF SUEZ. D'autres charges aux producteurs d'électricité ont été augmentées ou mises en place, comme l'instauration des tarifs d'injection réseau.

Le Groupe a appelé à un échange constructif avec l'Etat belge basé sur le protocole d'accord de 2009.

Le gouvernement belge a décidé de geler les prix de l'énergie (à la fois la composante énergie et la composante coût de distribution) pendant 9 mois en 2012 (d'avril à décembre). La décision visait à protéger les consommateurs contre l'indexation et la volatilité des prix, et à définir des mesures structurelles susceptibles de réduire toutes les composantes des prix du gaz et de l'électricité. Dans ce contexte, la CREG (le régulateur fédéral belge) a proposé de ne plus lier les paramètres d'indexation des prix de l'électricité et du gaz naturel à l'évolution des prix du pétrole, mais de calculer l'évolution de ces prix seulement en fonction de l'évolution des cours de l'électricité et du gaz naturel sur les marchés européens.

Electrabel a annoncé, le 3 avril 2012, trois mesures importantes en faveur des clients : une baisse dès le 1^{er} mai pour les clients retail des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les contrats fixes (11% en moyenne pour l'électricité et 10% pour le gaz), la suppression avec effet immédiat de l'indemnité de rupture anticipée d'un contrat, et la suppression de l'indexation à la hausse des prix au 1^{er} avril pour les contrats variables. Enfin, comme annoncé à la mi-décembre, Electrabel a fortement réduit ses prix de l'énergie à compter du 1^{er} janvier 2013. Les nouveaux tarifs sont jusqu'à 10% inférieurs aux prix gelés pour l'électricité et 16% pour le gaz naturel. Ces nouveaux prix s'appliquent automatiquement à tous les clients résidentiels et petits professionnels, tant pour les prix fixes ou indexés, que pour les formules de prix «vert» ou «non vert», et ce que le client ait signé un contrat ou non.

En conséquence de la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité, la participation du Groupe et d'Electrabel dans les activités de réseau en Belgique a fortement diminué au cours des dernières années. Les 19 communes bruxelloises avaient validé la sortie d'Electrabel du capital de Sibelga (l'opérateur de réseau de distribution de Bruxelles détenu à 30% par Electrabel) pour

(1) Voir Section 2.3.2.3 «Risque sur le développement nucléaire» et 2.4.4, «Centrales nucléaires en Belgique».

(2) Voir la Note 10.3.1 du Chapitre 6.2 «Comptes consolidés»

la fin décembre 2012. Le 31 décembre 2012, Electrabel a cédé à l'intercommunale Interfin sa participation de 30% dans Sibelga. Cet accord représente la dernière phase de la convention mise en place en 2003 dans le cadre du retrait progressif d'Electrabel des activités de réseau, conformément à la demande des pouvoirs publics.

Au Luxembourg, le Groupe est 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.

Le Groupe vend de l'électricité et du gaz aux grands clients professionnels (industries, distributeurs locaux, clients multi-sites, etc.) ; avec 8,5 TWh d'électricité et 23,9 TWh de gaz vendus en 2012, il détient une part de marché limitée mais croissante. Il intervient aussi dans la vente et la distribution d'électricité, de gaz et de chaleur aux résidentiels et aux PME, avec un total de près de 372 000 clients pour l'électricité et 730 000 clients pour le gaz, au travers de ses participations dans les sociétés municipales de services collectifs à Gera (Energieversorgung Gera GmbH et Kraftwerke Gera GmbH), Sarrebruck (EnergieSaarLorLux AG), Wuppertal (WSW Energie & Wasser AG) et Berlin (GASAG Berliner Gaswerke AG).

La capacité de production électrique du Groupe est actuellement de 2 000 MW, répartie entre les 925 MW des centrales de Farge et Zolling (principalement au charbon), les 132 MW de la centrale hydroélectrique de Pfreimd, les droits de tirage nucléaire (603 MW) et les 327 MW des centrales de cogénération détenues et exploitées par les sociétés municipales susmentionnées.

De plus, une nouvelle centrale charbon supercritique de 731 MW est actuellement en cours de construction à Wilhelmshaven. Les problèmes de qualité liés à l'acier et aux travaux de soudure de la chaudière ont été résolus et la centrale devrait commencer à fonctionner d'ici fin 2013.

L'environnement commercial, politique et réglementaire restant propice au développement des énergies renouvelables, le Groupe étudie la possibilité d'investir dans l'éolien terrestre avec ses partenaires municipaux. Dans ce contexte, un parc éolien de 12,5 MW (Helmstadt) acquis avec WSW Energie & Wasser AG a été mis en service en mai 2012 ; la commercialisation directe de l'énergie renouvelable produite par les actifs éoliens a été lancée et un cadre de coopération a été mis en place avec GASAG et WSW Energie & Wasser pour le développement conjoint de projets éoliens terrestres.

En raison d'un contexte difficile pour les activités traditionnelles de production d'électricité, des discussions politiques sur une révision significative du cadre institutionnel ont été amorcées et s'intensifieront d'ici fin 2013.

Pays-Bas

GDF SUEZ est un acteur majeur du marché néerlandais au travers de sa filiale GDF SUEZ Energie Nederland. GDF SUEZ est un des principaux producteurs d'électricité aux Pays-Bas avec une part de marché de 12%, et un acteur significatif sur le marché de gros. GDF SUEZ est également un commercialisateur important sur le marché B2B avec une part de marché d'environ 12% dans l'électricité et de 11% dans le gaz. Sur le marché B2C, l'entreprise compte plus de 200 000 clients et fournit du gaz et de l'électricité par le biais de la marque Electrabel. 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.

Le portefeuille de production électrique, totalisant une capacité installée de 3 813 MW, comprend cinq centrales à gaz, une centrale au charbon ayant une capacité de co-combustion de 30% avec de la biomasse, et neuf éoliennes (27 MW). GDF SUEZ Energie Nederland affiche une capacité d'énergie renouvelable de 207 MW. En raison de changements dans les conditions de marché, il a été décidé d'arrêter les turbines à vapeur de trois centrales (Bergum BG10 et BG20, Harculo HC60, et Eems EC20 pour un total de 1 297 MW). Les turbines à gaz restent en fonctionnement (355 MW).

Une nouvelle centrale charbon-biomasse d'une capacité de 736 MW est actuellement en cours de construction à Rotterdam et devrait être mise en service en 2013. En 2012, GDF SUEZ Energie Nederland et Cofely Nederland (branche Energie Services) ont créé LNG Solutions pour la fourniture de GNL comme carburant dans le secteur du transport.

Afin de renforcer sa position sur le marché et de réduire son empreinte carbone, GDF SUEZ Energie Nederland investit dans les nouvelles technologies, en construisant de nouvelles centrales, en innovant sur les sites existants, en développant les énergies renouvelables et la production décentralisée, et en investissant dans la recherche sur la capture et le stockage du CO₂.

Après les élections législatives du 12 septembre 2012, une nouvelle coalition a décidé de mettre en place de nouvelles politiques pour les années à venir. L'objectif 2020 pour les énergies renouvelables a été revu à la hausse, passant de 14% à 16%. Il reste cependant à voir comment cette décision sera transposée en objectifs spécifiques pour l'électricité et pour le gaz. Les mécanismes actuels de support aux renouvelables (*Stimuleren Duurzame Energieproductie*) resteront en place. Il est encore difficile de savoir si la co-combustion sera soutenue, et si tel est le cas, selon quel mécanisme. L'éventualité d'une subvention est envisagée, alors qu'un *Green Deal* avec obligation de co-combustion de 10% jusqu'en 2015 est déjà en place. En outre, une taxe sur le charbon de 13,73 €/t est applicable depuis le 1^{er} janvier 2013. Une possible (nouvelle) mise en œuvre d'un tarif d'injection de 0,5 €/MWh pour les centrales électriques est également en cours de discussion.

1.3.1.6.2 Autre Europe

Pologne

GDF SUEZ Energia Polska exploite le site de Polaniec, d'une capacité nette de 1 635 MW, alimenté de charbon et de biomasse. En 2012, la centrale de Polaniec a produit près de 7,5 TWh d'électricité, dont 1,1 TWh considéré comme renouvelable (produit à partir de biomasse). 4,4 TWh d'électricité ont été vendus en 2012 à des industriels (hors ventes intragroupe), et sur le marché de gros.

GDF SUEZ Energia Polska développe un portefeuille diversifié avec une part importante de la production d'origine renouvelable. En 2012, le Groupe a mis en service la plus grande centrale au monde alimentée exclusivement par de la biomasse (190 MW) près de la centrale à co-combustion de Polaniec, ainsi que le parc éolien de Pagow (51 MW).

L'environnement réglementaire est actuellement soumis à de profonds changements, conduisant GDF SUEZ Energia Polska à s'interroger sur la baisse probable de l'aide accordée aux sites de co-combustion de biomasse.

Hongrie

En Hongrie, GDF SUEZ détient une participation majoritaire dans la centrale électrique de Dunamenti alimentée au gaz naturel (et en pétrole comme combustible alternatif) affichant une capacité installée

nette totale de 1 041 MW et 3 834 GJ/h de production de chaleur. Dunamenti est la plus importante centrale au gaz naturel de Hongrie, en termes de capacité installée, et représente près de 20% de la capacité totale du pays. Les anciennes unités de Dunamenti ont été fermées à la fin 2012, soit une baisse de 826 MW de la capacité installée.

GDF SUEZ Energy Hungary vend également du gaz naturel et de l'électricité. Egáz-Dégáz Földgázelosztó, sa filiale à 100% (via EIH, entièrement détenue par GDF SUEZ), est active dans la distribution de gaz naturel. Au 31 décembre 2012, elle exploite un réseau de distribution de 23 043 km et distribue 1,5 Gm³ de gaz naturel à 797 745 clients, soit près de 14% de la consommation totale de gaz en Hongrie.

Les problèmes réglementaires incluent : un très faible taux de rémunération pour les activités de distribution, un niveau élevé de coûts non reconnus comme tels dans les tarifs régulés aux clients finaux et des taxes importantes. Dans tous les cas, des actions de lobbying et des recours légaux ont déjà été entrepris par GDF SUEZ au niveau national et européen.

Roumanie

GDF SUEZ Energy Romania SA est essentiellement active dans la vente et la distribution de gaz naturel. En 2012, l'entreprise a fourni du gaz à quelque 1,4 million de clients situés principalement dans le Sud du pays. Elle a aussi alimenté en électricité et délivré des certificats verts à près de 757 sites industriels et commerciaux. Sa filiale Distrigaz Sud Retele exploite un réseau de distribution de 17 218 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 638 000 clients. En 2012, l'entreprise a investi dans un parc éolien de 48 MW à Gemele (région de Braila). Le projet se trouve actuellement en phase finale de test avec l'objectif d'être opérationnel à 100% en 2013. Un deuxième projet de parc éolien, avec une capacité de 50 MW restant à construire et situé à Baleni (région de Galati), a également été acquis à la fin de l'année 2012.

GDF SUEZ intervient également dans le secteur du stockage de gaz naturel, par le biais de ses filiales Amgaz et 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 principaux 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 vendu s'élèvent à près de 4,4 TWh.

République tchèque

GDF SUEZ est présent sur le marché tchèque du gaz naturel par le biais de sa filiale commerciale GDF SUEZ Prodej plynu, spécialisée dans la vente de gaz aux grands industriels et autres professionnels. Les volumes de gaz vendus atteignent environ 2,2 TWh.

Slovaquie ⁽¹⁾

SPP est une société intégrée active dans le transit international, l'achat, le transport, le stockage, la distribution et la vente de gaz naturel en Slovaquie. Par le biais de leur filiale commune à 50/50 Slovak Gas Holding BV (SGH), GDF SUEZ et E.ON détiennent ensemble une participation de 49% dans SPP. L'Etat slovaque détient

le solde du capital. GDF SUEZ et E.ON exercent le contrôle conjoint de la société. La filiale de transit Eustream a transporté 56,5 Gm³ en 2012. SPP Distribucia, une filiale de SPP, détient et exploite un réseau de distribution de gaz de 33 077 km. SPP assure également des activités de vente de gaz naturel et a fourni quelque 1,3 million de clients individuels en 2012. SPP détient plusieurs participations dans des installations de stockage de gaz en Slovaquie et en République Tchèque par le biais de Nafta, SPP Storage et Pozagas avec une capacité de stockage totale de 3,6 Gm³.

Le 15 janvier 2013, GDF SUEZ et E.ON ont signé un accord avec Energetický a Průmyslový Holding (EPH), acteur majeur sur le marché tchèque de l'électricité, pour la vente de leur participation indirecte commune de 49% dans SPP. Le closing de l'opération a eu lieu le 23 janvier 2013.

Italie-Grèce

GDF SUEZ est présent en Italie dans la production d'électricité et la vente d'énergie via l'entreprise de référence GDF SUEZ Energia Italia S.p.A. (GSEI).

Fin 2012, la capacité installée totale de GSEI était de 6 036 MW, comprenant 4 132 MW de gaz, 590 MW de charbon, un portefeuille de droits de tirage cycle combiné gaz (1 100 MW) et des installations renouvelables. 3 281 MW de capacité installée sont gérés par Tirreno Power S.p.A. (détenu à 50% par GDF SUEZ) en partenariat avec Energia Italiana S.p.A. (Sorgenia S.p.A., Hera S.p.A. et IREN S.p.A.). Torrevaldaliga 4, une ancienne unité de 308 MW, est à l'arrêt pour des raisons environnementales.

GDF SUEZ totalise 1,5 million de contrats, comprenant 234 000 offres duales (électricité et gaz). L'augmentation du nombre de clients s'accompagne d'une approche dynamique et innovante, comme le lancement d'Energia 3.0 en octobre 2012. Cette nouvelle offre en ligne, proposant de l'énergie d'origine exclusivement renouvelable, a pour objectif de renforcer la marque GDF SUEZ en Italie officiellement lancée en mai 2011.

En juin 2012, l'entreprise GDF SUEZ Gas Supply & Sales S.p.A. a été intégrée à GDF SUEZ Energia Italia S.p.A.. A l'heure actuelle, GDF SUEZ gère tout le portefeuille de gaz en Italie avec un volume total de 6 Gm³.

GDF SUEZ a créé Storengy Italia S.p.A. en mars 2012 afin de développer en Italie, avec Storengy, un site de stockage de gaz de 300 Mm³ (gaz utile), appelé Bagnolo Mella, qui a reçu en avril 2012 un avis positif du ministère de l'Environnement.

En Grèce, le Groupe est présent dans la production d'électricité par le biais d'une société commune avec GEK TERNA (groupe grec privé actif dans l'immobilier, la construction et la production d'énergie), avec les centrales Heron I et II (situées à Viotia). Heron I est une centrale au gaz à cycle ouvert de 150 MW, en fonctionnement depuis 2004. Heron II, centrale au gaz à cycle combiné de 420 MW, a été mise en service en août 2010.

Espagne-Portugal

Les principales activités de GDF SUEZ dans la péninsule ibérique sont la production, la vente (électricité et gaz) et le placement d'offres pour le compte de tiers (électricité).

Le Groupe est propriétaire à 100% de Castelnou Energia, une centrale de 794 MW à cycle combiné fonctionnant au gaz naturel, et détient une participation de 86% dans GDF SUEZ Energia Cartagena, une centrale de 1 199 MW à cycle combiné. L'énergie des deux centrales est vendue sur le marché de gros.

(1) Voir la Note 2.4 du Chapitre 6.2 «Comptes consolidés».

En février 2012, GDF SUEZ et AES Corp ont conclu un accord par lequel GDF SUEZ augmente sa participation dans AES Energía Cartagena de 26% à 83%, avec l'option, exerçable 13 mois après sa clôture, d'augmentation de la participation à 97%. AES Energía Cartagena a été rebaptisée GDF SUEZ Energía Cartagena. De plus, en septembre 2012, GDF SUEZ et Mitsubishi Heavy Industries (MHI) ont signé un accord par lequel GDF SUEZ a fait l'acquisition de la participation de MHI (s'élevant à 3%) dans GDF SUEZ Energía Cartagena.

Les activités de marketing et ventes se concentrent sur le marché industriel espagnol avec une part de marché de 3% en gaz et 0,8 TWh pour le placement d'offres pour le compte de producteurs indépendants d'électricité à la fin 2012. Les ventes d'électricité conclues pour 2013 représentaient 2,2 TWh à la mi-octobre.

Avec une participation de 12,5% dans le consortium Medgaz, le Groupe est actif dans le pipeline de gaz entre l'Algérie et l'Espagne affichant une capacité de 8 Gm³ par an et une longueur de 210 km. Le Groupe dispose également d'activités de distribution de gaz naturel avec une participation de 25,4% dans Portgás, qui commercialise et distribue du gaz naturel ainsi que du propane dans une concession au nord du Portugal.

Au Portugal, les activités de production se concentrent sur les énergies renouvelables. Par le biais de son projet éolien Eurowind, détenu à 100%, le Groupe contrôle une capacité éolienne totale installée et en service de 214 MW. Le Groupe possède également une participation de 42,5% dans Generg, un groupe de sociétés affichant 436 MW de capacité éolienne, 33 MW de capacité hydroélectrique et 18 MW de capacité solaire.

1.3.2 BRANCHE ENERGY INTERNATIONAL

1.3.2.1 Mission

La branche Energy International est en charge des activités énergétiques du Groupe dans 30 pays répartis dans six 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 au détail. Elle profite d'une forte présence sur ses marchés avec 76,9 GW ⁽¹⁾ en exploitation et un vaste programme de projets de 7,9 GW ⁽²⁾ en cours de construction au 31 décembre 2012.

1.3.2.2 Stratégie

Générer de la valeur à long terme est au cœur du modèle de la branche. Pour ce faire, 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 assure un accès à des opportunités multiples tout en limitant les risques grâce à la diversification.

GDF SUEZ Energy International maintient une présence équilibrée sur les marchés libres et contractuels, créant ainsi une plateforme stable de revenus découlant de contrats à long terme et de liquidités, accompagnée d'une production commerciale («merchant») offrant un

plus grand potentiel de rendements supérieurs lorsque les conditions du marché sont favorables. Cette approche permet de réduire la volatilité et d'augmenter le caractère prévisible des recettes.

Les deux priorités stratégiques de la branche sont les suivantes :

- ▶ poursuivre la croissance sur les marchés en pleine expansion :
 - consolider et renforcer la position sur les marchés existants par le biais de la mise en place réussie d'un programme de construction, le développement des actifs existants et le ciblage de nouveaux projets,
 - saisir les opportunités sur de nouveaux marchés ;
- ▶ optimiser la valeur du portefeuille :
 - créer de la valeur en assurant des marges supérieures sur les marchés libres et poursuivre un modèle opérationnel plus intégré avec une approche «systémique» ⁽³⁾,
 - fonctionner de manière efficace et responsable, bénéficier des avantages d'économies d'échelle assurées par une présence mondiale en constante progression,
 - augmenter le programme d'optimisation d'actifs via un désinvestissement dans des actifs secondaires et un redéploiement du capital dans des projets offrant des rendements supérieurs.

(1) 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 infrastructures détenues par GDF SUEZ quelle que soit la participation réelle en pourcentage de détention.

(2) Les projets en construction incluent les projets pour lesquels l'entreprise est contractuellement liée de construire ou d'acquérir.

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

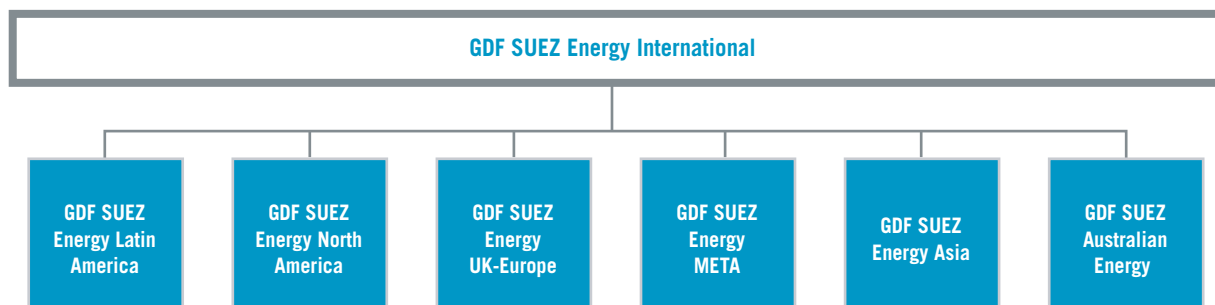
1.3.2.3 Organisation

A compter du 1^{er} janvier 2012, la branche Energy International s'est concentrée sur les activités internationales, reprenant les opérations d'International Power plc. Après l'acquisition complète d'International Power plc, qui s'est terminée le 29 juin 2012, la branche a été renommée GDF SUEZ Energy International.

La branche est organisée autour de six régions clés : Amérique latine, Amérique du Nord, UK-Europe, META (Moyen-Orient, Turquie

et Afrique), Asie et Australie. Les sièges se situent à Londres et à Bruxelles, avec des sièges régionaux à Florianopolis, Houston, Londres, Dubaï, Bangkok et Melbourne.

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 Energy International 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 du Groupe.

Les régions interagissent avec le siège d'Energy International par le biais de cinq départements de support fonctionnel – Stratégie et Communications, Finances, Business Development Oversight, Juridique et les responsabilités du Directeur Opérationnel (Opérations, Marketing et Ventes, Ressources Humaines et Technologies de l'Information). Les responsables de ces fonctions support et leurs équipes assurent la supervision, la direction, la définition de méthodologies et procédures communes, proposent des suggestions d'amélioration et mettent à disposition des équipes régionales leur expertise ainsi que leur expérience accumulées dans toute l'organisation.

Gestion de l'énergie

Une part importante des actifs de production au Royaume-Uni, en Amérique du Nord et en Australie fonctionne sur une base «marchande». Les coûts associés à l'électricité produite découlent principalement des prix du gaz naturel et du charbon, lesquels peuvent être très volatiles. Les équipes régionales de «Trading & Portfolio Management» sont chargées de l'optimisation du portefeuille et vont limiter l'exposition aux fluctuations du marché en vendant à terme une partie des performances anticipées des actifs et en achetant les supports de base nécessaires – combustible, droits de transmission, certificats d'émission et capacité. Toutes les activités de négoce disposent de contrôles et de limites de risques très stricts. De plus, les équipes achètent du combustible par le biais de différents contrats allant des contrats d'approvisionnement de combustibles à long terme aux achats quotidiens de gaz. Le besoin de faire coïncider les ventes d'énergie et les achats, en termes de volumes, délais et prix détermine les activités d'approvisionnement en combustibles.

1.3.2.4 Chiffres clés

Les activités de GDF SUEZ Energy International représentaient près de 16 044 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2012 pour des effectifs totaux de 13 392⁽¹⁾ personnes au 31 décembre 2012.

En millions d'euros	2012	2011	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	16 044	15 754	+ 1,8%
EBITDA	4 327	4 225	+ 2,4%

(1) Nombre total d'employés des entreprises intégralement ou proportionnellement consolidées ou par mise en équivalence.

Note*	Amérique Latine	Amérique du Nord	UK-Europe	Moyen-Orient, Turquie et Afrique	Asie	Australie
Capacités en service (GW)	12,2	13,4	12,7	24,6	10,4	3,5
Capacités en construction (GW)	4,7	0,4	0	2,5	0,4	0
Production d'électricité (TWh)	51,5	51,8	31,5	113,7	52,0	22,7
Ventes d'électricité (TWh)	52,8	78,8	35,4	16,9	23,3	24,1
Ventes de gaz (TWh)	14,7	50,6	23,0	3,6	2,4	2,4

* Toutes les informations se rapportent au 31/12/2012. Les capacités installées sont consolidées à 100% ; les chiffres relatifs aux ventes sont consolidés conformément aux règles comptables.

1.3.2.5 Faits marquants pour l'année 2012

Février

- ▶ META – Al Dur Power & Water Company (1 234 MW) au Bahreïn a commencé à fournir de l'eau et de l'électricité au réseau.

Mars

- ▶ Asie – Signature de contrats d'achat d'électricité à long terme (30 ans) avec les partenaires PT Supreme Energy et Sumitomo Corporation, pour deux projets géothermiques de 220 MW avec PLN, l'opérateur public d'électricité détenu par l'Etat indonésien.
- ▶ META – La candidature de GDF SUEZ et des partenaires du consortium a été retenue par le bureau technique de partenariat du Koweït (PTB) pour la construction et l'exploitation de l'IWPP (Producteur Indépendant d'eau et d'électricité) Az Zour North Independent Water & Power Project.

Avril

- ▶ UK-Europe – Acquisition des droits pour le développement du parc éolien terrestre Beinn Mhor (avec des capacités pouvant atteindre 140 MW) situé sur l'île de Lewis dans le nord-ouest de l'Ecosse.
- ▶ META – L'extension de 532 MW des installations de Tihama en Arabie Saoudite a été accordée par Saudi Aramco. Des accords de conversion d'énergie à long terme (contrats «OffTake») ont été signés jusqu'en 2026.
- ▶ Energy International – GDF SUEZ a annoncé une offre d'achat approuvée par le Conseil d'Administration pour les 30% minoritaires d'International Power (IPR). La cotation d'IPR sur la bourse de Londres a été retirée en juillet 2012.

Mai

- ▶ META – 40% d'Hidd Power Company (HPC) au Bahreïn ont été vendus à Malakoff International Ltd pour 113,4 millions de dollars (87,6 millions d'euros).

Juin

- ▶ Australie – Le refinancement des emprunts pour les sites australiens d'Hazelwood et de Loy Yang B a été finalisé.

Octobre

- ▶ Amérique Latine – La banque de développement brésilienne (BNDES) a confirmé l'octroi d'un emprunt supplémentaire de 2,3 milliards de réaux brésiliens (0,9 milliard d'euros) au projet Jirau au Brésil. GDF SUEZ a également annoncé l'acquisition de 9,9% de capitaux propres supplémentaires dans Jirau auprès de Camargo Correa.
- ▶ Amérique Latine – La nouvelle centrale hydroélectrique Estreito (1 087 MW) au Brésil a été inaugurée par la Présidente du Brésil, Dilma Rousseff et le PDG de GDF SUEZ, Gérard Mestrallet.
- ▶ Asie – Mise en exploitation commerciale de deux turbines à gaz à cycle combiné de 430 MW chacune de Senoko Energy à Singapour.

Novembre

- ▶ Amérique Latine – Lancement des activités commerciales de la nouvelle centrale électrique à cycle combiné ChilcaUno au Pérou. La nouvelle centrale à vapeur de 266 MW transforme l'installation en une centrale à cycle combiné, avec une capacité totale de 805 MW.

Décembre

- ▶ UK-Europe – Signature d'un accord sur la cession d'une participation de 80% dans IP Maestrale, un projet éolien germano-italien de 636 MW, qui a été finalisé le 13 février 2013. GDF SUEZ conservera une participation de 20%.
- ▶ Amérique du Nord – Signature d'un accord sur la cession d'une participation de 60% dans le portefeuille de production d'énergie renouvelable au Canada de 680 MW à Mitsui & Co. Ltd et à un consortium dirigé par Fiera Axiom Infrastructure.

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 du Sud. GSELA est organisée en cinq pays/sous-régions : Brésil, Chili, Pérou, Amérique Centrale (Panama et Costa Rica) et Argentine. La région exploite 12 221 MW de capacités en service et 4 711 MW de capacités en construction.

La stratégie de GSELA est de maintenir la croissance en Amérique latine en renforçant ses positions fortes sur trois marchés clés : le Brésil, le Chili et le Pérou, et en s'en servant de base pour les futurs développements. Des projets sont à l'étude au Panama et en Colombie. Les activités de gaz naturel de GSELA sont liées à ses opérations de production clés et aux activités commerciales de gaz comprenant le GNL.

GSELA continue de développer ses opportunités de croissance dans les sources d'énergie faible en carbone, notamment dans l'hydro, la biomasse et l'éolien.

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 (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 8 386 MW de capacités installées, principalement par le biais de projets hydroélectriques.

La centrale hydroélectrique Estreito (1 087 MW) a été inaugurée en octobre 2012. TBLE détient une participation de 40,1% dans Estreito, ce qui représente 256 MW d'énergie garantie, déjà vendue dans le cadre de contrats d'une durée de 30 ans débutés en 2012.

En 2008, GSELA a remporté, avec ses partenaires, la concession pour construire, détenir et exploiter le projet hydroélectrique Jirau de 3 300 MW. En 2011, la capacité du projet est passée à 3 750 MW. Le projet est détenu à 60% par GSELA. Des contrats de vente d'électricité sur une durée de 30 ans ont été mis en place avec des entreprises de distribution pour la vente de 73% des 2 185 MW de production d'énergie garantie. L'énergie garantie restante est vendue sur le marché libre et/ou par le biais de futures ventes aux enchères. La licence d'exploitation a été accordée en octobre 2012, ce qui permet le lancement du remplissage du réservoir et la mise en service des premières unités dès 2013, avec une mise en exploitation totale prévue d'ici 2015.

Pérou

Au Pérou, GSELA détient 61,73% d'EnerSur, qui dispose d'une capacité installée de production électrique de 1 263 MW. En 2012, EnerSur était le deuxième producteur d'électricité privé du Pérou. EnerSur détient une part de marché d'environ 15,5% 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 cycles combinés avec une capacité de 805 MW a été terminée en 2012. La construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique de 112 MW à Quitaracsa et d'une centrale thermique de 564 MW à Ilo (Sud du Pérou) est actuellement en cours.

GSELA dispose aussi d'activités de transmission de gaz naturel avec une participation de 8,1% dans TGP (*Transportadora de Gas del Perú*) qui transporte du gaz naturel et du gaz liquéfié au Pérou.

Chili

E-CL est la quatrième entreprise de production d'énergie au Chili et la première dans la partie nord du Chili, avec une capacité installée de 2 025 MW. GSELA possède 52,76% d'E-CL. Sa succursale, Electroandina, exploite un réseau de transmission de 2 547 km, et sa filiale de distribution, Distrinor, approvisionne les clients industriels.

GSELA détient également une participation de 63% dans le terminal de GNL Mejillones (GNLM). Le lancement commercial de la deuxième

phase du réservoir de stockage terrestre de GNL, avec une capacité nette de 175 000 m³, devrait commencer au début de l'année 2014, et ce réservoir remplacera une unité de stockage flottante de 162 400 m³ (brut) utilisée lors de la phase 1.

Depuis le mois d'avril 2011, Solgas, une société affiliée à 100% à 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, le Groupe détient au Chili deux actifs principaux par le biais de l'entreprise Eólica Monte Redondo : le parc éolien Monte Redondo d'une capacité de 48 MW et la centrale hydroélectrique Laja 1 d'une capacité de 34 MW, actuellement en cours de construction et dont l'exploitation commerciale est prévue pour 2013.

Panama

GSELA possède 450 MW de capacité installée et est le deuxième producteur d'électricité indépendant au Panama. GSELA dispose d'une participation 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.

Costa Rica

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

Argentine

En Argentine, GSELA détient une participation de 64% dans Litoral Gas SA, une entreprise de distribution du gaz possédant une part de marché de 11% en matière de volume livré. De plus, elle possède 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 transmission de gaz présente en Argentine et au Chili, détenue à 100% par E-CL.

Environnement réglementaire

Brésil

Le gouvernement brésilien a mis en place, entre 2003 et 2005, le régime réglementaire actuel pour le marché de l'électricité. Ce système réserve au gouvernement fédéral un contrôle élevé à tous les niveaux du marché. Le modèle implique 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 hydroélectriques) aux fournisseurs candidats proposant les tarifs d'énergie les plus bas. Il faut faire la distinction entre l'énergie « ancienne » (capacités existantes) et l'énergie « nouvelle » (nouveaux développements et extension) faisant l'objet pour ces dernières, d'attribution de contrats à plus long terme. Le nouveau système s'est montré très efficace car il a permis d'attirer les investissements nécessaires à l'augmentation de la production électrique 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 transmission 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.

Pérou

Le cadre réglementaire repose sur la séparation des activités de production, transmission et de distribution. Ces activités ont été en partie privatisées. Ainsi, tous les nouveaux investissements dans des capacités de production sont réalisés par le secteur privé. Près d'un tiers du secteur de production péruvien est encore contrôlé par l'entreprise nationalisée ElectroPeru.

Chili

Ci-après quelques initiatives réglementaires en cours de discussion au sein du parlement chilien :

- ▶ la «20/20 Law» (Loi 20/20) : vise à augmenter la participation des sources de production non conventionnelles, jusqu'à 20% d'ici 2020 ;
- ▶ la «*Concessions and Easements Law*» (législation sur les servitudes et les concessions) : vise à résoudre les problèmes liés à la négociation des servitudes et des concessions des lignes de transmission ;
- ▶ l'«*Electric Highway*» (autoroute électrique) : vise à résoudre les problèmes de planning du système de transmission.

Panama

L'Etat détient 12% du total des capacités de production au Panama, une participation de 49% et de 50% respectivement dans tous les actifs thermiques et hydroélectriques privatisés du pays. Il contrôle aussi 100% des infrastructures de transmission. Le marché est entièrement libéralisé au Panama. La distribution et la transmission d'électricité sont gérées de manière centralisée par le CND («*Centro Nacional de Despacho*»).

Costa Rica

Le marché de l'électricité est verticalement intégré. Il est détenu et contrôlé par le gouvernement du pays. Le cadre réglementaire autorise les investissements privés dans des projets d'énergies renouvelables plafonnés à 50 MW par projet. Seulement 15% de la capacité du pays pourra être détenue par des producteurs privés.

Argentine

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 entrepris 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 Etats-Unis, au Canada et au Mexique. GSENA est organisée en trois divisions : production d'électricité, vente au détail et gaz naturel/GNL – avec un groupe centralisé de gestion du portefeuille afin d'optimiser les échanges entre chaque unité.

GSENA détient une participation dans un portefeuille de 13 406 MW de capacités électriques et cogénération, Sur toutes ces capacités, 1,8 GW sont alimentés par des sources renouvelables.

Les actifs de gaz naturel de GSENA comprennent deux unités de réception du GNL et des activités de vente de gaz en Nouvelle-Angleterre ainsi que des entreprises de distribution locale de gaz naturel et des pipelines de transmission de gaz au Mexique. GSENA commercialise aussi de l'énergie auprès de clients industriels et commerciaux dans 11 Etats.

Etats-Unis

Le siège des activités nord-américaines se trouve à Houston, au Texas, avec plus de 1 500 collaborateurs aux Etats-Unis. GSENA possède et exploite le terminal Everett au nord de Boston, dans le Massachusetts, affichant des capacités d'approvisionnement de près de 20 millions m³ de gaz naturel par jour sur le marché de la Nouvelle-Angleterre. Le Groupe détient aussi le terminal de GNL en mer Neptune au Massachusetts. De 2008 à 2011, GSENA fut le premier importateur de GNL aux Etats-Unis et sur ses territoires selon le Département de l'Energie, et GDF SUEZ a conservé cette position jusqu'en novembre 2012. GSENA loue plus de 300 millions m³ de système de stockage de gaz naturel et possède, exploite ou a en cours de construction un portefeuille de centrales électriques et de cogénération affichant des capacités installées de 12 146 MW. L'énergie produite est vendue sur le marché libre ou distribuée à des entités commerciales et industrielles dans le cadre de contrats d'achat à long terme.

GSENA exploite l'un des plus importants portefeuilles de biomasse en Amérique du Nord avec des capacités de 127 MW. La société affiliée commerciale de GSENA sert quelque 80 000 compteurs de clients avec une charge de pointe estimée à plus de 10 000 MW. GSENA fournit ses produits à de gros clients commerciaux et industriels sous la marque GDF SUEZ et à de petits clients commerciaux sous la marque récemment lancée, Think Energy.

En 2012, GSENA a réalisé une installation solaire photovoltaïque de 2 MW à Northfield Mountain et a aussi ajouté 22 MW de capacités à son infrastructure de station de pompage, soit une capacité totale de 1 124 MW. GSENA a vendu Choctaw (746 MW), une centrale à gaz située dans le Mississippi, Hot Spring (746 MW), une centrale à gaz située dans l'Arkansas, et sa participation dans les actifs (62 MW) de Duke Energy Generation Services.

Mexique

Au Mexique, les activités de gaz comprennent six entreprises de distribution de gaz naturel, fournissant du gaz naturel à quelque 400 000 clients via six réseaux de distribution (6 482 km) et deux entreprises de transmission de gaz exploitant 900 km de pipelines. Le Groupe gère aussi trois usines de cogénération électricité-vapeur avec des capacités installées totales de 279 MW. La production de ces centrales est vendue dans le cadre d'un contrat à long terme aux clients industriels et à l'entreprise électrique nationale du Mexique, Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Canada

Les activités de GSENA au Canada comprennent un portefeuille d'installations éoliennes d'une capacité de 362 MW dans l'Est canadien et une centrale de gaz naturel de 112 MW. L'entreprise a aussi accès à 28 millions de m³ de stockage de gaz naturel. En outre, elle dispose de plus de 300 MW de projets solaires et éoliens en cours de construction ou en développement. Au cours de l'année 2012, GSENA a mis en service les parcs éoliens Pointe-aux-Roches (49 MW) et Plateau (27 MW).

En décembre 2012, l'entreprise a finalisé la cession de 60% de son portefeuille de production d'énergies renouvelables de 680 MW à Mitsui & Co. Ltd. et à un consortium mené par le fonds d'infrastructures canadien Fiera Axiom Infrastructure Inc. détenant respectivement une participation de 30% dans la nouvelle coentreprise. GDF SUEZ reste l'actionnaire principal avec une participation de 40%. Le Groupe continue à exploiter et entretenir ces installations.

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».

Environnement réglementaire

Etats-Unis

Les marchés de vente de gros d'électricité et le marché de gaz naturel entre les Etats aux Etats-Unis 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 organisations de transmission régionales créés pour faciliter la concurrence dans le secteur de l'électricité.

La loi «*Wall Street Transparency and Accountability Act*» de 2010 continue d'être transposée en règles par la «*Commodities and Futures Trading Commission*» américaine (CFTC). En 2012, la CFTC a voté pour autoriser la promulgation d'une règle définissant les notions de «*swap dealer*» (opérateur sur contrats d'échange) et «*major swap participant*» (participant majeur de swap). GSENA ne sera probablement pas considéré comme «*swap dealer*» selon la présente définition mais doit prendre en charge des frais supplémentaires ainsi que des obligations de rapport en tant que «*non-swap dealer*» dans le cadre de ses activités de négoce.

Le commerce de détail de l'électricité et les ventes de gaz naturel aux clients sont régulés aux Etats-Unis par chacune des commissions publiques de l'énergie des 50 Etats.

Mexique

Au Mexique, la régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel est assurée par la *Comision Reguladora de Energia* (Commission de régulation de l'énergie), chargée aussi d'encourager les investissements et de promouvoir la concurrence sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité. L'entreprise nationale d'électricité, CFE, prévoit qu'elle devra disposer de nouvelles capacités de production de plus de 44 GW d'ici 2026. D'après GSENA, CFE mettra en vente près de 15-20 GW de ces capacités pendant cette période.

Canada

La région de l'Ontario a instauré une date pour la mise hors service de toutes les centrales au charbon d'ici fin 2014. La loi «*Green Energy and Green Economy Act*» de l'Ontario de 2009 comprend un mécanisme de promotion de cette «phase out» qui prévoit un système de subventionnement «*Feed-in-Tariff* (FIT)» pour les ressources renouvelables. Le programme FIT a été révisé en 2012 afin d'inclure un système d'autorisations plus clair avec des données plus précises de la part des partis prenantes et des tarifs commerciaux remodelés. Les nouveaux prix devraient s'appliquer aux projets attribués au cours de l'année 2013.

1.3.2.6.3 GDF SUEZ Energy UK-Europe

GDF SUEZ Energy UK-Europe est active au Royaume-Uni et dans cinq autres pays d'Europe continentale. Elle ne comprend que les actifs qui faisaient autrefois partie de la région UK-Europe d'International Power plc tels que Teesside, Scotia/Craigengelt et de la division de marchés de détail GDF SUEZ Energy UK.

La région dispose d'un portefeuille varié d'actifs de production de 12 712 MW en opération allant de la centrale classique au charbon, à la centrale à gaz, au pétrole en passant par les stations de pompage (STEP) et les énergies renouvelables. Le Royaume-Uni compte des capacités de production électrique commerciale, ainsi que des activités d'approvisionnement en gaz et électricité au détail destinés

aux clients professionnels. En Europe continentale, les infrastructures thermiques fonctionnent dans le cadre de contrats à long terme, tandis que les structures d'énergies renouvelables se trouvent essentiellement sur les marchés bénéficiant d'aides à la production d'énergies renouvelables.

Royaume-Uni

GDF SUEZ Energy UK-Europe est un producteur majeur d'électricité au Royaume-Uni. Son parc comprend neuf centrales, affichant une capacité totale de 8 813 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 Energie UK-Europe détient aussi une participation de 10% dans la centrale électrique Eggborough (charbon) alors que les autres actifs au Royaume-Uni sont détenus à 100% par le Groupe: Teesside (gaz), Crimp (éolien), Scotia (éolien). La centrale électrique de Teesside (1 875 MW) fonctionne avec une capacité réduite à 45 MW.

Un portefeuille de production éolienne est actuellement en cours de développement au Royaume-Uni. En plus des parcs éoliens en opération, GDF SUEZ Energy UK-Europe construit d'autres projets d'une capacité de 47 MW et a aussi acquis les droits pour un parc éolien majeur sur l'île de Lewis dans la partie occidentale de l'Ecosse. La région dispose également d'une participation de 45% dans MeyGen, un projet de développement d'énergie marémotrice en Ecosse du Nord.

La région UK-Europe compte une entité chargée du négoce de l'électricité et du gaz britannique, du charbon, des crédits carbone européens pour gérer l'exposition de son portefeuille d'actifs (production et vente au détail) face au risque des prix du marché.

GDF SUEZ Energy UK est l'unité commerciale de la région UK-Europe 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 d'électricité et de gaz destinés aux clients professionnels ; elle approvisionne quelque 5 500 locaux professionnels en électricité et 7 000 bâtiments professionnels en gaz. GDF SUEZ Energy UK-Europe détient aussi une participation de 30% dans OPUS, un fournisseur d'électricité et de gaz alimentant déjà près de 150 000 bâtiments professionnels de petite et moyenne taille.

Europe continentale

En Italie, GDF SUEZ Energy UK-Europe détient une participation de 34% dans ISAB (532 MW), une centrale électrique à cycles combinés intégrée, située en Sicile. En décembre, le Groupe a signé un accord permettant de céder 80% de IP Maestrale, son activité éolienne italienne et allemande affichant une capacité installée de 550 MW dans le Sud de l'Italie et de 86 MW en Allemagne, à ERG SpA. Une fois la transaction conclue, GDF SUEZ conservera une participation de 20%. Le Groupe possède également l'intégralité du parc éolien Parco Eolico Girifalco (27,5 MW).

Au Portugal, le Groupe détient des participations dans trois centrales thermiques, chacune d'entre elles bénéficiant de contrats d'achats à long terme. Il s'agit d'une participation de 50% dans Eleogas CCGT (840 MW), de 50% dans Pego (576 MW), une centrale à charbon modernisée avec des technologies de réduction des émissions, et de 100% dans Turbogás (990 MW), une Turbine à Gaz à Cycle Combiné (TGCC) située dans le nord du Portugal.

En Espagne, GDF SUEZ Energy UK-Europe détient une participation majoritaire dans Iberica (48 MW) et Electrometalurgica del Ebro (36 MW), qui sont chargés ensemble de faire fonctionner 18 stations hydroélectriques sur quatre zones géographiques ainsi qu'un projet solaire d'1 MW.

La participation dans les entreprises Levanto, comprenant des portefeuilles de parcs éoliens, notamment en Allemagne (467 MW), en France (27 MW) et aux Pays-Bas (29 MW) a été restructurée en décembre 2012 avec 213 MW restant sous le contrôle de GDF SUEZ.

En outre, la cession de la participation de 33,3% dans la centrale à gaz T-Power (420 MW) en Belgique à Itochu a été finalisée en octobre 2012. Ces désinvestissements s'inscrivent dans le cadre des engagements pris auprès de la Commission européenne lors du regroupement d'International Power et de GDF SUEZ.

Environnement réglementaire

Royaume-Uni

Le marché britannique de l'énergie est entièrement libéralisé et est supervisé par Ofgem. La politique énergétique du gouvernement britannique a pour mission principale d'encourager une production faible en carbone et d'assurer la sécurité des approvisionnements. Outre la récente révision de la «*Renewables Obligation*» (obligation d'utiliser des énergies renouvelables) et de la «*Gas Generation Strategy*» (stratégie de production du gaz), le gouvernement a annoncé un projet de loi générale sur l'énergie en novembre 2012. Ce projet de loi comprend un cadre réglementaire pour des subventions sous la forme de «*Contract for Differences Feed-in Tariffs*» (contrats en cas d'écarts entre les tarifs de rachat) pour les producteurs faibles en carbone et un «*Capacity Mechanism*» géré par des institutions indépendantes et financé par les consommateurs. Afin d'encourager davantage l'utilisation de technologies à faibles émissions en carbone, le gouvernement britannique mettra en place une taxe carbone sur les combustibles fossiles utilisés dans le cadre de la production d'électricité, applicable à compter du mois d'avril 2013.

Europe continentale

Les cadres réglementaires en Europe continentale sont tous différents. Les actifs thermiques au Portugal et en Italie sont couverts par des contrats à long terme et ne sont pas concernés par les risques du marché. La majorité des activités en énergies renouvelables en Europe sont protégées par des tarifs de rachat garantis à long terme. L'Italie, où la production éolienne s'intègre dans le cadre d'un programme de certificats verts, fait office d'exception principale.

1.3.2.6.4 GDF SUEZ Energy Middle East, Turkey & Africa (META)

GDF SUEZ Energy META est un développeur d'actifs, propriétaire et exploitant, qui vend de l'électricité et de l'eau aux entreprises publiques dans le cadre de contrats à long terme dans les pays du Conseil de coopération du Golfe. L'entreprise exploite des centrales électriques et gère une société de distribution de gaz en Turquie. Elle a aussi entrepris plusieurs projets en Afrique.

La stratégie META est de conserver ses positions fortes sur certains marchés en pleine croissance comme aux Emirats arabes unis (AE), à Oman, en Arabie Saoudite, au Bahreïn et au Qatar, tout en se développant sur d'autres marchés qui se caractérisent par un fort potentiel de croissance, un environnement réglementaire favorable et un climat attractif pour les investissements étrangers, comme en Turquie, au Maroc et en Afrique du Sud.

Moyen-Orient

Dans les pays du Conseil de coopération du Golfe, GDF SUEZ Energy META gère toutes ses activités depuis son siège de Dubaï. L'entreprise intervient en tant que développeur d'actifs et exploitant, vendant l'énergie qu'elle produit en direct à des entreprises de distribution publiques dans le cadre de contrats de ventes d'électricité et d'eau à long terme. Elle est le premier développeur privé d'énergie et d'eau dans la région avec des capacités de 23 317 MW et plus de 4,7 millions m³ d'eau par jour. Dans le cadre du modèle commercial

(IPP) au Moyen-Orient, les projets sont généralement la propriété du gouvernement/exploitant local aux côtés de partenaires, ce qui se traduit par une participation moyenne de 34% pour l'ensemble du portefeuille META. La région gère les opérations de toutes les centrales qu'elle possède, notamment par le biais de contrats d'opérations et maintenance.

GDF SUEZ Energy META dispose de participations dans les centrales de production d'eau et d'électricité au gaz naturel suivantes au Moyen-Orient :

Arabie Saoudite : Marafiq, Riyadh PP11, Tihama Bahreïn : Al Dur, Al Ezzel, Al Hidd ; Qatar : Ras Laffan B, Ras Laffan C ; AE : Fujairah 2, Al Taweelah A1, Shuweihat 1, Shuweihat 2, Umm Al Nar ; Oman : Al Kamil, Al Rusail Barka 2, Barka 3, Sohar 1, Sohar 2.

La région META dispose actuellement de quatre sites (2 158 MW) en cours de construction en Arabie Saoudite et à Oman. En 2012, GDF SUEZ Energy META a été retenu pour le projet Az Zour (1 500 MW/102-107 MIGD), le premier projet indépendant de centrale de production d'électricité et d'eau à avoir fait l'objet d'un appel d'offres au Koweït. La centrale de 1 510 MW Shuweihat 2 aux Emirats arabes unis a été mise en exploitation en mars 2012 (avec effet dès octobre 2011) et la *financial closing* de l'extension de 532 MW des sites de Tihama en Arabie-Saoudite a été annoncée en avril 2012. En outre, GDF SUEZ Energy META a vendu 40% d'Al Hidd au Bahreïn à Malakoff en mai 2012 (conservant 30%) et une cession partielle de Sohar 1 à Oman a été convenue en novembre 2012, avec une finalisation prévue courant 2013.

Turquie

GDF SUEZ Energy META 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'exploitant 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.

Afrique

En collaboration avec les partenaires du consortium, GDF SUEZ Energy META développe des projets de construction, acquisition et exploitation pour quatre nouveaux projets de producteurs d'électricité indépendants (IPP) en Afrique, ce qui pourrait permettre d'ajouter environ 2 600 MW à son portefeuille. Le financement du projet éolien Tarfaya de 301 MW au Maroc, a été conclu en décembre 2012 ; de deux centrales de pointe en Afrique du Sud, d'une capacité totale de 1 000 MW ; la centrale au charbon supercritique de Safi (1 320 MW) au Maroc, remportée en décembre 2010 et le parc éolien West Coast 1 (94 MW) en Afrique du Sud, remportée en 2012.

Environnement réglementaire

Pays du Conseil de coopération du Golfe et Afrique

Les cadres réglementaires sont similaires dans les différents pays du Conseil de coopération du Golfe, avec des appels d'offres lancés par les autorités permettant aux producteurs d'électricité privés de déposer une offre dans le cadre de la construction, détention et exploitation des sites. La production est ensuite revendue à des entreprises de services publics par le producteur privé dans le cadre de contrats à long terme, selon les modalités définies lors de la phase d'appel d'offres. Un modèle équivalent d'acheteur unique a également été adopté au Maroc et en Afrique du Sud.

Turquie

Historiquement, la Turquie a toujours été un marché à contrat de vente d'électricité et d'eau à long terme à acheteur unique. Dans le cadre de sa volonté d'intégrer l'Union européenne, le marché de l'électricité turque devait être libéralisé en mars 2001 conformément à la législation européenne avec l'introduction de la loi sur le marché de l'électricité. Cette législation remplaçait les anciens programmes de type construction, détention, exploitation (BOO, *Build, Own Operate*) par des programmes de construction, exploitation et transfert (BOT, *Build Operate Transfer*) et transfert de droits d'exploitation (TOR, *Transfer of Operating Rights*), avec aucune attente de nouvelle attribution de contrat de vente d'électricité à long terme avec les «*Turkish Treasury Guarantees*». En 2004, le marché a été ouvert aux clients dont la consommation dépassait 7,8 GWh par an, qui a été ensuite abaissée à 7,7 GWh en 2005, rendant éligibles 29% des consommateurs en Turquie, avec l'objectif d'atteindre 100% d'éligibilité d'ici 2015. Les échanges sur le marché de gros ont été graduellement introduits avec un marché spot actif depuis fin 2010 sur le marché d'équilibrage et de règlements.

1.3.2.6.5 GDF SUEZ Energy Asia

GDF SUEZ Energy Asia dispose de positions stratégiques en Indonésie, au Pakistan, à Singapour et en Thaïlande. Ses activités en Asie comprennent la construction et l'exploitation de centrales ainsi que de systèmes de distribution de gaz naturel. Cette stratégie se concentre sur le maintien de ses fortes positions sur différents marchés en pleine expansion tout en assurant une croissance en Indonésie et en Thaïlande et en pénétrant de nouveaux marchés comme le Vietnam, les Philippines, l'Inde et la Mongolie.

Indonésie

GDF SUEZ Energy Asia détient une participation de 40,5% dans Paiton 3 & 7/8, avec une capacité de 2 035 MW au charbon, situées sur l'île de Java. L'exploitation commerciale de Paiton 3 a débuté en mars 2012. 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 les sont en développement à Sumatra (Muara Laboh, Rantau Dedap et Rajabasa), en collaboration avec PT Supreme Energy, pour une capacité totale ciblée de 680 MW.

Pakistan

Au Pakistan, GDF SUEZ Energy Asia détient des parts dans deux entités différentes : 94,7% dans Uch, une centrale à gaz de 551 MW et 36% dans KAPCO, une centrale à gaz/pétrole de 1 345 MW. Une nouvelle centrale à gaz de 375 MW (Uch 2 – détenue à 100%) est actuellement en cours de construction et les opérations commerciales devraient pouvoir commencer dès la fin 2013/début 2014. L'entreprise dispose aussi d'un contrat d'opérations et maintenance ('O&M') avec la centrale Hubco. Le Groupe a cédé ses 17 % de participation dans Hubco en mai 2012.

Thaïlande & Laos

Le Groupe Glow, dans lequel GDF SUEZ Energy Asia détient une participation majoritaire (69,1%) est coté à la bourse thaïlandaise. Il s'agit d'un acteur majeur sur le marché énergétique thaïlandais, avec des capacités installées combinées de 3 182 MW en Thaïlande et au Laos. Le Groupe Glow produit et fournit de l'électricité pour l'autorité chargée de la production d'électricité en Thaïlande, 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. Glow a ajouté une capacité de production d'énergie supplémentaire de 772 MW à son portefeuille en 2012, suite à la mise en service de Gheco1 en août 2012 et de TNP2 en décembre 2012.

GDF SUEZ Energy Asia détient aussi une participation de 40% dans PTTNGD, un distributeur de gaz naturel destiné aux clients industriels dans la région de Bangkok.

Singapour

GDF SUEZ Energy Asia détient une participation de 30% dans Senoko Energy, l'un des trois plus gros 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 3 300 MW, comprenant deux centrales à gaz modernes de 430 MW chacune, dont les activités commerciales ont débuté durant l'été 2012.

Environnement réglementaire

Indonésie

Propriété de l'Etat, 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 finaux n'est pas libéralisé.

En décembre 2009, le programme «Crash 2» a été lancé pour ajouter 10 000 MW de capacité de production supplémentaire. Ce programme prévoit que 50% de ces nouvelles capacités doivent provenir de PLN et que 5 340 MW des nouvelles capacités proviendront de ressources renouvelables.

Pakistan

Toute l'énergie produite par des producteurs d'électricité indépendants (IPP) au Pakistan est revendue dans le cadre d'accords à long terme à des entreprises de distribution. Le marché des consommateurs finaux n'est pas libéralisé. Près de 50% de la production d'électricité est détenue par des producteurs d'électricité indépendants privés alors que le reste est géré par des entités contrôlées par l'Etat.

Thaïlande

L'entreprise d'Etat 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

En 2001, la production d'électricité et les marchés de détail ont été séparés du monopole naturel existant sur le marché de la transmission de l'électricité. Le Marché National de l'Electricité de Singapour (NEMS, *National Electricity Market of Singapore*) a été créé 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 mains pour la revendre aux consommateurs.

Depuis 2001, le gouvernement a privatisé, par étapes successives, le marché de vente au détail de l'électricité. Afin de promouvoir l'efficacité et la concurrence sur le marché de l'électricité, des contrats d'acquisition 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.

1.3.2.6.6 GDF SUEZ Australian Energy

Les activités australiennes se concentrent sur un portefeuille diversifié d'actifs de production intervenant sur le Marché National de l'Electricité (NEM, *National Electricity Market*) qui dessert 90% de la population australienne et de la demande des résidents dans les Etats 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. Une activité de vente appelée «*Simply Energy*» desservant 320 000 comptes d'électricité et de gaz sur le Marché National de l'Electricité dans les segments de clientèle individuelle, PME et grandes entreprises commerciales et industrielles.

Stratégie et position concurrentielle

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 ses 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 génération et vente au détail, y compris les énergies renouvelables.

L'actuelle position concurrentielle de GDF SUEZ Australian Energy sur les marchés de production est présentée ci-dessous :

	Part de marché pour l'électricité (énergie)	Rang
NEM	12%	3
Victoria	39%	1
Australie méridionale	24%	2
Australie occidentale	Approx. 5%	N/A

Simply Energy détient une part de marché comprise entre 5% et 8% pour le gaz et l'électricité sur les marchés de détail des Etats de Victoria et de l'Australie méridionale.

Activités opérationnelles et commerciales

GDF SUEZ Australian Energy participe aux marchés de détail et de gros de l'électricité et du gaz avec le portefeuille d'actifs suivant :

Canunda (Eolien, Australie méridionale), Pelican Point (Gaz à cycles combinés, Australie méridionale), Synergen (Gaz/Distillat, Australie méridionale), Hazelwood (Lignite, Victoria), Loy Yang B (Lignite, Victoria), Kwinana (Gaz, Australie occidentale), Simply Energy (Gaz et électricité au détail, Victoria/Australie méridionale/Nouvelle Galle du Sud/Queensland).

Environnement réglementaire

Les marchés de l'énergie australiens se sont libéralisés progressivement depuis le milieu des années 1990 lorsque le premier marché de gros d'électricité a été mis en place dans l'Etat de Victoria. La répartition des infrastructures d'énergie privées et publiques varie selon les Etats. Dans le cadre d'un contrat appelé «*Competition Principles Agreement*» (Accord sur les principes de la concurrence) entre le gouvernement fédéral et les gouvernements régionaux, les entités publiques sur les marchés concurrentiels sont traitées de façon à assurer la neutralité de la concurrence entre les acteurs privés et publics. La région Nouvelle Galle du Sud a commencé à privatiser ses actifs de production.

Le NEM, en place depuis 1998, est un marché de gros déréglementé desservant les Etats interconnectés de l'Est de l'Australie. Il s'agit d'un marché de détail au comptant réservé à l'énergie seulement, en quasi-temps réel sans paiement des capacités. Jusqu'à 48 GW des capacités de production installées sont distribuées sur une base de cinq minutes entre les cinq Etats.

Les marchés du gaz existent dans chacun des Etats de l'Est à l'exception de la Tasmanie et sont moins développés que le marché de l'électricité.

Trois entités principales régissent les opérations du NEM et les marchés du gaz des Etats de l'Est : l'opérateur du marché énergétique australien (AEMO, *Australian Energy Market Operator*) ; la Commission chargée du marché australien de l'énergie (AEMC,

Australian Energy Market Commission) ; et l'autorité de régulation de l'énergie australienne (AER, *Australian Energy Regulator*).

Le marché SWIS en Australie occidentale est un marché dérégulé distinct, avec rémunération de l'énergie et de la capacité, ainsi qu'un opérateur de marché indépendant et un régulateur d'énergie indépendant.

Le programme australien de réduction des émissions de gaz à effet de serre, «*Clean Energy Future*», est en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2012. Le gouvernement a établi des objectifs nationaux à moyen terme, à atteindre d'ici 2020 : un objectif de réduction minimale de 5% des émissions par rapport aux niveaux de 2000 en 2020, et un objectif plus ambitieux de réduction de 15 ou 25% des émissions par rapport aux niveaux de 2000 en 2020, en fonction de l'étendue des actions prises par les autres nations.

Le programme comprend une période de trois ans pendant laquelle les émissions de gaz à effet de serre coûteront un prix fixe de 23 dollars australiens par tonne (indexé), puis à partir du 1^{er} juillet 2015, le prix sera basé sur le marché (et sujet aux fluctuations internationales) à travers un programme d'échange de droits d'émissions (système de *cap and trade*).

Le programme annule les prix planchers sur les compensations internationales de 15 dollars australiens par tonne, intégrée dans la législation d'origine. Le programme est également graduellement lié au programme d'échange de émissions de l'Union européenne entre 2015 et 2018, pour lesquelles jusqu'à 50% des obligations pourraient être compensées. Un quart pourrait se régler sous forme de compensations du type Kyoto, qui pourraient être acquittées par des entités redevables.

Par ailleurs, le gouvernement australien a publié son livre blanc sur l'énergie, en novembre 2012, définissant la politique énergétique australienne pour les 20 années à venir. Le livre blanc repose sur la collaboration entre le gouvernement fédéral et les gouvernements régionaux ainsi que de l'industrie, et prévoit des objectifs concrets comme assurer la sécurité énergétique pour l'électricité, le gaz et les combustibles liquides, utiliser des approches opérationnelles basées sur le marché, soutenir les investissements et réduire les émissions. L'impact de la mise en place de ces grands principes sur le portefeuille de GDF SUEZ Australian Energy dans la législation future va être étroitement surveillé.

1.3.3 BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

1.3.3.1 Missions

La Branche Global Gaz & GNL (B3G) porte les activités de l'amont gaz & GNL du Groupe. Ses missions se définissent 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. A 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.

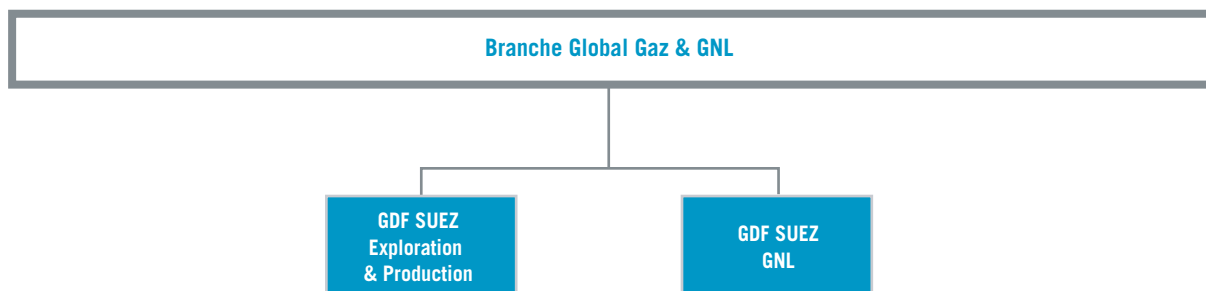
1.3.3.2 Stratégie

Ainsi, les principaux objectifs de la branche Global Gaz & GNL sont les suivants :

- ▶ 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.

Composée de deux *Business Units* (BU) et de fonctions de pilotage et d'appui, la branche Global Gaz & GNL regroupait au 31 décembre 2012 environ 1 970 collaborateurs ⁽¹⁾.

1.3.3.3 Organisation



1.3.3.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2012	2011	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	7 945	6 824	+ 16,4%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	4 759	3 135	+ 51,8%
EBITDA	2 377	2 074	+ 14,6%

Chiffres clés 2012 :

- ▶ production d'hydrocarbures vendue : 54,9 Mbep ;
- ▶ réserves au 31 décembre 2012 : 836 Mbep.

1.3.3.5 Faits marquants 2012

En janvier, GDF SUEZ E&P UK a achevé avec succès le forage d'un second puits Haute Pression/ Haute Température (HP/HT) «Faraday» localisé en mer du Nord.

En Norvège, GDF SUEZ E&P Norge remporte, en janvier, trois nouvelles licences comme opérateur ainsi que deux licences en tant que partenaire suite à sa participation aux *Awards in Predefined Areas round* (APA) du plateau continental Norvégien en 2011.

En février, le plan de développement du champ d'Orca a été approuvé par les partenaires de la licence. GDF SUEZ E&P Nederland B.V. est opérateur du projet, GDF SUEZ E&P UK Ltd est partenaire.

Signature en avril d'un accord de fourniture de 7,5 TWh de GNL à GASNOR (Norvège) sur une période de 12 ans à partir de 2013.

(1) Y compris effectifs de la société de gestion de navires GAZOCEAN.

En Inde, GDF SUEZ a été sélectionné, en avril, par Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation, filiale 50/50 de l'Etat d'Andhra Pradesh et de Gail, la société gazière nationale indienne, pour le développement d'un terminal flottant d'importation de GNL sur la côte Est.

Aux Etats-Unis, GDF SUEZ a signé, au mois de mai, un accord de développement commercial avec Sempra LNG, filiale de Sempra Energy, dans le cadre du développement d'une usine de liquéfaction sur le site du terminal existant de Cameron LNG. GDF SUEZ pourrait accéder à 4 millions de tonnes par an de capacité de liquéfaction de GNL et pourrait détenir une participation dans l'usine.

En Indonésie, un nouveau puits d'exploration Jangkrik Nord-Est a été foré avec succès, en juin, dans la licence de Muara Bakau opérée par Eni et dont GDF SUEZ E&P détient 45%. En juillet, des découvertes de gaz sur les puits de Katak-Biru et Lebah ont été réalisées près du champ de Jangkrik, dont la commercialité reste à évaluer.

En juin, GDF SUEZ E&P UK, opérateur et ses partenaires First Oil Expro et Hansa Hydrocarbons Limited ont annoncé l'approbation du développement de Juliet dans le bloc 47/14b, situé dans le bassin gazier de la partie sud de la mer du Nord.

En Thaïlande, GDF SUEZ a signé, au mois de juin, un accord de fourniture de 3 cargaisons de GNL à PTT pendant l'année 2012.

Au Cameroun, GDF SUEZ et SNH ont signé en juin et en juillet des pré-accords commerciaux avec Noble Energy, Perenco Rio del Rey et Addax dans le cadre du développement de Cameroon LNG. Ces sociétés pourraient vendre leur production à la future usine de liquéfaction développée par GDF SUEZ et SNH.

En août, GDF SUEZ E&P UK a annoncé le développement du projet Cygnus dont il est opérateur au Royaume-Uni aux côtés de ses partenaires Centrica Energy et Bayerngas.

En Corée du Sud, GDF SUEZ a signé, au mois d'août, un accord de fourniture de 1,6 million de tonnes de GNL à KOGAS entre 2013 et 2014.

En Azerbaïdjan, GDF SUEZ E&P détient 20% du projet Absheron qui est entré, cet été, en phase de pré-développement à la suite de l'annonce de résultats prometteurs du puits ABX-2. Un forage secondaire d'appréciation a été réalisé qui a confirmé le potentiel de la découverte.

En Inde, GDF SUEZ a signé, au mois de septembre, un accord de fourniture de 0,8 million de tonnes de GNL à GAIL entre 2013 et 2014.

En Septembre, le Groupe a affrété le méthanier Grace Acacia pour 4 ans auprès de NYK Line.

En octobre, dans le cadre du 27^e round, GDF SUEZ E&P UK Ltd a remporté neuf nouvelles licences en mer du Nord et à l'ouest des îles Shetlands, dont trois en tant qu'opérateur.

En Australie, le gouvernement a délivré en octobre un accord environnemental dans le cadre du développement du projet Bonaparte LNG.

En Belgique, GDF SUEZ a acquis auprès de Fluxys des capacités supplémentaires d'accostage et de stockage au terminal méthanier de Zeebrugge accessible à partir de 2015. Ces capacités permettront à GDF SUEZ de recharger de petits méthaniers.

1.3.3.6 GDF SUEZ E&P

Principaux indicateurs clés

L'Europe et l'Afrique du Nord représentent l'essentiel de l'activité d'exploration-production du Groupe mais depuis plusieurs années, cette activité s'est développée dans d'autres régions du monde telles que la mer Caspienne, l'Asie ou encore l'Océanie. Au 31 décembre

2012, le Groupe était implanté dans 16 pays : le Royaume-Uni, la Norvège, les Pays-Bas, l'Allemagne, la France, le Groenland, l'Egypte, la Libye, l'Algérie, la Mauritanie, la Côte d'Ivoire, l'Azerbaïdjan, le Qatar, l'Australie, l'Indonésie et les Etats-Unis. En outre, les travaux en cours pourraient conduire à une entrée en Russie et au Kazakhstan et dans quelques autres régions.

Au 31 décembre 2012, le Groupe affichait les résultats suivants :

- ▶ 344 licences d'exploration et/ou de production détenues (dont 54% opérées) ;
- ▶ des réserves prouvées et probables (2P) de 836 millions de barils équivalents pétrole (Mbep), dont 77% de gaz naturel et 23% d'hydrocarbures liquides ;
- ▶ une production de 54,9 Mbep, dont 67% en gaz naturel et 33% d'hydrocarbures liquides.

Mission et stratégie

L'exploration-production constitue un maillon clé de l'intégration du Groupe le long de la chaîne gazière. Sa stratégie repose sur trois grands axes :

- ▶ tirer avantage de ses positions en Europe pour maximiser la valeur de ses actifs grâce à sa connaissance approfondie de cette zone, sa forte présence, son portefeuille d'exploration et ses coûts ;
- ▶ accompagner GDF SUEZ dans son développement dans les zones à forte croissance en favorisant les synergies avec d'autres entités du Groupe notamment par le biais de projets intégrés, dans le GNL ou la production d'électricité ;
- ▶ inscrire l'activité dans une perspective de développement durable en consolidant ses performances en matière d'hygiène, sécurité et environnement, en s'attachant au respect de l'éthique et en contribuant à la réduction des émissions de CO₂.

Pour accroître son portefeuille de réserves 2P et sa production, GDF SUEZ E&P projette notamment de poursuivre le développement de ses projets en Afrique du Nord et mer Caspienne (Azerbaïdjan), d'accélérer son développement en Asie (e.g. Indonésie) et en Arctique (mer de Barents et Groenland), de consolider sa présence dans le GNL en Australie et de développer des positions dans de nouvelles zones à forte croissance (e.g. Amérique Latine) tout en maintenant ses positions dans les zones de production actuelles en Europe du Nord.

Activités de la Business Unit

Cadre juridique des activités d'exploration-production

Le Groupe conduit ses activités d'exploration-production *via* sa filiale GDF SUEZ E&P International SA (EPI) qu'il détient à 70% (30% appartiennent à China Investment Corporation) et les filiales (à 100%) de celle-ci (qui ensemble constituent 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. GDF SUEZ E&P intervient régulièrement en partenariat avec une ou plusieurs autres compagnies pétrolières et gazières. Dans le cadre des contrats d'association mis en place, l'une des parties est généralement désignée opérateur, c'est-à-dire responsable de la conduite des opérations quotidiennes (l'approbation des autres parties étant requise pour les sujets importants tels que l'adoption d'un plan 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.

GDF SUEZ E&P a été reconnu comme opérateur dans la plupart des pays où il intervient.

Réserves 2P

En 2012, 16 puits d'exploration ont été forés, dont 11 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.

EVOLUTION DES RESERVES DU GROUPE ⁽²⁾

	2012			2011			2010		
Mbep	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total
Réserves au 31 décembre N – 1	583,9	204,8	788,8	616,1	198,9	815,0	580,8	182,1	762,9
Révision + découvertes	95,7	6,9	102,6	17,8	34,5	52,3	76,9	29,1	106,0
Achats et ventes d'actifs	(0,2)	(0,8)	(1,0)	(11,0)	(9,6)	(20,6)	(4,0)	1,1	(2,9)
Ventes de production	(36,9)	(18,0)	(54,9)	(39,0)	(18,9)	(57,8)	(37,7)	(13,5)	(51,2)
Réserves au 31 décembre	642,6	192,9	835,5	583,9	204,8	788,8	616,1	198,9	815,0

EVOLUTION DES RESERVES DU GROUPE PAR PAYS

	2012			2011			2010		
Mbep	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total
Allemagne	51,7	61,1	112,8	54,3	64,8	119,0	63,2	68,3	131,6
Norvège	209,6	111,7	321,2	214,2	120,3	334,5	221,4	96,2	317,7
Royaume-Uni	59,5	1,8	61,3	63,1	2,4	65,5	82,2	21,1	103,3
Pays-Bas	85,1	7,2	92,3	93,8	7,6	101,4	89,5	2,7	92,2
Autres*	236,7	11,2	247,9	158,6	9,8	168,4	159,7	10,5	170,2
TOTAL	642,6	192,9	835,5	583,9	204,8	788,8	616,1	198,9	815,0
Evolution	10%	-6%	6%						

* «Autres» couvrent l'Algérie, la Côte d'Ivoire, le Golfe du Mexique, l'Egypte et l'Indonésie.

Au 31 décembre 2012, les réserves 2P d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de GDF SUEZ E&P («entitlement» ⁽³⁾) s'élèvent à 836 Mbep contre 789 Mbep en 2011. Le gaz représente 77% de ces réserves, soit un volume de 643 Mbep ou 104 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 1 003 Mbep à fin 2012, contre 948 Mbep à fin 2011.

(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 sont rétrocédés directement en nature à l'Etat. 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. La quasi-totalité des réserves est ainsi évaluée sur un cycle de trois ans. En 2012, 39% des réserves 2P ont été couvertes par cette évaluation.

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 195% sur la période 2008-2010, 153% sur la période 2009-2011 et 144% en moyenne sur la période 2010-2012.

Production

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides vendue par GDF SUEZ s'est élevée à 54,9 Mbep.

Le tableau ci-dessous présente la production de GDF SUEZ, y compris la quote-part des sociétés mises en équivalence par pays :

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

Mbep	2012			2011			2010		
	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total	Gaz naturel	Hydrocarbures et liquides	Total
Allemagne	5,4	3,3	8,7	5,6	3,3	8,9	6,4	3,1	9,5
Norvège	11,7	13,6	25,4	10,9	11,6	22,5	7,3	6,5	13,8
Royaume-Uni	1,6	0,1	1,7	4,8	2,6	7,3	5,8	3,0	8,7
Pays-Bas	16,3	0,4	16,7	15,6	0,5	16,1	16,9	0,5	17,3
Autres*	1,8	0,6	2,4	2,1	0,9	2,9	1,3	0,5	1,8
TOTAL	36,9	18,0	54,9	39,0	18,9	57,8	37,7	13,5	51,2

* «Autres» couvrent la Côte d'Ivoire, le Golfe du Mexique et l'Egypte.

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 2012, 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 113 Mbep de réserves 2P au 31 décembre 2012 dont environ 46% sous forme de gaz naturel.

GDF SUEZ E&P a initié des travaux de sismique exploratoire dans la Vallée du Rhin dans la région de Spire et de Karlsruhe.

Norvège (GDF SUEZ E&P Norge)

GDF SUEZ E&P Norge détient une participation dans 20 champs de pétrole et de gaz naturel au large de la Norvège, dont 5 en production, disposant pour sa part de réserves 2P de 321 Mbep au 31 décembre 2012 (dont environ 65% sous forme de gaz naturel).

Royaume-Uni (GDF SUEZ E&P UK)

A fin 2012, le Groupe détenait des participations dans 24 champs situés en mer du Nord britannique, dont 7 en production. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces champs représentait, au 31 décembre 2012, 61 Mbep, dont environ 97% sous forme de gaz naturel.

Pays-Bas (GDF SUEZ E&P Nederland)

Le Groupe détient des participations dans 57 champs dans la zone économique exclusive néerlandaise, dont 45 sont en production. La part de réserves 2P détenue par le Groupe dans ces champs

représentait, au 31 décembre 2012, 92 Mbep, dont 92% sous forme de gaz naturel.

Le Groupe a fait deux découvertes de gaz en 2012 dans les blocs K12 et L10 et une découverte de pétrole dans le bloc F17.

Egypte

GDF SUEZ détient des participations dans trois concessions en Egypte, deux de ces concessions (Ashrafi et Alam El Shawish West) sont en production. Une quatrième concession (Wahi Dib) est en cours d'acquisition.

Australie

GDF SUEZ Bonaparte a attribué à KBR et Technip les contrats pour la phase de *concept definition* du projet Bonaparte LNG.

A la fin de cette phase, l'une des deux entreprises sera sélectionnée comme contractant principal pour le démarrage de la phase de *Front-End Engineering and Design* (FEED).

Autres pays

Algérie

La phase de FEED pour le projet Touat s'est achevée au premier semestre 2012. Le premier forage de développement a démarré au mois de juillet 2012 et l'appel d'offres pour le contrat d'*Engineering, Procurement, Construction* (EPC) a été lancé au mois d'août. GDF SUEZ E&P détient également 9,8% du permis Sud-est Illizi dont le premier forage d'exploration a démarré en juillet et a permis la découverte d'hydrocarbures.

Autres

En Mauritanie, GDF SUEZ E&P détient 12,85% du bloc 7 après avoir cédé cette année 15% de ses parts à la compagnie Tullow Oil plc. La part de GDF SUEZ E&P dans le bloc 1 s'élève à 24%.

En Côte d'Ivoire, GDF SUEZ E&P détient 100% de la société Enerci, elle-même à la tête de 12% des parts du champ de Foxtrot et des découvertes voisines. L'autorisation d'exploiter la découverte de Manta a été octroyée par les autorités ivoiriennes et le développement de la découverte de Marlin a été décidé.

En Libye, GDF SUEZ E&P détient 20% d'une licence constituée de trois blocs *onshore*. Les conditions de l'acquisition par GDFSUEZ de la participation de Repsol de 35% dans cette licence ont été conclues. Les travaux sur ces blocs sont dans l'attente de la régularisation de cette transaction.

Aux Etats-Unis (Golfe du Mexique), GDF SUEZ E&P a décidé de céder sa licence de production en octobre ; et sa dernière licence (qui ne produit plus) est en cours d'abandon. Le processus devrait aboutir en mai 2013.

Au Qatar, GDF SUEZ E&P est opérateur du bloc 4 avec 60% de participation à la suite de l'entrée de PetroChina comme partenaire à hauteur de 40% sur ce bloc en juillet. GDF SUEZ E&P procédera à deux forages d'exploration d'ici fin 2013.

En Indonésie, un nouveau plan de développement est en cours d'élaboration pour la licence de Muara Bakau dont GDF SUEZ E&P est partenaire aux côtés d'Eni.

Au Groenland, les acquisitions d'analyses sismiques 3D ont démarré en août 2012 pour les blocs 5 et 8 (surface d'environ 5 000 km²) situés dans la Baie de Baffin et opérées par Shell.

Au global, hors Europe, le Groupe détient des participations dans 20 licences (dont 12 en production) en Algérie, en Australie, en Azerbaïdjan, en Côte d'Ivoire, en Egypte, en Indonésie, en Libye, en Mauritanie, au Qatar et aux Etats-Unis (Golfe du Mexique). La part de réserves 2P détenue par le Groupe au 31 décembre 2012 dans ces 12 licences représentait 248 Mbep, dont environ 95% sous forme de gaz.

Commercialisation du gaz

GDF SUEZ E&P a produit au total 62,7 TWh de gaz naturel en 2012. Environ la moitié du gaz naturel produit par les filiales de GDF SUEZ E&P est commercialisée *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 long terme de type *arm's length* comparables aux contrats d'approvisionnement conclus avec des tiers.

Le solde de la production est vendu directement à des tiers, aujourd'hui principalement dans le cadre de contrats à long terme. GasTerra aux Pays-Bas, E.ON et EGM en Allemagne comptent parmi les clients les plus importants des filiales.

Les risques de marché auxquels sont exposés les contrats de vente de gaz donnent lieu à des contrats de couverture souscrits auprès de GDF SUEZ Trading.

Les contrats long terme dans le cadre desquels GDF SUEZ vend sa production de gaz diffèrent suivant les filiales et les marchés locaux. Les prix de vente du gaz sont indexés sur les prix *spot* du gaz et/ou sur les prix des produits pétroliers. Des révisions de prix sont prévues à intervalles réguliers afin de les adapter aux évolutions des marchés de référence.

1.3.3.7 GDF SUEZ GNL

Positions du Groupe dans le GNL

- 1^{er} portefeuille de capacité de regazéification de GNL ⁽¹⁾ en Europe et sur le bassin atlantique.
- 3^e portefeuille d'approvisionnement long terme de GNL ⁽²⁾ dans le monde.
- 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 ⁽³⁾ 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 et stratégie

- Développer et diversifier le portefeuille d'approvisionnement en participant à des projets intégrés (associant les activités d'exploration-production, de liquéfaction et d'approvisionnement des marchés) et en concluant des contrats d'achat à long terme avec des producteurs.
- Assurer l'approvisionnement des différentes entités de GDF SUEZ en GNL – part intégrante du portefeuille mondial d'approvisionnement du Groupe – d'une manière sûre, fiable et économique, *via* la gestion des contrats d'approvisionnement en GNL du Groupe et des contrats d'affrètement de navires.
- Créer de la valeur supplémentaire (i) en développant des nouveaux projets et activités (nouveaux marchés internes et externes, nouvelles sources d'approvisionnement, nouveaux investissements dans des usines de liquéfaction et des terminaux de regazéification) et (ii) en optimisant physiquement et financièrement le portefeuille, en recourant à l'expertise de GDF SUEZ Trading.

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 de cargaisons de GNL *spot*. Les engagements annuels du Groupe sur le long terme (à la date du 31 décembre 2012) sont indiqués dans le tableau ci-contre :

(1) Source : PFC, classement effectué sur l'accès aux capacités de regazéification en Europe et aux Amériques.

(2) Source : PFC, classement effectué sur la taille des portefeuilles d'approvisionnement long terme 2011.

(3) A fin décembre 2012.

Engagement annuel de long terme

	en millions de tonnes de GNL par an (mtpa)	équivalent en TWh	Participation de GDF SUEZ dans des usines de liquéfaction
Algérie	6,8	102	-
Egypte	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	7,5	12% dans l'usine de Melkøya
Trinité-et-Tobago ⁽²⁾	2,0	29,5	-
Yémen	2,6	39	-
Shell (contrat de long terme courant à partir de 2014 – contrat DES ⁽¹⁾)	0,4	5,7	-
TOTAL (2012)	16	239	

(1) Delivered ex-ship.

(2) Le contrat avec Trinité-et-Tobago est porté contractuellement par GDF SUEZ Energie Amérique du Nord.

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 constitué en vue du développement d'une usine flottante de liquéfaction de GNL, d'une capacité d'au moins 2 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 également 60% (voir en 1.3.3.6 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 Etats-Unis : en mai 2012, GDF SUEZ et Sempra ont signé un accord qui donnerait à GDF SUEZ accès à une capacité de liquéfaction annuelle de 4 millions de tonnes. L'usine serait construite sur le site du terminal méthanier de Cameron LNG (Louisiane).

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

En 2012, les livraisons de GNL ont été effectuées en Europe et en Asie principalement, et aussi en Amérique du Nord et en Amérique du Sud.

POSITIONS LONG TERME DU GROUPE EN 2012 DANS LES ACTIVITES DE REGAZEIFICATION

	Terminal de regazéification	Accès aux capacités de regazéification	Participation de GDF SUEZ dans les terminaux de regazéification	Commentaires
France	Montoir-de-Bretagne	Oui	100%	<i>Terminals détenus et exploités par Elengy (filiale à 100% de GDF SUEZ), soumis aux règles d'accès des tiers aux terminaux méthaniers.</i>
	Fos Tonkin	Oui	100%	
	Fos Cavaou	Oui	72,15%	<i>Terminal détenu par la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (filiale à 72,15% de GDF SUEZ), exploité par Elengy, soumis aux règles d'accès des tiers aux terminaux méthaniers.</i>
Royaume-Uni	Isle-of-Grain	Oui	-	
Belgique	Zeebrugge	Oui	-	
Etats-Unis	Everett	Oui	100%	<i>Terminals détenus et exploités par Distrigas of Massachusetts (filiale à 100% de GDF SUEZ).</i>
	Neptune	Oui	100%	
	Sabine Pass	Oui	-	
	Freeport	Oui	-	
Chili				<i>GNL Mejillones S.A. est détenu à 63% par la branche Energy International et à 37% par Codelco. Le GNL alimentant le terminal est en particulier fourni par GDF SUEZ GNL.</i>
	GNL Mejillones	Oui	63%	
Porto Rico	Penuelas	Oui	35%	<i>Accès via un contrat de vente de long terme.</i>
Inde	Dahej	Non	10%	<i>Terminals détenus et exploités par Petronet LNG Ltd (société dans laquelle GDF SUEZ détient une participation de 10%).</i>
	Kochi (en construction)	Non	10%	

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 0,6 million de tonnes de GNL à la société indienne Petronet pendant l'année 2012 ;
- ▶ un contrat de vente de 0,2 million de tonnes de GNL à la société thaïlandaise PTT pendant l'année 2012 ;
- ▶ 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. A fin 2012, 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) ;
- ▶ 1 navire dont le Groupe est copropriétaire : Gaselys (154 500 m³, détenu à 60% par le Groupe NYK et à 40% par GDF SUEZ) ;
- ▶ ainsi que 13 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 2011, ces techniques d'isolation équipaient 68% des méthaniers en service dans le monde (source : GIIGNL).

1.3.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

1.3.4.1 Mission

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

- recherchant des relais de croissance dans le domaine des infrastructures (nouvelles technologies) ;
- développant ses activités à l'international.

1.3.4.3 Organisation et Gouvernance

L'organisation des activités au sein de la branche Infrastructures s'articule autour de quatre filiales indépendantes, sociétés anonymes. 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 et BOG en Autriche 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.

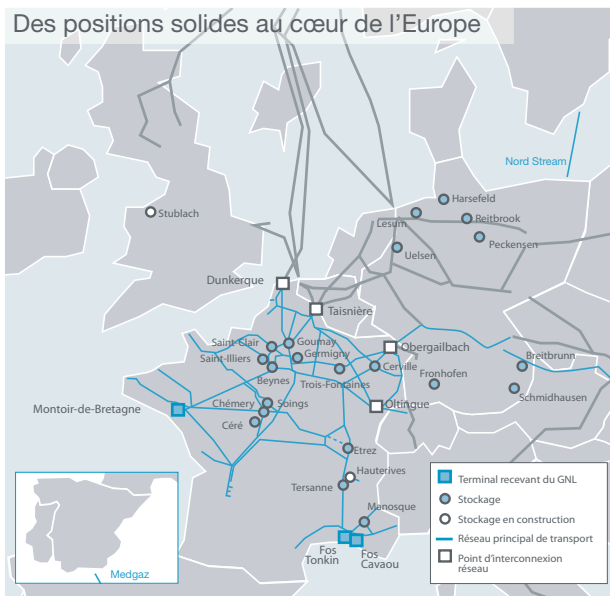
Storengy, Elengy et GrDF, détenues à 100% par GDF SUEZ, sont chacune dotées d'un Conseil d'Administration et d'une Direction Générale. Chaque Conseil d'Administration est composé de 12 membres. Neuf sont nommés par l'Assemblée Générale de la Société, dont deux Administrateurs indépendants. De plus, trois Administrateurs représentent les salariés. Le Directeur Général, mandataire social, est le seul responsable opérationnel de la filiale.

GRTgaz, détenue à 75% par GDF SUEZ et à 25% par la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), consortium regroupant CNP Assurances, CDC Infrastructures et la Caisse des Dépôts, est dotée d'un Conseil d'Administration et d'une Direction Générale. Le Conseil d'Administration est composé de 17 membres. 14 Administrateurs sont nommés par l'Assemblée Générale de la Société : neuf représentants de GDF SUEZ, trois représentants de SIG et deux indépendants. Trois Administrateurs sont élus par les salariés. Le Directeur Général, mandataire social, est le seul responsable opérationnel de la filiale.

GRTgaz, en application du Code de l'Energie, dispose en propre de l'essentiel des ressources nécessaires pour l'accomplissement de ses missions. Les prestations entre les filiales Infrastructures ou avec la maison mère font l'objet de contrats soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'Energie dans le cadre des obligations d'indépendance prévues par le Code de l'énergie.

En tant qu'entité managériale, la branche porte les participations du Groupe dans deux entreprises locales de distribution de gaz desservant Bordeaux et Strasbourg.

Des positions solides au cœur de l'Europe



1.3.4.2 Stratégie

La branche Infrastructures et ses filiales développent leur excellence professionnelle au quotidien. Cette démarche englobe aussi bien les actions visant à la sécurité des personnes et des biens que celles qui visent à garantir la continuité d'alimentation des clients.

Chaque entité vise à être reconnue comme un opérateur efficace au bénéfice de ses clients, via un strict contrôle des coûts et l'amélioration de la productivité.

La stratégie mise en œuvre répond également à l'objectif d'adapter à court terme l'offre des filiales à un contexte marqué par des contraintes (la crise économique, un excédent de gaz sur le marché), des incertitudes (l'évolution des dispositions européennes) et des opportunités (le développement des ENR...).

Elle vise enfin à favoriser le développement des activités du Groupe à terme en :

- confortant la place du gaz dans le mix énergétique français ;

1.3.4.4 Chiffres clés

En millions d'euros	2012	2011	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	6 216	5 703	+ 9,0%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	2 031	1 491	+ 36,2%
EBITDA	3 049	2 991	+ 1,9%

En 2012, GDF SUEZ Infrastructures a contribué à l'EBITDA du Groupe, à hauteur de 18%.

La branche Infrastructures assure la gestion, au travers de ses filiales indépendantes :

- ▶ du 1^{er} réseau européen de transport de gaz naturel (32 246 km en France et 1 555 km⁽¹⁾ en Allemagne et en Autriche) ;
- ▶ du 1^{er} réseau européen de distribution de gaz naturel (194 600 km en France) ;
- ▶ du 1^{er} stockeur européen en termes de ventes de capacités (14,11 milliards de m³) ;
- ▶ des 2^{es} capacités européennes de réception et de regazéification de GNL.

La branche Infrastructures emploie 18 132 collaborateurs au 31 décembre 2012.

1.3.4.5 Un environnement législatif et réglementaire spécifique

En France, le Code général des collectivités territoriales précise le régime propre aux réseaux de distribution en concession.

Le Code de l'énergie a repris et actualisé en 2011 une grande partie des autres dispositions législatives existantes relatives au gaz naturel⁽²⁾, tout en transposant la Directive «Marché intérieur» 2009/73/CE, dite «Troisième Directive». La mise en œuvre de ces textes relève de l'Etat (ministre chargé de l'Economie et ministre chargé de l'Energie notamment) et de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), autorité administrative indépendante.

Ces deux entités ont chacune un domaine d'intervention privilégié. L'Etat «pense» le système, en particulier la définition des obligations de service public, et gère la problématique de la sécurité d'alimentation des consommateurs ; la CRE assure le bon fonctionnement du marché : accès aux infrastructures, surveillance des transactions sur les marchés, respect de la transparence, de la non-discrimination. Elle comprend en son sein un Comité de Règlement des Différends et des Sanctions.

Leurs interventions respectives concernent plus particulièrement les domaines suivants :

L'organisation de l'accès des tiers aux infrastructures

Dans un souci de transparence, les opérateurs gestionnaires d'infrastructures sont tenus de publier les conditions générales d'utilisation de leurs ouvrages et installations.

La CRE fixe les tarifs d'accès au réseau de transport, au réseau de distribution et aux installations de regazéification, et le cadre de régulation afférent :

- ▶ durée des périodes de régulation ;
- ▶ taux de rémunération des actifs, fonction notamment de la nature de l'infrastructure exploitée ;
- ▶ mécanisme d'indexation des tarifs (inflation diminuée d'un facteur de productivité) ;
- ▶ mesures visant à favoriser certains types d'investissements dans le transport et dans les terminaux méthaniers ;
- ▶ compte de régularisation pour les éléments non maîtrisables (climat, coût de l'énergie nécessaire au fonctionnement des infrastructures...).

Le comportement des opérateurs

Chaque opérateur exploitant des infrastructures gazières préserve la confidentialité de toutes les informations dont la diffusion serait de nature à porter atteinte à une concurrence loyale.

Les activités de gestionnaire de réseau de transport et de distribution s'exercent par référence à un «Code de bonne conduite» pour garantir des pratiques professionnelles objectives, transparentes, non discriminatoires et respectant la confidentialité des informations commercialement sensibles («ICS»).

Un responsable de la conformité indépendant est chargé de vérifier l'application des engagements pris dans ce code et de remettre chaque année à la CRE un rapport à ce sujet. Le responsable de la conformité de GRTgaz vérifie de plus la bonne exécution du plan décennal de développement du réseau de transport.

Les liens juridiques au sein du Groupe

Les textes communautaires prévoient que, lorsque le gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, telle que GDF SUEZ, il doit être rendu juridiquement indépendant de l'organisation et des processus de prise de décision des entités du Groupe gérant d'autres activités, en particulier la production et la fourniture. Ainsi l'activité transport a été filialisée au 1^{er} janvier 2005 et l'activité distribution au 31 décembre 2007. La Troisième Directive prévoit des dispositions renforcées concernant les gestionnaires de réseaux de transport en donnant le choix aux Etats membres entre trois possibilités. La France a opté pour le régime de l'ITO⁽³⁾ qui reconnaît à l'entreprise intégrée un droit de supervision économique et de gestion. La CRE a pour mission de certifier que le gestionnaire de réseau de transport respecte les dispositions de l'ITO.

(1) Longueur cumulée des réseaux de transport en Allemagne (Megal, 1 167 km) et en Autriche (BOG, 388 km).

(2) Les décrets d'application de ces lois ne sont pas encore codifiés.

(3) «Independent Transmission Operator» ou gestionnaire de réseau de transport indépendant.

Les activités terminaux méthaniers et stockage ont pour leur part été filialisées au 31 décembre 2008.

La problématique des investissements

La CRE approuve les programmes annuels d'investissements des gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel. Elle examine leur plan décennal de développement du réseau.

Le ministre chargé de l'Energie arrête et rend public un plan indicatif pluriannuel décrivant l'évolution prévisible de la demande en gaz naturel, la façon dont cette demande est couverte (origine des approvisionnements, part des contrats long terme) et les investissements programmés pour compléter les infrastructures du réseau d'approvisionnement.

Les obligations de service public

Le Code de l'énergie impose des obligations de service public à l'ensemble des acteurs intervenant dans le domaine du gaz et donc aux opérateurs d'infrastructures.

Ces obligations ont trait à la sécurité des personnes et des installations, à la continuité de la fourniture, à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité et au prix des produits et des services fournis, à la protection de l'environnement, à l'efficacité énergétique, au développement équilibré du territoire, à la fourniture de gaz en dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général, au maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité et à la mise en œuvre du tarif spécial de solidarité.

L'Etat vérifie la bonne exécution de ces obligations.

1.3.4.6 Faits marquants

Par sa délibération du 26 janvier 2012 la CRE a certifié GRTgaz en tant qu'ITO. GRTgaz Deutschland l'a été également.

Le nouveau tarif de distribution de gaz de GrDF (dit «ATRD 4») est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012. Les discussions sur le nouveau tarif de transport de GRTgaz (dit «ATRT5») et le nouveau tarif terminaux méthaniers (dit «ATTM3») se sont achevées fin 2012 pour une entrée en vigueur au 1^{er} avril 2013.

GRTgaz a lancé le 6 mars 2012 le chantier des Hauts de France : 191 km de canalisation entre Loon-Plage (Nord) et Cuvilly (Oise) afin de raccorder à terme le terminal de Dunkerque.

Suite à la délibération du 19 janvier 2012 de la CRE, Elengy commercialise un service de chargement de méthanier sur le terminal de Montoir. Un premier rechargement a été effectué fin mars. La même autorisation a été accordée pour Fos Cavaou par une délibération du 8 mars 2012.

GrDF a mis en œuvre le dispositif réglementaire, applicable au 1^{er} juillet 2012, visant à améliorer la sécurité et à responsabiliser les intervenants sur l'ensemble des chantiers réalisés à proximité de réseaux de distribution.

Storengy a signé en février 2012 un contrat avec une entreprise gazière indienne pour étudier le potentiel de développement de stockage en gisements déplétés. Le partenariat a été renouvelé en novembre 2012 pour des études approfondies de qualification d'un des deux sites potentiels étudiés.

Storengy a signé avec Petrochina en novembre 2012 un contrat de prestation de services portant sur le sous-sol et l'assistance au

démarrage sur un stockage déplété. C'est le premier contrat de service finalisé avec un acteur chinois.

Début février 2012, une vague de froid s'est abattue sur la France. Sur cette période, plus de 18 TWh de gaz ont été soutirés des stockages de Storengy, fournissant ainsi 48% du gaz consommé sur les zones d'équilibrage de GRTgaz, avec une pointe à 55% le 3 février. Storengy a assuré cette performance sur la durée, en maintenant un niveau record de soutirage de 136 Mm³/j sur les 12 jours de la période. Cela représente une puissance de 65 GW, soit l'équivalent de la puissance du parc nucléaire français.

1.3.4.7 Les activités des stockages souterrains

Le Groupe GDF SUEZ est le leader du stockage souterrain en Europe, en termes de capacités de stockage détenues, exploitées et commercialisées (14,11 Gm³).

France

Au 31 décembre 2012, 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) ;
- ▶ 55 compresseurs totalisant une puissance de 244 MW, nécessaires au soutirage et à l'injection du gaz naturel ;
- ▶ des installations de surface nécessaires au traitement du gaz soutiré, avant injection dans le réseau de transport.

Environnement législatif et réglementaire propre aux activités de stockage de gaz en France

Les stockages souterrains relèvent du Code minier et ne peuvent être exploités qu'en vertu d'une concession octroyée par l'Etat après enquête publique et mise en concurrence. Les titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz doivent assurer leur exploitation de manière compatible avec un fonctionnement sûr et efficace des réseaux de gaz naturel interconnectés.

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.

Accès aux stockages en France : principes et prix

Conformément à la Troisième Directive, l'accès aux stockages est organisé selon un régime d'accès dit négocié. Cela signifie que les prix du stockage sont établis librement 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.

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

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. L'ensemble des prix, pour les capacités destinées à l'alimentation de la clientèle finale ainsi que pour les capacités disponibles au-delà, fait l'objet d'une publication sur le site internet de Storengy.

Allemagne

Storengy Deutschland GmbH, filiale à 100% de Storengy, se positionne comme quatrième stockeur allemand 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 : Franhofen, 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).

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 de 400 millions de m³ de volume utile, répartis en 20 cavités, qui proposera au marché britannique des produits rapides. Les premières capacités seront commercialisées en 2013. Une exemption à l'accès des tiers a été accordée par l'*Office of the Gas and Electricity Market* (Ofgem) pour la phase 1 du projet.

Canada, Roumanie, Slovaquie

Storengy apporte son expertise stockage au Groupe pour la gestion de ses participations dans des actifs de stockage au Canada (Intragaz), en Roumanie (Amgaz et Depomures) et en Slovaquie (Nafta, Pozagas et SPP Bohemia).

Stratégie des activités de stockage

Storengy a l'ambition de renforcer sa place parmi les leaders mondiaux du stockage souterrain, en s'adaptant aux nouvelles conditions de marché induites par la crise économique mondiale et la surcapacité gazière actuellement constatée en Europe, et en se préparant pour l'avenir à répondre aux nouveaux besoins de flexibilité des marchés du gaz et de l'électricité.

La stratégie de la filiale, fondée notamment sur son expertise en matière de géosciences et son niveau de maîtrise des risques santé-sécurité, s'articule autour des axes suivants :

- ▶ en Europe, optimiser et valoriser son activité ;
- ▶ au grand international, valoriser son expertise sur des marchés à fort potentiel et clés pour le Groupe, afin de diversifier le risque géographique ;
- ▶ à plus long terme, diversifier les produits : marchés de niche (cavités minées revêtues pour les rendre étanches) ou solutions Power-to-Gas (stockage d'air comprimé, stockage d'hydrogène ou de méthane de synthèse).

1.3.4.8 Les activités des terminaux méthaniers

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception de GNL ainsi que la regazéification du gaz naturel de l'état liquide à l'état gazeux.

Elengy est le deuxième opérateur européen de terminaux méthaniers (source *GIIGNL*). 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 ⁽¹⁾ totale de 23,75 milliards de m³ (Gm³) de gaz par an au 31 décembre 2012.

Terminal de Fos Tonkin

Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé à Fos-sur-Mer sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie et d'Egypte. 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. A la suite d'une *Open Season* pour l'extension de ses capacités, il a été décidé de lancer un projet de rénovation du terminal, en vue de 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, situé à Fos-sur-Mer, construit pour faire face à la croissance du marché du GNL. Il opère à pleine capacité depuis le 1^{er} novembre 2010. 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 72,46% par Elengy et de 27,54% par Total Gaz Electricité Holding France SAS.

Environnement législatif et réglementaire propre aux activités de regazéification en France

Aucune autorisation n'est nécessaire concernant l'activité de regazéification du GNL. Toutefois, 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.

(1) 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.

Accès aux terminaux méthaniers : principes et tarifs

Les tarifs régulés d'accès aux terminaux méthaniers applicables jusqu'au 1^{er} avril 2013 ont été adoptés par l'arrêté du 20 octobre 2009. Un nouveau tarif entrera en vigueur ensuite, selon la délibération de la CRE du 13 décembre 2012, pour une durée de quatre ans (deux ans pour Tonkin).

La formule tarifaire, dont la structure générale reste inchangée, avec cinq termes fonctions du nombre de déchargements, des quantités déchargées, de l'utilisation des capacités de regazéification, du gaz en nature, ainsi que de la modulation saisonnière, aboutit à une hausse 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 + FosMax s'élève à 1247,17 millions d'euros au 1^{er} janvier 2013 avec un taux de rémunération de 8,5% réel, avant impôt sur les sociétés.

Stratégie des activités terminaux méthaniers

La stratégie d'Elengy couvre la période 2010-2017 et s'articule autour des axes suivants :

- ▶ développer de nouvelles capacités d'action, en particulier en proposant de nouveaux services et des nouvelles capacités dans les terminaux ;
- ▶ optimiser l'utilisation des actifs existants par la recherche de la maximisation des capacités commercialisables sur chacun des trois sites ;
- ▶ rechercher des relais de croissance à l'international ;
- ▶ en ce qui concerne l'exploitation et la maintenance, déployer un projet visant à améliorer les pratiques au bénéfice de l'efficacité opérationnelle, de la sécurité et du développement durable.

1.3.4.9 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.

Les articles L. 111-53 et L. 111-54 du Code de l'énergie reconnaissent 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 écoulee) ; 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 reconnaît 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 décrit ce 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 2012, le réseau de distribution français de gaz naturel exploité par GrDF constitue le 1^{er} réseau de ce type en Europe par sa longueur (194 600 km)⁽¹⁾. Il compte près de 11 millions de points de livraison⁽²⁾ dans les 9 495 communes desservies (dont 8 946 relevant des droits exclusifs attribués à GrDF), représentant environ 77% de la population française.

GrDF représente, avec 308,9 TWh de gaz naturel livrés en 2012, 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 14,47 ans au 31 décembre 2012.

Le service commun a réalisé en 2012 près de 22 millions de relevés périodiques de compteurs gaz actifs et environ 2,5 millions d'interventions techniques chez les clients pour le gaz.

Accès au réseau de distribution : principes et tarifs

Le nouveau 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 14 217 millions d'euros (sous réserve de validation de la CRE) au 1^{er} janvier 2012 avec un taux de rémunération de 6% réel, avant impôt sur les sociétés.

(1) Source : benchmark interne à partir de données publiques 2011.

(2) Au 31 décembre 2012, 1 358 000 clients ainsi alimentés faisaient appel à un fournisseur alternatif de gaz.

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

L'ARTD 4 comporte un certain nombre de nouveautés.

En contrepartie du mécanisme d'incitation à la productivité, modifié en ce sens que GrDF conserve désormais 100% des gains éventuels au-delà de la cible, l'ARTD 4 renforce l'incitation financière à la qualité de service sur des activités clés (exemple : taux de mises en service réalisées dans les délais demandés par les clients), avec 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 nouveau tarif ARTD 4 prévoit 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.

Les mesures nouvelles pour améliorer la sécurité du réseau conjuguées à la réduction des consommations unitaires découlant des efforts d'économie d'énergie ont induit une augmentation du tarif de GrDF de 8% au 1^{er} juillet 2012. La grille tarifaire évoluera au 1^{er} juillet de chaque année selon un pourcentage de variation égal à «inflation + 0,2%» (hors effet du CRCP) ; cette trajectoire a été établie 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

Le projet d'entreprise «Avec vous, en réseau» décline la stratégie de GrDF pour les trois prochaines années :

- ▶ efficacité technique et sécurité industrielle avec un objectif de baisse de 15% par an des dommages aux ouvrages occasionnés par des tiers ;
- ▶ rentabilité financière soutenue par un plan de performance ;
- ▶ développement :
 - de l'activité gaz avec un objectif de solde net de clients positif en 2015 porté par des actions de recherche développement et de partenariats industriels pour soutenir des solutions innovantes ENR/gaz et hybrides (gaz/électricité), un fort investissement dans le neuf autour des Bâtiments Basse Consommation, un plan d'actions en rupture sur les logements existants et la fidélisation gaz, un repositionnement auprès des collectivités territoriales prescriptrices en matière d'énergie,
 - de nouvelles activités avec l'accompagnement de projets d'injection de bio-méthane dans le réseau de gaz naturel,
 - d'activités de prestations de services à l'international en s'appuyant sur le savoir-faire d'exploitant de GrDF et son expertise technique reconnue par les instances spécialisées ;
- ▶ innovations avec notamment le projet de déploiement généralisé des compteurs communicants, conditionné à la décision des pouvoirs publics attendue en 2013 et à la couverture des coûts correspondants par le tarif.

(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.

1.3.4.10 Les activités de transport

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 deux participations.

Les ouvrages

GRTgaz possède en propre le plus long réseau de transport européen de gaz naturel à haute pression ⁽¹⁾, représentant 32 246 km, en France, au 31 décembre 2012 : le réseau principal (7 143 km) transporte le gaz naturel des points d'entrée (terminaux méthaniers, points d'interconnexion avec les réseaux internationaux de gazoducs) jusqu'au réseau régional ; le réseau régional (25 103 km) l'achemine vers environ 4 500 postes de livraison desservant les clients industriels et les réseaux de distribution. GRTgaz exploite 25 stations de compression.

Au cours de l'exercice 2012, GRTgaz a transporté 55,7 milliards de m³ de gaz sur le réseau français (637 TWh).

Par ailleurs, GRTgaz dispose de participations dans des réseaux de transport situés en Allemagne (Megal, 1 167 km), et en Autriche (BOG, 388 km), représentant au total une longueur contributive ⁽²⁾ de 484 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 § 1.3.4.1.) 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'Etat (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 se traduit par une augmentation de 8,3% en 2013 puis une hausse de 3,8% par an, à partir de 2014. 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 2012 du réseau de transport s'élève à 6 882 millions d'euros (sous réserve de validation par la CRE).

Transport Europe

Allemagne

Megal GmbH & Co. KG («Megal»), détenue à 44% par GRTgaz Deutschland (filiale à 100% de GRTgaz), 51% par Open Grid Europe (anciennement E.ON Gastransport) et 5% par Gas Connect Austria (anciennement OMV Gas), 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.

En mai 2012, le régulateur a statué sur la demande d'autorisation des coûts de l'année de référence 2010 pour la 2^e période de régulation (2013-2017). Le régulateur a ensuite réalisé une étude de benchmark en vue de déterminer le facteur individuel d'efficacité des TSOs applicable sur la 2^{ème} période de régulation ; GRTgaz Deutschland a obtenu un résultat de 100% d'efficacité individuelle.

En novembre 2012, GRTgaz Deutschland a été certifié ITO.

Autriche

Détenue à 34% par le Groupe au travers de sa filiale GRTgaz, à 51% par Gas Connect Austria et à 15% par E.ON-Ruhrgas, BOG dispose du droit exclusif de commercialiser les capacités d'une canalisation partiellement doublée de 388 km détenue par Gas Connect Austria allant de Baumgarten, à la frontière slovaque, à Oberkappel, à la frontière allemande, où elle est interconnectée au réseau Megal. En 2012 a eu lieu la négociation tarifaire avec le régulateur autrichien sur le revenu autorisé de la prochaine période de régulation (2013-2016).

Menées dans le cadre de la mise en application de la Troisième Directive, les négociations sur la restructuration de ces activités devraient être finalisées d'ici la fin du 1^{er} trimestre 2013.

Stratégie des activités de transport

Le projet stratégique de GRTgaz pour la période 2013-2016 s'articule autour de trois axes :

- ▶ développer le réseau et les services pour un approvisionnement sûr, compétitif et porteur de solutions énergétiques d'avenir : en France, avec la réalisation de grands investissements contribuant à la fluidification du marché entre les zones Nord et Sud et la poursuite de l'amélioration de l'intégration des marchés européens ; à l'international, en étroite collaboration avec les autres entités du Groupe, dans les pays où la croissance de la demande de gaz entraîne un fort développement des infrastructures gazières ;
- ▶ améliorer la performance dans les métiers pour se placer en opérateur de transport de référence :
 - simplifier et transformer le fonctionnement pour accroître l'efficacité,
 - améliorer encore la disponibilité du réseau et garantir sa conformité aux exigences réglementaires (sécurité industrielle, environnement),
 - optimiser les systèmes d'information pour apporter aux clients les données nécessaires à la gestion de leur portefeuille gaz et de leurs procédés de production ;
- ▶ développer l'engagement et la professionnalisation pour :
 - asseoir une culture de la sécurité et diviser par 4 le nombre d'accidents d'ici à 2016,
 - favoriser l'innovation, dans l'exploitation et la maintenance de l'outil industriel (sécurité, qualité du gaz), l'optimisation de la maintenance et de la gestion de l'actif, la modernisation vers plus d'intelligence communicative,
 - soutenir les usages gaz, notamment dans l'industrie, en travaillant au potentiel de conversion fioul ou charbon vers gaz naturel avec des technologies disponibles et en encourageant le raccordement de nouveaux clients,
 - préparer le réseau à transporter d'autres gaz (biométhane, H₂, CO₂).

1.3.5 BRANCHE ENERGIE SERVICES

1.3.5.1 Mission

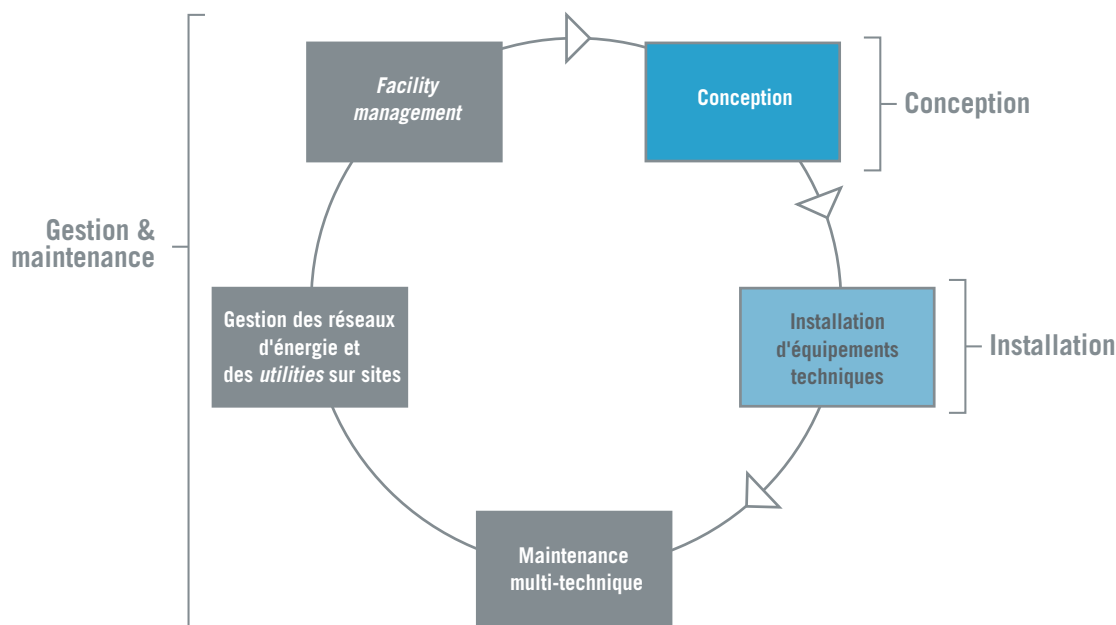
Leader européen des services à l'énergie, GDF SUEZ Energie Services propose, sous la marque Cofely, à ses clients de l'industrie, du tertiaire, des collectivités et administrations publiques et des infrastructures, des solutions d'efficacité énergétique et environnementale au travers de prestations :

- ▶ multi-techniques (génie électrique, thermique ou climatique, intégration de systèmes, etc.) ;
- ▶ multi-services (ingénierie, installation, maintenance, exploitation, *facilities management*) ;

- ▶ multi-énergies (énergies renouvelables, gaz, etc.) ;
- ▶ 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 Energie Services accompagne ses clients tout au long du cycle de vie de leurs installations et de leurs sites. Les prestations fournies par GDF SUEZ Energie 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.

DES SOLUTIONS GLOBALES TOUT AU LONG DU CYCLE DE VIE DES INSTALLATIONS ET DES SITES DE NOS CLIENTS



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 Energie 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 Energie 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 Energie 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 Energie 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 Energie 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

Avec un chiffre d'affaires de 14,7 milliards d'euros, GDF SUEZ Energie Services est le 1^{er} acteur présent sur le marché européen des services agissant sous des marques commerciales reconnues : Cofely, Cofely Axima, Cofely Endel, Cofely Ineo, Cofely Réseaux, Cofely Services et Tractebel Engineering.

Dans ce contexte, les priorités stratégiques de GDF SUEZ Energie 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, le développement dans de nouvelles zones géographiques ou de nouvelles activités ;
- poursuite de l'amélioration de sa rentabilité en rationalisant le portefeuille d'activités actuelles, en mobilisant les synergies internes et en développant des offres transversales.

1.3.5.3 Organisation

GDF SUEZ Energie Services : une organisation métier par pays

La branche a été réorganisée au printemps 2012 avec le regroupement sous une même autorité des BU européennes et internationales au sein du pôle International et la création d'un pôle dédié à l'activité réseaux.

Elle est dorénavant constituée de six pôles Ingénierie, France Systèmes Installations & Maintenance, France Services Réseaux, Benelux, International. Chaque pôle est placé sous l'autorité d'un

dirigeant unique répondant directement de ses résultats à la Direction Générale de la branche ; le mode de gestion de la branche est décentralisé afin que les décisions puissent être prises au plus près du terrain. Les coopérations commerciales et techniques entre les entités de GDF SUEZ Energie 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 Energie 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 ;
- gestion des réseaux d'énergie et des services 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	2012	2011	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires branche	14 693	14 206	+ 3,4%
EBITDA	1 018	1 005	+ 1,2%

Ses 77 000 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

Janvier

- Acquisition de la société d'efficacité énergétique Adelt au Canada.

Février

- Nantes Métropole choisit Cofely pour l'extension et l'exploitation de son réseau de chauffage urbain.

Mars

- Sanofi signe un accord de partenariat avec Cofely pour améliorer la performance énergétique de ses sites en Europe et en Turquie.

Avril

- Pour la troisième année consécutive et sous le parrainage de la navigatrice Catherine Chabaud, les Prix Energies Citoyennes en France sont remis à Paris, au Conseil économique, social et environnemental. Cofely Services en Belgique lance le 1^{er} prix de «La commune la plus durable».
- Cofely signe un contrat avec la Municipalité de Bari en Italie sur 19 ans pour l'installation d'un système photovoltaïque en toiture, l'installation de chaudières à condensation et d'un système de télécontrôle et la gestion de l'éclairage de plus de 80 bâtiments scolaires.

Juin

- Cofely est choisie pour la construction et l'exploitation de deux data centres «verts» à Hambourg et Norderstedten Allemagne.

- GDF SUEZ rassemble l'ensemble des marques de services énergétiques B to B de sa Branche Energie Services sous le nom de Cofely, la marque leader du Groupe dans les services d'efficacité énergétique destinés aux clients industriels, tertiaires et collectivités publiques.

Juillet

- GDF SUEZ, au travers de Cofely, et Tianjin Innovative Finance Investment Co. ont signé un accord final pour la construction et l'exploitation pendant 23 ans du réseau de froid urbain de Yujiapu, le nouveau quartier d'affaires de Tianjin en Chine.
- Cofely Ineo est retenue par Lille Métropole pour remplacer l'alimentation électrique de la ligne 1 du VAL, le métro automatique de l'agglomération.

Octobre

- Cofely vient de signer un contrat de cinq ans comme fournisseur de services techniques pour «The Shard» à Londres, le plus haut gratte-ciel d'Europe de l'Ouest.

Novembre

- Tractebel Engineering et ses partenaires au sein du consortium ont été désignés par Eskom, société sud-africaine de service aux collectivités en charge de l'électricité, pour assurer l'ingénierie et la gestion de projet de l'une des plus grandes centrales solaires à concentration du monde bâtie selon une technologie à tour (capacité estimée de 100 MW) à Upington, en Afrique du Sud.
- La municipalité d'Avignon et la Communauté d'Agglomération du Grand Avignon signent un Partenariat Public-Privé (PPP) portant sur la rénovation, l'exploitation, la maintenance, le financement du parc d'éclairage public et la mise en valeur du patrimoine d'Avignon.

1.3.5.6 Description des activités

Ingénierie

Tractebel Engineering est l'un des premiers bureaux européens d'ingénierie. 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

A travers ses filiales spécialisées telles que Cofely Axima, Cofely Endel, Cofely Ineo et Cofely Fabricom, GDF SUEZ Energie Services propose à ses clients des prestations multi-techniques pour améliorer la pérennité, la fiabilité et l'efficacité énergétique de leurs installations. GDF SUEZ Energie 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

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 :

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

Production et distribution électrique

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

Principaux marchés

La zone géographique couverte par GDF SUEZ Energie Services est essentiellement l'Europe : la branche est leader en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie, et bénéficie d'une position forte dans les pays limitrophes. Elle dispose également de bases de développement en Europe centrale, et de relais de croissance au grand international (Inde, Brésil, Chili, Emirats Arabes Unis, Asie du sud est, Canada notamment).

La branche 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 agro-alimentaire, etc. ;
- ▶ le tertiaire privé, pour environ 25% de son activité, notamment dans les bureaux et centres d'affaires, les centres commerciaux, les *data centers*, le résidentiel privé, etc. ;
- ▶ le tertiaire public, pour 28% également. La branche est notamment présente dans l'habitat collectif, les administrations publiques, les hôpitaux, les campus universitaires, etc. ;
- ▶ les infrastructures, pour 12% 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, profitant de la tendance à l'externalisation, du renforcement des contraintes environnementales et de la recherche de l'efficacité énergétique.

Dans le tertiaire public, le développement des partenariats public-privé 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 Energie 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.

Avec un mix métiers équilibré entre l'ingénierie, l'installation et les services, GDF SUEZ Energie Services dispose sur le marché européen d'un portefeuille unique d'activités complémentaires qui le différencie de ses concurrents. Ses principaux concurrents aujourd'hui sont Dalkia, Vinci Energies, Spie, Imtech, Johnson Controls, Sodexo...

1.3.5.7 Environnement réglementaire

Les principales évolutions réglementaires impactant les métiers de GDF SUEZ Energie Services sont, tant au niveau européen qu'au niveau national ou régional :

- ▶ 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 afférent des contrats de performance énergétique ;
- ▶ le développement des partenariats public-privé.

Combinées avec l'augmentation sur le moyen terme des prix de l'énergie, ces évolutions représentent une opportunité de développement pour GDF SUEZ Energie Services. En effet, elles conduisent les clients à rechercher les services de spécialistes de la thermique, de l'électricité 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 Energie Services est idéalement placé pour répondre à ces besoins croissants.

1.3.6 BRANCHE ENVIRONNEMENT

Les activités de GDF SUEZ dans les services à l'environnement (eau et déchets) sont exercées à travers sa participation dans SUEZ Environnement. Le Groupe a annoncé le 22 janvier 2013 que, compte tenu des différentes notifications de dénonciation reçues des

parties, le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement venant à échéance le 22 juillet 2013 ne sera pas renouvelé (voir Section 1.1.4 «Priorités stratégiques»).

PRINCIPAUX CHIFFRES CLES DU COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE

En millions d'euros	2012	2011
Chiffre d'affaires	15 102	14 830
EBITDA	2 450	2 513
Résultat opérationnel courant	1 146	1 039
RESULTAT NET PART SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY	251	323

(Données extraites du rapport financier SUEZ Environnement Company 2012).

PRINCIPAUX CHIFFRES CLES DE L'ETAT DE SITUATION FINANCIERE CONSOLIDE

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Actifs non courants	18 881	18 700
Actifs courants	7 755	8 361
TOTAL DE L'ACTIF	26 637	27 061
Capitaux propres part SUEZ Environnement Company	4 864	4 946
Participations ne donnant pas le contrôle	1 995	1 871
Autres éléments de passif	19 777	20 244
TOTAL DU PASSIF	26 637	27 061

(Données extraites du rapport financier SUEZ Environnement Company 2012).

Avec un chiffre d'affaires de 15,1 milliards d'euros et 79 550 salariés au 31 décembre 2012, SUEZ Environnement est un acteur de référence dans le monde sur le marché de l'environnement (l'eau et les déchets).

SUEZ Environnement est présent sur l'ensemble des cycles de l'eau et des déchets, ce qui lui en assure la maîtrise. Il exerce son activité aussi bien pour le compte de collectivités publiques que pour celui d'acteurs du secteur privé.

Les activités de SUEZ Environnement dans le domaine de l'eau comprennent notamment :

- ▶ le captage, le traitement et la distribution de l'eau potable ;
- ▶ la maintenance des réseaux et l'exploitation des usines ;
- ▶ la gestion clientèle ;
- ▶ la collecte et l'épuration des eaux usées municipales et industrielles ;
- ▶ la conception, la construction, parfois le financement, et l'exploitation des usines de production d'eau potable et de traitement des eaux usées, ainsi que des usines de dessalement et de traitement des eaux en vue de leur réutilisation ;

- ▶ les études, les schémas directeurs, la modélisation des nappes d'eaux souterraines et des écoulements hydrauliques, et la maîtrise d'œuvre de projets d'infrastructures de gestion de l'eau ;

- ▶ la valorisation biologique et énergétique des boues issues de l'épuration.

Les activités de SUEZ Environnement dans le domaine des déchets comprennent notamment :

- ▶ la collecte des déchets (des ménages, des collectivités locales et des industries ; non dangereux et dangereux, hors déchets susceptibles d'être contaminés par des radionucléides issus d'une activité nucléaire) et la propreté urbaine ;
- ▶ le prétraitement de ces déchets ;
- ▶ le tri, le recyclage, la valorisation matière, biologique ou énergétique des fractions valorisables ;
- ▶ l'élimination par incinération et par enfouissement des fractions résiduelles ;
- ▶ la gestion intégrée des sites industriels (assainissement, dépollution et réhabilitation des sites ou des sols pollués) ;

- le traitement et la valorisation des boues.

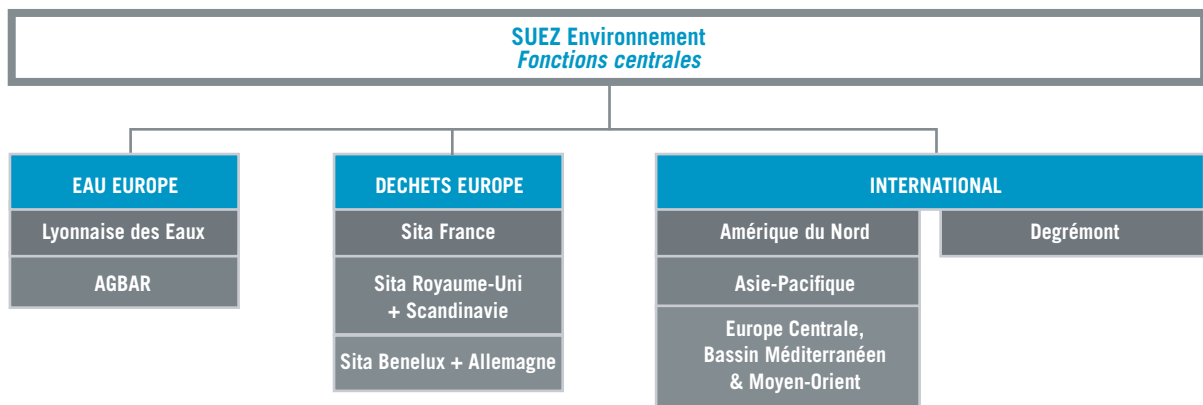
SUEZ Environnement exerce son activité auprès de clients publics et privés, sous différentes formes contractuelles :

- dans le domaine de l'eau, SUEZ Environnement conclut principalement des contrats de délégation de service public (affermages ou concessions), et des marchés publics, mais aussi des contrats de services, d'exploitation et de maintenance ainsi que des contrats de construction et d'ingénierie ;
- dans le domaine des déchets, SUEZ Environnement conclut des contrats de services ou de gestion (délégée ou non, intégrée ou non), des contrats d'exploitation et de maintenance et des contrats de type conception, construction et exploitation.

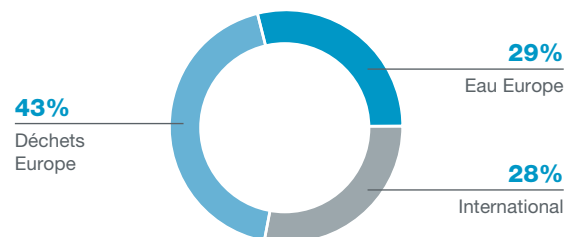
Pour l'année 2012, 48,5% du chiffre d'affaires consolidé de SUEZ Environnement a été réalisé par l'activité eau et 51,5% par l'activité déchets. Dans l'eau, SUEZ Environnement exploitait en 2012 près de

1 200 unités de production d'eau potable, desservant une population de près de 97 millions de personnes. SUEZ Environnement opérait également près de 2 300 sites de traitement d'eaux usées, couvrant les besoins de plus de 66 millions de personnes. Dans le domaine des déchets, SUEZ Environnement a traité, en 2012, plus de 44 millions de tonnes de déchets, et a desservi par ses activités de collecte environ 50 millions de personnes et plus de 466 000 clients dans les services et l'industrie. SUEZ Environnement possède en outre un avantage compétitif clef qui lui permet de se différencier de ses concurrents grâce à Degrémont, leader mondial (en termes de chiffre d'affaires) de la conception-construction d'installations de traitement de l'eau.

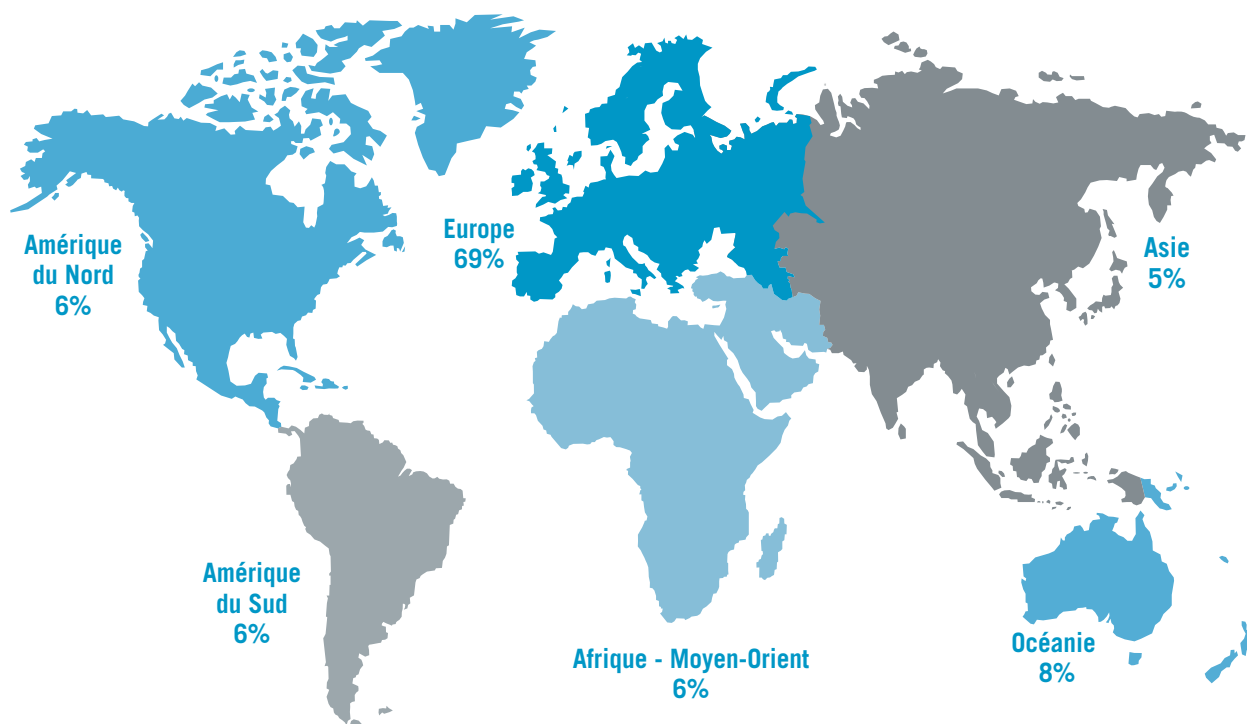
SUEZ Environnement est organisé autour de trois segments principaux : Eau Europe, Déchets Europe, International (Degrémont et activités hors d'Europe de l'Ouest), eux-mêmes divisés en neuf *Business Units*. Un autre segment, appelé Autres, recouvre uniquement les fonctions centrales.



Le graphique ci-contre présente la répartition du chiffre d'affaires consolidé de SUEZ Environnement au 31 décembre 2012 selon cette organisation (le segment «Autres» n'y est pas représenté dans la mesure où il recouvre uniquement les fonctions centrales regroupées au sein de SUEZ Environnement).



L'Europe est le foyer de développement historique de SUEZ Environnement et demeure sa zone de référence. Bénéficiant de cet ancrage en Europe et surtout en France, SUEZ Environnement sait mobiliser son savoir-faire et ses compétences pour les adapter sur d'autres continents. La carte suivante montre la répartition du chiffre d'affaires de SUEZ Environnement par zone géographique au 31 décembre 2012⁽¹⁾.



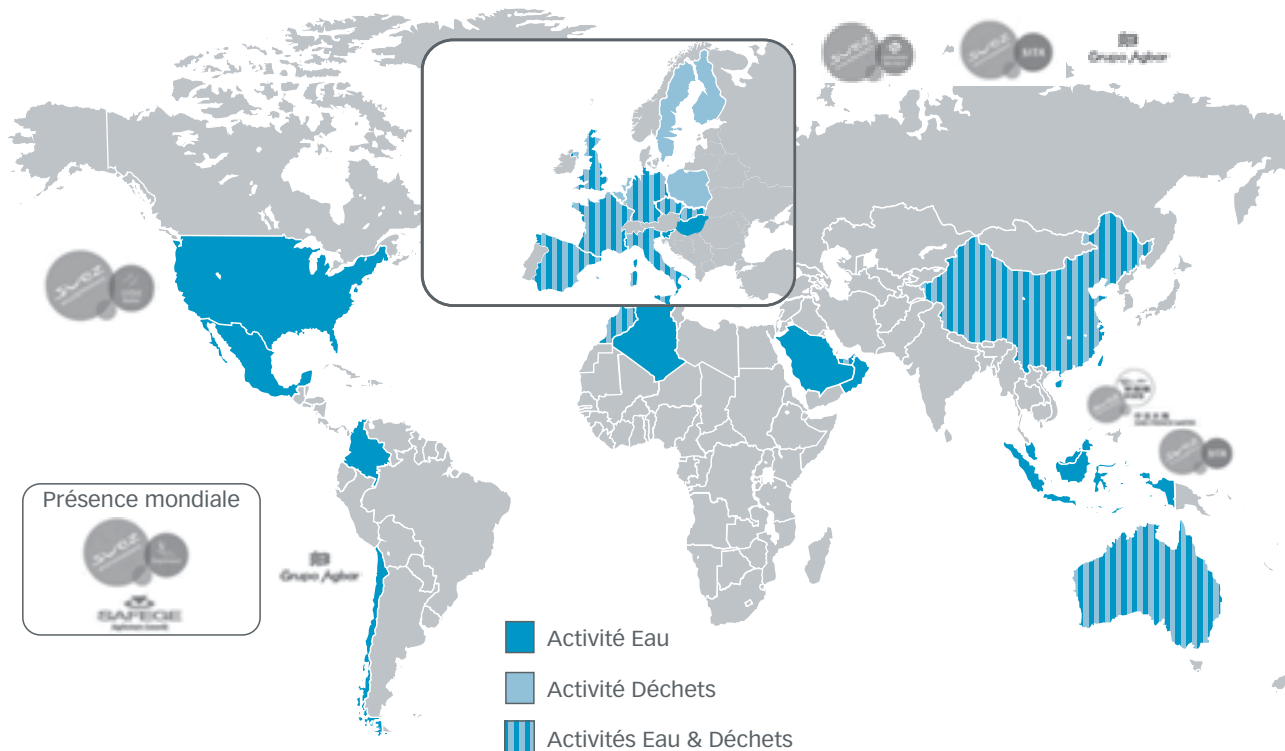
SUEZ Environnement bénéficie d'un réseau étendu de filiales et d'agences ; fin 2012, SUEZ Environnement exerçait ses activités en tant qu'opérateur dans plus de 38 pays. Ainsi hors d'Europe, des grandes villes telles que Hong-Kong, Casablanca, Alger, Melbourne et plus récemment New Delhi ont confié à SUEZ Environnement tout ou partie de la gestion de leur eau, de leur assainissement, de leurs services liés aux déchets ou encore la construction de grandes infrastructures dans ces domaines. SUEZ Environnement exerce le plus souvent ses activités en partenariat avec des acteurs publics ou

privés locaux (acteurs industriels, financiers ou associatifs) ayant une connaissance approfondie du contexte local, à l'instar du modèle de partenariat historique avec La Caixa (Agbar en Espagne) ou encore avec New World (Sino-French Holdings en Chine).

SUEZ Environnement intervient à travers le monde sous différentes marques à forte notoriété, notamment SITA pour les déchets, Lyonnaise des Eaux, United Water, Degrémont et Ondeo Industrial Solutions dans le domaine de l'eau.

(1) Cette carte présente la répartition géographique du chiffre d'affaires de SUEZ Environnement, indépendamment de la segmentation comptable retenue dans les états financiers consolidés de SUEZ Environnement.

La carte ci-dessous montre l'implantation des principales filiales ainsi que les principales marques sous lesquelles SUEZ Environnement intervient à travers le monde au 31 décembre 2012 :



Enfin, SUEZ Environnement a toujours placé la recherche et développement au cœur de son activité, notamment au travers de grands partenariats, associant aussi bien des acteurs publics (par exemple le Cemagref, le CNRS, les universités de Tongji et de Tsinghua en Chine, l'université UCLA aux Etats-Unis) que des acteurs

privés (partenariat R+i Alliance entre Lyonnaise des Eaux, Agbar, United Water, Northumbrian Water et SUEZ Environnement).

Pour de plus amples informations concernant SUEZ Environnement Company, voir son Document de Référence.

1.4 PROPRIETES IMMOBILIERES, USINES ET EQUIPEMENTS

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 2012, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus 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	534	Centrale charbon et biomasse
Arabie Saoudite	Marafiq	2 744	Centrale au gaz naturel
	Riyadh PP11	604	Centrale au gaz naturel
Australie	Hazelwood	1 542	Centrale lignite
	Loy Yang	955	Centrale lignite
	Pelican point	479	Centrale au gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	1 234	Centrale au gaz naturel
	Al Ezzel	954	Centrale au gaz naturel
	Al Hidd	929	Centrale au gaz naturel
Belgique	Amercœur	437	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
	Ruien	608	Centrale charbon, biomasse, gaz naturel
	Tihange	3 016	Centrale nucléaire
Brésil	Cana Brava	450	Centrale hydroélectrique
	Estreito	951 ⁽²⁾	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
Chili	Mejillones	869	Centrales charbon et gaz naturel
	Tocopilla	963	Centrales au gaz naturel, charbon, fioul
Emirats Arabes Unis	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
Espagne	Cartagena	1 199	Centrale au gaz naturel
	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.

(2) Auxquels s'ajoutent 136 MW en construction (mise en service en 2013).

Pays	Site/centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type
Etats-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
	Red Hills	440	Centrale lignite
	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
Italie	Isab	532	Centrale au fioul
	Torre Valdaliga	1 442	Centrale au gaz naturel
	Vado Ligure	1 373	Centrale au gaz naturel et charbon
Oman	Al-Rusail	665	Centrale au gaz naturel
	Barka 2	678	Centrale au gaz naturel
	Barka 3	494	Centrale au gaz naturel
	Sohar	585	Centrale au gaz naturel
	Sohar 2	494	Centrale au gaz naturel
Pakistan	Kapco	1 345	Centrales au gaz naturel et au fioul
	Uch	551	Centrale au gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 931	Centrale au gaz naturel
	Flevo	996	Centrale au gaz naturel
	Gelderland	592	Centrales charbon et biomasse
Pérou	Chilca	805	Centrale au gaz naturel
Pologne	Polaniec	1 635	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
Qatar	Ras Laffan B	1 025	Centrale au gaz naturel
	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
	Teesside	1 875 ¹	Centrale au gaz naturel
Singapour	Senoko	3 300	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 (> 200 MM³ DE VOLUME UTILE NET*)

Pays	Localisation	Volume utile (Mm ³) net*
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 280
France	Saint-Clair-sur-Epte (Val-d'Oise)	530
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	880
France	Beynes (Yvelines)	497
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	690
France	Soing-en-Sologne (Loir-et-Cher)	220
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 710
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	650
France	Etrez (Ain)	576
Allemagne	Reitbrook	350
Allemagne	Peckensen	220
Allemagne	Uelsen	795
Slovaquie	Nafta	330
Slovaquie	Pozagás	280

* Au prorata de la participation détenue.

TERMINAUX METHANIERES

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

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

1.5 POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT

1.5.1 L'INNOVATION AU CŒUR DE LA STRATEGIE

Les savoir-faire du Groupe sont enrichis par une politique de recherche et d'innovation dynamique qui s'appuie sur un réseau international de treize centres et entités de recherche (y compris SUEZ Environnement) répartis dans huit pays (France, Belgique, Espagne, Allemagne, Pays-Bas, Etats-Unis, Chine, Bahreïn) ainsi que sur des partenariats avec des organismes mondialement reconnus. Plus de 1 100 chercheurs contribuent à l'excellence technologique dans tous les métiers du Groupe. En 2012, les dépenses pour la recherche et le développement technologique se sont élevées à 236 millions d'euros.

Les programmes de recherche prospectifs corporate s'inscrivent 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 et stockage du CO₂ (CSC).

Quelques réalisations marquantes des programmes en 2012 :

- ▶ *ville et bâtiment de demain* : engagement de GDF SUEZ dans EFFICACITY, institut pour la réalisation de programmes de recherche dans le domaine de l'efficacité énergétique de la ville ; signature d'un partenariat Groupe avec la ville de Barcelone pour le développement de la *smart city* ; engagement de GDF SUEZ et de SUEZ Environnement dans le laboratoire d'open innovation Minatéc Ideas Lab piloté par le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) pour le développement de produits et services utilisant les micro/nano technologies pour la ville ;
- ▶ *smart energy & environnement* : mise au point d'un gestionnaire local de flexibilité des processus énergétiques d'un site industriel pour l'optimisation de la facture énergétique du client ; connexion des premiers clients du projet GreenLys, premier démonstrateur *smart grid* à échelle réelle en France ; lancement de deux projets concernant la gestion optimisée de micro-réseaux électriques (à l'échelle d'un campus universitaire et d'une zone d'activité économique) accueillant de la production renouvelable intermittente, et du stockage électrique (volant d'inertie, batteries et véhicules électriques) ;
- ▶ *énergies renouvelables* : poursuite du développement, en partenariat, de différents projets pilotes et démonstrateurs : gazéification de la biomasse (projet GAYA) ; production d'électricité par la technologie solaire thermique concentré (CSP – Fresnel) au Chili ; production d'électricité à partir des courants marins (hydroliennes). Lancement du projet démonstrateur AlgaeBiomix utilisant les micro-algues pour purifier des eaux usées et produire des composés à haute valeur ajoutée ;
- ▶ *GNL offshore et chaînes gazières du futur* : étude de solutions alternatives à la fracturation hydraulique pour les *shale gas*, *roadmap* des partenariats possibles (GTI, MIT, etc.) ; offshore GNL : études techniques sur le transfert et sur la cuverie, étude hydrodynamique sur les interférences entre corps flottants ;
- ▶ *captage, transport et stockage du CO₂ (CSC)* : poursuite du projet ROAD avec E.ON d'un démonstrateur de taille industrielle à Rotterdam, finalisation de la première phase du projet France Nord (étude sur les capacités de stockage en aquifères salins). GDF SUEZ est partenaire du nouveau projet Octavius visant à tester à échelle industrielle le procédé DMX™ de capture post-combustion de seconde génération développé par l'IFPEN. D'autres projets d'envergure ont été réalisés par les métiers comme le projet de capture à Hazelwood (Australie) et le projet d'injection de CO₂ dans les champs de gaz déplété «K12B» au large des côtes néerlandaises.

En 2012, l'innovation et la création de valeur sont restées au cœur de la culture d'entreprise de GDF SUEZ avec deux événements corporate majeurs :

- ▶ la quatrième édition des Trophées Innovation : 624 dossiers ont été déposés, 18 Grands Prix, 2 prix spéciaux «transversalité» et 6 Labels Création de Valeur ont été décernés ;
- ▶ l'organisation de la première convention innovation avec 250 participants de douze pays. Cette journée a marqué le lancement de la «Communauté de Pratique Innovation», pour la promotion de l'innovation et de la performance dans le Groupe.

Enfin, en 2012, la Recherche et Innovation de GDF SUEZ a participé comme conférencier lors du 25^e Congrès mondial du gaz organisé par l'Union Internationale du Gaz à Kuala Lumpur, en Malaisie. Une publication concernant les compteurs communicants a été lauréate de l'«*IGU best practices award 2009-2012*», sélectionnée parmi 280 dossiers présentés.

1.5.2 UN RESEAU 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 recherche et d'expertise corporate dédié aux métiers du gaz, aux énergies nouvelles et aux technologies émergentes. Situé en région parisienne, il compte 390 collaborateurs en 2012. Ses travaux portent sur :

- *le développement de produits et d'offres de services pour les clients finaux* : haute performance énergétique et environnementale, bâtiments et îlots à énergie positive, usine éco-conçue, réseaux intelligents, compteurs intelligents, nouveaux gaz (biogaz, hydrogène...),
- *la gestion des actifs industriels, la durabilité et la sécurité des réseaux* : Acceptabilité des installations, sécurité industrielle, vieillissement, injection dans les réseaux de nouveaux types de gaz, GNL offshore, CSC, stockage d'énergie, intégration des nanotechnologies,
- *les technologies innovantes* : Développement de la performance par les réseaux de communication, les terminaux et solutions numériques, promotion des usages innovants (Web x.O, Cloud...), intégration des nanotechnologies.

Quelques réalisations marquantes en 2012 :

- nanotechnologies : chantier expérimental GrDF avec la première canalisation en polyéthylène détectable et communicante développée avec la société RYB, spécialiste des systèmes réseaux en polyéthylène,
- le Framework SOUCHE : solution permettant de s'affranchir des contraintes d'équipements pour les applications mobiles des techniciens de terrain notamment de GrDF, GRTgaz et de la Lyonnaise des Eaux,
- techniques d'inspection des gazoducs et oléoducs : coordination d'un projet collaboratif pour améliorer les techniques d'inspection des gazoducs et oléoducs, maîtriser les phénomènes de vieillissement des ouvrages, leur réparation et rénovation (partenariat avec le PRCI, Pipeline Research Council International américain),
- commercialisation de la chaudière Vergne, un produit gaz naturel révolutionnaire pour le marché résidentiel répondant à la nouvelle réglementation thermique 2012, basé sur un brevet en copropriété entre GDF SUEZ et Vergne,
- lancement de l'institut d'excellence IDEEL qui vise à développer des programmes de R&D consacrés à l'usine décarbonée du futur. Lancement du projet Valenthin pour la récupération d'énergie bas niveau dans l'industrie.

► **Laborelec**, rattaché à la branche Energie Europe, est le centre de recherche et de compétences dans les technologies de l'électricité du Groupe implanté près de Bruxelles. En 2012, il compte 255 personnes. Ses compétences et activités couvrent les domaines de la production, de la transmission, 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 2012 :

- véhicules électriques : étude d'impact de la charge des batteries sur le réseau, sécurité globale des voitures et des bornes de chargement, émissions de carbone, et coût total d'utilisation,
- outil pour la gestion locale de l'énergie qui valorise la flexibilité des processus pour les clients industriels,
- amélioration des performances opérationnelles des unités de production classiques et renouvelables. La recherche se concentre sur l'excellence opérationnelle incluant l'efficacité, l'augmentation de la flexibilité, la réduction des coûts opérationnels et de maintenance, et l'augmentation de la disponibilité,
- support à des centrales de production classique en Belgique et en Pologne pour aider leur conversion à l'utilisation de la biomasse comme combustible. Conception et mise en service de la toute première installation catalyseur déNOX (réduction des émissions d'oxyde d'azote) pour la centrale 100% biomasse de Rodenhuize en Belgique,
- résolution de problèmes opérationnels : études de matériaux pour les centrales supercritiques aux Pays-Bas et en Allemagne,
- en 2012, la «Belgian Energy Research Alliance» (BERA) est devenue partenaire de l'«European Energy Research Alliance» (EERA), structure de coordination de recherche mise en place par l'Union européenne. Laborelec est un des membres fondateurs de BERA, et représente l'organisation au sein de EERA.

► **SUEZ Environnement** : La Recherche et l'Innovation de **SUEZ Environnement**, éléments clés de sa stratégie, s'appuient sur les programmes de recherche des Centres de R&D du Groupe et l'animation d'une politique volontariste d'Open Innovation. Les centres de R&D (CIRSEE, DENARD, CETAQUA, LyRe et Shanghai Chemical Industry Park) et les réseaux d'experts de SUEZ Environnement sont implantés en France, en Espagne, aux Etats-Unis et en Chine. Outre les enjeux majeurs liés aux risques sanitaires et environnementaux, les efforts de recherche et développement visent à répondre aux grands enjeux de développement durable. Au total, plus de 400 chercheurs, experts et techniciens du monde entier participent aux travaux d'innovation, de recherche et de développement technologique menés par le Groupe.

Quelques réalisations marquantes en 2012 :

- les traitements avancés (micropolluants, dessalement) pour l'eau potable,
- les micro-algues utilisées en épuration,
- le biogaz produit par les boues de station, les déchets ou la co-méthanisation,
- le smart water (comptage, protocoles de communication, réseaux) et la gestion des bâtiments.

Les programmes d'Open Innovation à travers Blue Orange, le fonds d'investissement SUEZ Environnement, et les tests technologiques ont permis d'évaluer près de 500 technologies et de réaliser près de 40 développements.

- **Cylergie**, Centre de Recherche de Cofely, GIE de la Branche Energie Services, est basé près de Lyon. Ses compétences sont utilisées par les équipes commerciales et d'exploitation 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, 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 2012 :

- solution d'audit et de simulation numérique des performances multi-énergies de bâtiments tertiaires complexes,
 - offre «qualité de l'air et performance énergétique» pour les piscines,
 - Offre «free cooling» pour les *Data Centers*,
 - solutions simples (*wireless*, clé USB..) de monitoring du confort et de l'efficacité énergétique dans les bâtiments,
 - outil de monitoring des émissions dédié aux grandes installations de combustion biomasse.
- **COFELY INEO**, rattaché à la branche Energie 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 2012 :

- lancement du projet R&D européen *Smart Campus* assurant la mise en œuvre de technologies *Smart Grid* au profit d'un usage d'électro-mobilité,

- participation au lancement de la «*City Protocol Society*» qui réunit des acteurs industriels et des grandes villes internationales pour définir les standards internationaux applicables aux villes numériques (open data, internet des objets, réseaux communicants...).

- **Tractebel Engineering**, de la branche Energie Services, est présent dans 20 pays en Europe, en Amérique Latine, en Asie, au Moyen-Orient et en Afrique et réalise des projets dans 110 pays dans le monde. Son activité de R&D couvre les domaines : énergie durable, énergie nucléaire et réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Quelques réalisations marquantes en 2012 :

- présentation des résultats du consortium PEGASE à la Commission européenne. Le projet a conçu une nouvelle génération d'outils pour simuler le réseau européen de transport d'électricité intégrant les énergies renouvelables,
 - participation au projet de l'OCDE pour la validation expérimentale de l'utilisation des codes hydrauliques dans le domaine des scénarios d'accidents.
- **La BU Exploration & Production**, 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 PROPRIETE INTELLECTUELLE

1.5.3.1 Brevets

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.

1.5.3.2 Marques

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. GDF SUEZ est titulaire de nombreuses autres marques déposées à l'échelle internationale, dont notamment les marques liées à l'activité propre aux différentes filiales.

Facteurs de risque

	Pages		Pages
2.1	PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES	63	
2.1.1	Rôle du Comité d'Audit	63	
2.1.2	Politique de management global des risques	63	
2.1.3	Gestion de crise	63	
2.1.4	Couverture des risques et assurances	64	
2.2	RISQUES LIÉS À L'ENVIRONNEMENT EXTERNE	65	
2.2.1	Environnement économique	65	
2.2.2	Environnement concurrentiel	65	
2.2.3	Environnement réglementaire et politique	66	
2.2.4	Impact du climat	68	
2.2.5	Risque de réputation	68	
2.3	RISQUES OPERATIONNELS	69	
2.3.1	Achats – ventes	69	
2.3.2	Développement et croissance	70	
2.3.3	Risques juridiques	71	
2.3.4	Risques éthiques	71	
2.3.5	Risques liés aux ressources humaines	71	
2.3.6	Risques liés à la santé, la sécurité, la sûreté et la protection du patrimoine	72	
2.3.7	Risques liés aux systèmes d'information	72	
2.4	RISQUES INDUSTRIELS	73	
2.4.1	Accident industriel	73	
2.4.2	Pollution du milieu environnant	73	
2.4.3	Sites Seveso ou équivalents	74	
2.4.4	Centrales nucléaires en Belgique	74	
2.4.5	Exploration-production d'hydrocarbures	75	
2.5	RISQUES FINANCIERS	75	
2.5.1	Risque de marché sur matières premières	75	
2.5.2	Risque de contrepartie	76	
2.5.3	Risque de change	76	
2.5.4	Risque de taux d'intérêt	76	
2.5.5	Risque de liquidité	77	
2.5.6	Risque de dépréciation	77	
2.5.7	Risque sur actions	77	
2.5.8	Risque fiscal	77	
2.5.9	Risque sur le financement des pensions de retraite	78	

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 et de l'environnement, 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*), 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 ROLE DU COMITE D'AUDIT

La politique de management global des risques a été validée en Comité Exécutif et présentée au Comité d'Audit du Conseil d'Administration. Le Comité d'Audit examine la revue des risques au moins une fois par an. A 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 ainsi qu'à d'autres risques stratégiques et

opérationnels. Le Conseil d'Administration peut ainsi exercer sa mission de suivi de l'efficacité des systèmes de gestion des risques et de contrôle interne 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.

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 ; il anime le réseau des *Risk Officers* et le Comité *Enterprise Risk Management* (ERM) du Groupe qui assure un rôle de coordination et d'expertise. Le Contrôle Interne, en lien avec le

Risk Management, identifie les contrôles du programme INCOME qui participent à la maîtrise de certains risques.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques en Comité Exécutif : 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.

Les principaux facteurs de risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits au présent Chapitre.

2.1.3 GESTION DE CRISE

GDF SUEZ peut avoir à faire face à des situations de crise. Ses activités économiques et industrielles, sa responsabilité sociale, très visibles, le mettent sur la scène médiatique. Lorsqu'un événement marquant se produit dans les domaines de l'énergie et de l'environnement, GDF SUEZ est régulièrement interrogé.

Pour faire face à ces circonstances souvent imprévisibles ou inattendues, le Groupe a mis en place une organisation de gestion de crise et de communication de crise. Cette politique précise les principes généraux de fonctionnement, ainsi que les rôles des

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

Le Groupe s'est doté d'un dispositif d'alerte appelé «permanence de direction» qui permet notamment de mobiliser les ressources indispensables à la gestion de crise, le pilotage opérationnel restant du ressort de l'entité concernée. Ainsi, le Groupe peut activer un dispositif de veille renforcée ou de cellule de crise selon la nature et la gravité des événements.

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 :

- ▶ le transfert des risques d'intensité s'opère autant que possible sur le marché de l'assurance : franchises optimisées selon la nature de risque et le coût de transfert ;
- ▶ 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 2012 du Groupe.

Les volumes annuels de primes (TTC) de l'exercice 2012 relatifs aux principaux programmes de transfert de risques mis en place par le Groupe dans les domaines (A) de la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes d'exploitation) et (B) de recours de tiers (responsabilité civile) s'élèvent respectivement pour (A) à environ 0,23% et pour (B) à environ 0,06% du chiffre d'affaires 2012 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 branches comme SUEZ Environnement ou 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 européens.

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 Etats 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.

2.1.4.3 Dommages matériels

Les branches du Groupe bénéficient d'assurances de dommages couvrant les installations qu'elles possèdent en propre, qui leur sont louées ou confiées. Toutefois, les canalisations des réseaux de transport et de distribution sont généralement exclues de cette garantie. 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 sur la base de scénarii majeurs estimés selon les règles du marché des assurances.

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 40 millions d'euros par expédition.

Des assurances maritimes couvrent la responsabilité en tant qu'armateur (limitée à 6 milliards de dollars US sauf en risque de guerre plafonnée à 500 millions de dollars US et de pollution plafonnée à 1 milliard de dollars US) ou affréteur (limitée à 750 millions de dollars US). Les dommages aux navires sont couverts à concurrence de leur valeur agréée.

2.1.4.5 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 LIES A L'ENVIRONNEMENT EXTERNE

2.2.1 ENVIRONNEMENT ECONOMIQUE

L'année 2012 a été marquée par une aggravation de la crise européenne, alors que les Etats-Unis ont montré une reprise hésitante. L'économie des pays émergents a continué à progresser, cependant leur niveau de croissance dépend des autres zones économiques. De par ses métiers, le Groupe est sensible à ces facteurs conjoncturels dont les impacts potentiels sont décrits ci-après.

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 de GDF SUEZ»).

2.2.1.1 Exposition du Groupe aux cycles économiques

Un ralentissement prolongé d'activité chez les grands clients du Groupe peut conduire à une baisse de la demande en énergie, eau, déchets et services associés, affectant les volumes d'affaires et les marges du Groupe. 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.

La grande diversité géographique et de secteurs du Groupe constitue une protection partielle vis-à-vis de ce risque.

2.2.1.2 Exposition du Groupe aux changements des modes de consommation

De multiples facteurs sociétaux, réglementaires et technologiques se conjuguent pour freiner le développement des consommations en électricité, gaz et eau ainsi que la production des déchets. En Europe, on constate une décroissance des volumes d'activité dans les secteurs du gaz naturel, liée entre autres à l'amélioration de la performance énergétique et environnementale des *process* industriels et du bâtiment (neuf et existant), à l'attitude éco-responsable des consommateurs et à l'image du gaz associée à celle d'une énergie fossile émettrice de CO₂. Dans les métiers de l'environnement, on retrouve les mêmes tendances à la baisse des volumes d'activité dans les secteurs de l'eau et de la propreté.

Face à ces risques, des dispositifs de veille sont mis en place et les modèles d'affaires adaptés le cas échéant.

2.2.1.3 Exposition du Groupe aux changements des modes de production

La volonté de réduire les 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 entraînent une incertitude quant aux choix technologiques pertinents pour le futur (gaz, énergies renouvelables, nucléaire, charbon...). Une anticipation erronée de ces évolutions du *mix* énergétique pourrait conduire à des choix d'investissement inadaptés et obérer la rentabilité future du Groupe.

La diversité et l'équilibre du portefeuille d'actifs et de clients du Groupe ainsi que le niveau modéré d'émission de CO₂ de son parc sont de nature à limiter son exposition à ce risque.

2.2.2 ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL

Dans ses divers métiers, le Groupe fait face à une augmentation de la pression concurrentielle, tant de la part de grands acteurs internationaux que d'acteurs émergents, privés ou publics. Le ralentissement économique durable accentue encore ce risque. Le Groupe rationalise son fonctionnement et ses *process* pour adapter sa structure de coûts.

2.2.2.1 Concurrence dans les activités de l'énergie

La dérégulation des marchés de l'électricité et du gaz tant en Europe qu'aux Etats-Unis a favorisé l'apparition de nouveaux concurrents et renforcé la volatilité des prix de marché.

Dans les métiers du gaz, certains grands producteurs s'intéressent à l'aval de la chaîne de valeur et concurrencent directement les sociétés de commercialisation établies, dont celles du Groupe. L'augmentation de la pression concurrentielle pourrait avoir un impact négatif significatif sur les prix de vente, les marges et les parts de marché des entreprises du Groupe.

Par ailleurs, on constate en Europe un écart durable entre les prix du gaz sur le marché et ceux des contrats long terme indexés en majorité sur les prix des produits pétroliers (voir Section 2.3.1.1 «Contrats à long terme d'approvisionnement en gaz»).

2.2.2.2 Concurrence dans les activités de l'environnement

Les activités du Groupe dans les domaines de l'environnement (eau et propreté) sont également sujettes à une forte pression concurrentielle de la part d'opérateurs locaux et internationaux, avec des tensions sur les prix de vente et un risque de non-renouvellement de grands contrats. Le marché de la propreté, et notamment du recyclage, se consolide dans le nord de l'Europe et en Australie. Certaines formes de concurrence se renforcent dans le secteur de l'eau : positionnement de groupes équipementiers, remunicipalisation des services par les collectivités locales.

Face à ce risque, le Groupe peut faire valoir qu'il est l'un des seuls prestataires globaux de services de gestion environnementale à l'échelle mondiale. Le Groupe montre également sa capacité d'innovation, de développement du savoir-faire et d'amélioration continue de la performance opérationnelle (détection des fuites des réseaux, optimisation des flux de déchets, consommation énergétique,...).

2.2.2.3 Concurrence dans les activités de développement

La croissance du Groupe repose en partie sur le développement ou l'acquisition de nouvelles infrastructures de production d'énergie. Cette activité fait l'objet d'une concurrence à l'échelle mondiale, avec un nombre limité d'acteurs aptes à répondre au développement d'infrastructures et d'outils de production. Une concurrence intensifiée peut renchérir le coût d'acquisition ou de développement de certains actifs. Dans le cas où elle conduit à augmenter excessivement les capacités de production dans un marché donné, la concurrence peut créer des tensions à la baisse sur les prix et dégrader le positionnement des actifs existants.

2.2.3 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.

2.2.3.1 Législation environnementale, sociétale et sociale

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 le 25 octobre 2012, pourrait impliquer des risques volumes pour le Groupe, tout en ouvrant de nouvelles perspectives pour les activités du Groupe liées à l'efficacité énergétique.
- La Commission, partant du constat d'un marché *European Trading Scheme* (ETS) déprimé et n'incitant pas aux investissements dans des technologies bas carbone, a proposé en novembre 2012 plusieurs initiatives : 1) une mesure de court terme, appelée *backload*, consistant à repousser de 2013-2015 à 2019-2020 la mise aux enchères de 900 millions de quotas, 2) des mesures plus structurelles pour renforcer le marché (six options très différentes sont envisagées et font l'objet d'une consultation). Ces dispositions ont pour objectif de relever le prix du CO₂.
- La feuille de route pour une énergie bas carbone à horizon 2050 publiée en décembre 2011, comme la Communication du 6 juin 2012 sur la stratégie en matière d'énergies renouvelables, prévoient différents scénarios de développement des ENR et de réduction du

CO₂. Ces projections pourraient orienter de manière significative, voire fondamentale, la législation communautaire durant les prochaines années.

- En France, l'adoption des lois « Grenelle 2 » a introduit 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⁾... Dans le même temps, les énergéticiens sont soumis à des obligations renforcées en matière de Certificats d'Economie d'Energie (CEE) et sont mis à contribution par l'Etat pour participer de façon significative au financement de mesures d'accompagnement social (précarité énergétique).

Une modification ou un renforcement du dispositif réglementaire peut entraîner des coûts d'investissement ou d'exploitation supplémentaires pour le Groupe qui pourrait être conduit à cesser l'exercice d'une activité sans l'assurance de pouvoir compenser le coût lié à cette cessation.

Le Groupe s'attache à limiter les risques « carbone » par un mix de production diversifié et peu carboné. Ainsi, le Groupe renforce sa présence sur les marchés des énergies renouvelables et du gaz naturel. En complément, il promeut la valorisation énergétique des déchets : récupération du biogaz sur les sites de stockage des déchets, utilisation de l'énergie produite par l'incinération, traitement des boues d'épuration par digestion.

Au-delà des précautions contractuelles, le Groupe s'efforce de limiter l'ensemble de ces risques notamment dans le cadre d'une politique environnementale active (voir Section 3.3 « Informations environnementales ») et par la gestion d'un programme d'assurance étendu (voir Section 2.1.4 « Couverture des risques et assurances »).

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

2.2.3.2 Réglementation sectorielle

Dans certains Etats et au niveau européen, 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 ou encore par la volonté de remunicipalisation des services collectifs. Le déficit budgétaire et le niveau d'endettement élevés des Etats contribuent à accroître ce risque.

Certains projets d'évolutions réglementaires ou certaines situations 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 des mesures techniques d'application (en particulier, l'élaboration de certains codes de réseaux, allant au-delà de dispositions purement techniques) pourrait avoir des conséquences défavorables pour le Groupe en termes de visibilité à long terme pour nos investissements ;
- ▶ la Commission européenne a publié, en décembre 2011, une proposition de Directive sur les concessions en vue de les ouvrir à la concurrence. Pour le Groupe, les activités concessives éventuellement concernées sont la distribution de gaz, la production d'hydroélectricité, la distribution de chaleur, d'eau potable et la collecte des ordures ménagères. Les concessions de distribution de gaz attribuées à GrDF et relevant du monopole légal pourraient être exclues du champ d'application de la Directive ;
- ▶ une consultation européenne a eu lieu, jusqu'en février 2013, sur la rémunération des capacités de production électrique. GDF SUEZ soutient le développement d'un mécanisme harmonisé au niveau européen qui contribuerait à la sécurité du système électrique ;
- ▶ le 17 novembre 2010, la Commission européenne a adopté un paquet législatif en matière d'infrastructures énergétiques nécessaires en Europe d'ici 2020 et au-delà. Dans ce cadre, GDF SUEZ a proposé un certain nombre de projets susceptibles de bénéficier de financements (subventions directes ou financements innovants) et de procédures d'autorisation facilitées ;
- ▶ en France, le prix de l'ARENH ⁽¹⁾ est fixé à 42 €/MWh en 2012. Le développement d'un marché réellement concurrentiel dépendra des évolutions progressives des tarifs et du prix de l'ARENH jusqu'en 2015 ;
- ▶ aux Etats-Unis, l'évolution de la régulation du marché de l'électricité (principalement au Texas) pourrait engendrer une incertitude sur les résultats du Groupe dans cette zone.

Le Groupe, par sa présence auprès des institutions communautaires et des Etats, 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, certains risques sont évoqués au Chapitre 1, au travers de la description du cadre législatif et réglementaire dans lequel opèrent les différentes entités :

- ▶ 1.3.1.6 «Description des activités» pour la branche Energie Europe (éléments de contexte donnés par pays) ;
- ▶ 1.3.2.6 «Description des activités» pour la branche Energy International (éléments de contexte donnés par pays) ;
- ▶ 1.3.3.6 «GDF SUEZ E&P» pour le cadre juridique des activités d'exploration-production ;
- ▶ 1.3.4.5 «Un environnement législatif et réglementaire spécifique» pour la branche Infrastructures, ainsi que des éléments de contexte réglementaire présentés par activité : 1.3.4.7 pour les activités de stockage ; 1.3.4.8 pour les activités des terminaux méthaniers ; 1.3.4.9 pour les activités de distribution ; 1.3.4.10 pour les activités de transport ;
- ▶ 1.3.5.7 «Environnement réglementaire» pour la branche Energie Services.

2.2.3.3 Prix régulés, administrés ou réglementés

En France, une partie des ventes d'énergie du Groupe est réalisée dans le cadre de tarifs administrés qui font l'objet d'une réglementation. 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, ou de répercussion partielle des coûts dans les tarifs d'accès aux infrastructures gazières.

Pour le gaz, le Contrat de service public signé le 23 décembre 2009 en France définit le cadre global de fixation et d'évolution des tarifs en application de la loi 2003-8 du 3 janvier 2003 et du décret 2009-1603 du 18 décembre 2009, pendant la période 2010-2013. Le Gouvernement a suspendu, à plusieurs reprises en 2011 et 2012, l'application de la formule tarifaire (représentant les coûts d'approvisionnement notamment) en gelant ou limitant les hausses tarifaires pour les particuliers (blocage partiel des tarifs en juillet 2011, hausse limitée à 2% en juillet et octobre 2012). Le 30 janvier 2013, le Conseil d'Etat a annulé les différents arrêtés et a demandé au Gouvernement d'adopter de nouveaux arrêtés conformes aux règles applicables et couvrant les coûts supportés par GDF SUEZ. Par ailleurs, le nouveau cadre tarifaire, mis en place début 2013, devrait permettre de lisser les évolutions tarifaires et de diminuer les risques de hausse insuffisante des tarifs. Le Groupe reste vigilant sur 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, la Slovaquie, le Brésil et le Mexique, pour les activités de distribution et de vente d'énergie.

(1) L'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) est un droit pour les fournisseurs d'acheter de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

2.2.3.4 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. L'évolution défavorable de ces conditions pourrait conduire au refus ou au retardement des permis et autorisations, et avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe, sa situation financière, ses résultats et ses perspectives de développement.

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»).

2.2.3.5 Risque pays

Bien que les activités du Groupe soient concentrées principalement en Europe et en Amérique du Nord, qui ont représenté ensemble environ 85% du chiffre d'affaires consolidé (par pays de destination) en 2012, le Groupe se développe également dans les pays à forte croissance comme le Brésil, le Chili, la Thaïlande et le Pérou. 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. Les activités du Groupe dans ces pays, mais aussi dans certains pays de l'OCDE, tels que la France, la Belgique, l'Espagne ou les États-Unis, comportent un certain nombre de risques potentiels, politiques, économiques, réglementaires et financiers. Le Groupe pourrait être dans l'incapacité de défendre ses droits devant les tribunaux locaux en cas de conflit avec les gouvernements ou 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 émergents 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.

2.2.4 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, avec cependant un impact limité sur les infrastructures régulées.

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 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 au mieux ses coûts de production et de *sourcing* (voir Section 2.3.1 «Achats-ventes»).

2.2.5 RISQUE DE REPUTATION

Le Groupe exerce ses activités, dans le cadre décrit en 2.2 «Risques liés à l'environnement externe».

Il est exposé au risque de réputation notamment lorsque sont mises en défaut les valeurs ou l'excellence opérationnelle du Groupe, ou lorsque sa légitimité d'opérateur d'*utility* est mise en cause.

Par ses politiques, son organisation, ses procédures et sa gouvernance, le Groupe met tout en œuvre pour prévenir les risques opérationnels (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 OPERATIONNELS

2.3.1 ACHATS – VENTES

2.3.1.1 Contrats à long terme d'approvisionnement en gaz

Le Groupe a constitué un portefeuille composé en grande partie de contrats *take-or-pay* long terme, par lesquels le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur moyennant un engagement de ce dernier de payer des quantités minimales qu'il en prenne livraison ou non. Ces clauses sont toutefois assorties de mesures de flexibilité (voir Section 1.3.1.6.1 «Central Western Europe»).

Les prix des contrats d'achat à long terme sont en majorité indexés sur des indices de prix de produits pétroliers. Or, avec l'émergence des places de marché du gaz, les prix du gaz de court terme ont évolué indépendamment des prix du pétrole.

Les négociations menées ces dernières années ont permis d'intégrer des indices marchés dans les contrats de 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. Cependant, une situation, où le prix du gaz sur les marchés resterait durablement plus bas que le prix des contrats indexés pétrole, pourrait avoir un impact significatif sur le résultat du Groupe si le processus de négociation des contrats de long terme ne permettait pas un rééquilibrage satisfaisant.

2.3.1.2 Prix de l'électricité

Le Groupe est principalement producteur d'électricité, mais peut devoir en acheter sur les marchés pour compléter ponctuellement ses ressources nécessaires à la livraison de ses clients. Les décisions récentes de certains Etats d'arrêter certaines centrales nucléaires immédiatement ou à terme, et les débats dans d'autres Etats quant à la réduction de la part de production d'électricité d'origine nucléaire dans leur *mix* énergétique, peuvent conduire à une volatilité des prix de l'électricité pouvant avoir des impacts sur les résultats du Groupe.

2.3.1.3 Risque de défaillance fournisseur

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.

De même, les sociétés du Groupe peuvent dépendre pour la gestion de centrales thermiques, d'usines de traitement des eaux ou d'unités de traitement des déchets, d'un nombre restreint de fournisseurs pour leur approvisionnement en combustibles divers, en matériaux et en équipements.

Toute interruption de fourniture, tout retard d'approvisionnement ou tout non-respect de la garantie de performance technique d'un équipement sont de nature à nuire à la rentabilité d'un projet malgré les dispositifs de protection contractuelle mis en place.

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 critiques est renforcé et des solutions alternatives sont identifiées.

2.3.1.4 Ventes

Qu'il s'agisse du domaine de l'énergie ou de l'environnement, certaines filiales du Groupe sont engagées dans des contrats, souvent de longue durée, notamment avec les collectivités publiques, dont l'exécution peut dépendre de quelques clients, voire 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 significatif sur la situation financière et le résultat du Groupe.

Les principaux risques portant sur les ventes régulées sont mentionnés en Sections 2.2.3.2 «Réglementation sectorielle» et 2.2.3.3 «Prix régulés, administrés ou réglementés».

2.3.1.5 Risques opérationnels liés aux achats-ventes d'énergie

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».

2.3.2 DEVELOPPEMENT ET CROISSANCE

2.3.2.1 Risques sur opérations de croissance externe

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.

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, des barrages ou des infrastructures de traitement de déchets et de dessalement d'eau de mer. 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 chacune des parties au projet, 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 ou entraîner une perte de revenus et une dépréciation d'actifs.

Le Groupe a mis en place un suivi opérationnel des projets et un pilotage du portefeuille de projets au niveau Groupe qui fournissent les alertes nécessaires à la mise en œuvre des actions correctives.

2.3.2.3 Risque sur le développement nucléaire

Depuis l'accident de Fukushima et l'aggravation de la crise économique, la position du nucléaire dans le *mix* énergétique mondial est à nouveau en discussion.

Après la décision politique allemande de fermer huit réacteurs et de mettre fin au nucléaire d'ici 2022, l'Italie a renoncé à ses plans de développement alors que, par exemple, la Finlande ou la République Tchèque les poursuivent. La Grande-Bretagne (où le Groupe a un projet) et la Pologne (où le Groupe étudie la possibilité d'être actif) ont également confirmé leur intention de développer cette énergie. En Belgique, l'accord du 22 octobre 2009 entre GDF SUEZ et le gouvernement belge a été remis en cause. Le Conseil des ministres a décidé, le 4 juillet 2012, la fermeture de Doel 1 et 2 en 2015, en ligne avec la loi de 2003. En revanche, il a décidé, en exception à cette loi, la prolongation de 10 ans au-delà de 2015 de Tihange 1 (voir Section 1.3.1 «Branche Energie Europe», Section 2.4.4 «Centrales nucléaires en Belgique» et Note 10.3.1 du Chapitre 6.2 «Comptes consolidés»).

Une certaine hésitation est perceptible dans d'autres pays, qui ont gelé ou reporté des projets en cours de développement.

Hors Europe, certains pays dotés de l'énergie nucléaire (Chine, Inde, Brésil, etc.) adoptent une stratégie de développement active. D'autres, candidats à l'entrée dans l'électronucléaire (Turquie, Arabie Saoudite, Thaïlande, etc.) témoignent d'une réelle volonté de lancer un programme nucléaire.

Quel que soit le déploiement en termes de nouveaux projets nucléaires pour le Groupe, il existe des enjeux importants de gestion des ressources humaines au sein de cette filière. Il est crucial d'agir 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.

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. 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.

2.3.2.5 Risques liés aux activités de conception et de construction

Dans les domaines de l'énergie, des services et de l'environnement, le Groupe intervient pour certains projets aux stades de la conception et de la construction d'installations, notamment au travers de filiales spécialisées telles que Tractebel Engineering et Degrémont. Bien que ces projets fassent toujours l'objet d'études poussées et que le Groupe bénéficie d'une expertise reconnue, il ne peut être exclu que les délais de construction ne soient pas respectés et qu'en conséquence le Groupe se voit imposer 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, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son image, sa situation financière, ses résultats et ses perspectives.

Les activités de conception, achat des matériels et construction sont en grande partie sous-traitées auprès de fournisseurs de dimension mondiale ou régionale, au travers de contrats permettant de bénéficier, au moins partiellement, d'indemnisations 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.

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 27 du Chapitre 6.2. «Comptes consolidés». A 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 ETHIQUES

Tout manquement aux principes éthiques du Groupe pourrait l'exposer à un risque éthique. Les risques éthiques sont identifiés et analysés annuellement par la Direction Ethique & Compliance dans le cadre de la revue des risques Groupe. Le résultat de cette analyse

et le plan d'action correspondant sont présentés au Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration.

2.3.5 RISQUES LIES AUX RESSOURCES HUMAINES

2.3.5.1 Compétences

Le Groupe exerce ses activités via une large palette de métiers qui mobilisent des compétences variées sur une grande partie des régions du monde. La croissance internationale du Groupe exige de nouveaux savoir-faire et la mobilité de certains collaborateurs. Parallèlement, le vieillissement démographique affecte le Groupe, et plus particulièrement 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

L'évolution du Groupe et les changements organisationnels fréquents peuvent conduire à ce que la concertation et la négociation ne jouent plus leurs rôles de régulation des relations sociales. En cas de blocage des processus de négociation, le climat social de l'Entreprise pourrait se détériorer, entraîner démotivation et perte de confiance des salariés et affecter l'image externe et interne du Groupe.

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.

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 à faire face à une complexité croissante de leur mission dans un environnement social et économique sous tension, le Groupe investit dans la promotion de comportements managériaux soucieux du développement des collaborateurs, en s'appuyant notamment sur le déploiement du «GDF SUEZ Management Way» (voir Section 3.2 «Informations sociales»). 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 fluidification de la 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 LIES A LA SANTE, LA SECURITE, LA SURETE ET LA PROTECTION DU PATRIMOINE

2.3.6.1 Santé et sécurité au travail

Le Groupe affiche la ferme ambition de réduire les accidents du travail permettant ainsi de confirmer la tendance à la diminution de l'accidentologie, observée dans les statistiques ces dernières années. Un plan d'action 2010-2012 avec des perspectives jusqu'en 2015 a ainsi été établi. Des règles concernant les travailleurs intérimaires, la gestion des sous-traitants, 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. Toutefois, 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 la plupart des accidents du travail mortels qui se sont produits par le passé.

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 la 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'Etat 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 s'est doté d'une politique de protection des patrimoines matériel et immatériel. Cette politique demande aux entités de mettre en œuvre des solutions éprouvées de réduction des risques intégrant les domaines techniques (dont informatique), juridiques, managériaux et organisationnels. Concernant le patrimoine matériel, les sites sensibles font l'objet de mesures de protection vis-à-vis d'éventuelles malveillances, en fonction des spécificités du site. 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 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 la protection du patrimoine immatériel.

2.3.7 RISQUES LIES AUX SYSTEMES 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.

Les activités et processus du Groupe sont de plus en plus dépendants des Systèmes d'Information. Leurs défaillances pourraient conduire

à des pertes ou fuites d'information, des retards, des surcoûts représentant un risque pour la stratégie du Groupe, ou d'atteinte à son image.

En lien avec la politique de contrôle interne du Groupe et sa politique de sûreté, ces risques font l'objet de mesures de sécurité fonctionnelles, techniques et juridiques pertinentes, et de contrôles de la mise en œuvre des plans d'actions.

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, mettant 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.

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'installations de cogénération ou de services à l'énergie, d'incinérateurs de déchets, de réseaux d'eau et d'installations d'assainissement, ou 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 ont été introduits dans le programme de contrôle interne du Groupe.

Un plan d'action particulier concernant la protection des systèmes de contrôle industriel, liés aux *process* industriels, est en cours de mise en œuvre. Il vise à prévenir tout risque d'accident lié à leur défaillance.

Ces risques sont pour la plupart d'entre eux couverts par des polices d'assurances, notamment de responsabilité civile du Groupe, mais ils le sont dans certaines limites qui pourraient, en cas de sinistre majeur, s'avérer insuffisantes pour couvrir l'intégralité des dommages, les pertes de chiffre d'affaires 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 ou décharges. En 2012, le Groupe a réalisé une cartographie des impacts et risques environnementaux, ainsi que des risques sanitaires.

2.4.3 SITES SEVESO OU EQUIVALENTS

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, centres de traitement de déchets dangereux. 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 96/82/CE⁽¹⁾ dite «Seveso II». 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 NUCLEAIRES 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 ces sites, depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, n'aient jamais connu d'incidents majeurs de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement, ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile 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 à son rôle, 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, de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA) ou de l'autorité de sûreté nucléaire. La centrale de Doel a fait l'objet d'un audit de l'AIEA en mars 2010 avec un excellent résultat ; l'audit de suivi réalisé début mars 2012 a évalué positivement le niveau de mise en œuvre des recommandations et la réalisation des actions correctives. Cette revue, réalisée par un organisme international indépendant, confirme la maturité de la sûreté nucléaire ainsi que 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.

GDF SUEZ a toujours veillé à accroître le niveau de sûreté de ses centrales en tenant compte des événements survenus dans les installations en exploitation dans le monde. 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. Pour le Groupe, le projet *Belgian Stress Test* (BEST) consiste en une réévaluation ciblée

des marges de sûreté des centrales nucléaires belges, en prenant en compte des phénomènes naturels extrêmes (tels que le séisme et l'inondation) et des agressions d'origine humaine (comme la chute d'avion, les actes terroristes et les cyber attaques). L'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire en Belgique a confirmé dans son rapport du 8 novembre 2011 qu'Electabel s'était conformé aux spécifications des *stress tests* et que le niveau de sûreté était suffisant. Son rapport final publié fin 2011 impose néanmoins de renforcer certaines mesures de sûreté pour prendre en compte des catastrophes naturelles plus sévères. Le 4 octobre 2012, la Commission européenne a publié un rapport indépendant⁽²⁾ sur le résultat des tests de résistance européens. Le Groupe occupe dans ce rapport une des premières places avec quatre bonnes pratiques identifiées par réacteur (pour un maximum de cinq) et un à deux points d'attention (pour un maximum de 11). 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, une des sept unités du Groupe. Des examens identiques, pratiqués en septembre 2012 sur la cuve du réacteur de Tihange 2, de même conception, ont révélé des indications semblables à celles de Doel 3. Les dossiers de justifications ont été communiqués aux autorités en décembre 2012. A ce stade, l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) belge ne voit pas d'éléments qui indiquent que les centrales doivent être mises à l'arrêt définitif. Cependant, l'agence a demandé des éléments complémentaires à l'exploitant avant de pouvoir prononcer une recommandation d'autorisation d'un éventuel redémarrage. C'est une fois qu'elle disposera de toutes les données qu'elle pourra statuer sur le redémarrage de ces deux unités. Dans l'attente, les deux unités nucléaires sont maintenues à l'arrêt. La durée de cet arrêt peut affecter les résultats du Groupe (voir Section 1.3.1 «Branche Energie Europe», Section 2.3.2.3 «Risque sur le développement nucléaire» et Note 10.3.1 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) Technical summary on the implementation of comprehensive risk and safety assessments of nuclear power plants in the European Union.

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). Les autres 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 sont comptabilisés dans ceux de la production d'électricité d'origine nucléaire et provisionnés (voir Note 18.2 du Chapitre 6.2 «Comptes consolidés»).

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'hydrocarbure par un tiers indépendant ;
- ▶ conduit ses activités dans le cadre de consortiums dans lesquels il peut être opérateur ou simplement partenaire. Le Groupe veille à s'associer 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 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

La Section ci-dessous décrit les risques financiers auxquels le Groupe est exposé.

2.5.1 RISQUE DE MARCHE SUR MATIERES PREMIERES

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.

A 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 portefeuille d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, des *EBITDA at Risk*, des ratios de couverture du portefeuille 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).

Compte tenu de l'environnement économique difficile, le Groupe a poursuivi sa diversification en matière de contreparties financières, ce qui lui a permis de réduire son exposition sur certaines banques européennes porteuses éventuelles de dettes souveraines.

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.

Le Groupe conserve sa politique d'investissement avec un objectif de forte liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2012, 95% du cash centralisé était investi en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à cotation journalière) et un suivi quotidien des performances et des risques de contreparties sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate.

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) risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession et (iii) 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 Etats-Unis et sur les actifs considérés en base «dollarisée»), ainsi que sur les participations principalement situées au Brésil et en Norvège.

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 consolidation des comptes fait l'objet d'une stratégie de couverture dynamique visant à protéger la valeur patrimoniale du Groupe en tenant compte du niveau des devises et des différentiels de taux d'intérêt avec l'euro. 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.

Pour une présentation complète des risques de change, voir également la Note 16.1.3 du Chapitre 6.2 «Comptes consolidés».

2.5.4 RISQUE DE TAUX D'INTERET

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 LIQUIDITE

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 dérivés de matières premières.

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 au 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.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, notamment dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de billets de trésorerie en France et de *Commercial Papers* aux Etats-Unis. En cas de dégradation du *rating* par les agences de notation, le coût de financement pourrait être augmenté.

Les excédents de *cash* 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.

2.5.6 RISQUE DE DEPRECIATION

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 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 2012 un ensemble de participations dans des sociétés cotées (voir Note 15.1 au Chapitre 6.2 «Comptes consolidés») dont la valeur fluctue en fonction de la tendance des marchés boursiers mondiaux.

Une variation à la baisse de 10% des cours de bourse des titres cotés aurait un impact d'environ – 131 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.

2.5.8 RISQUE FISCAL

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 27.1 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, les Etats-Unis 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 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

	Pages		Pages
3.1 ETHIQUE ET COMPLIANCE	80	3.3.2 Le management environnemental	98
3.1.1 Politique éthique	80	3.3.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, la responsabilité environnementale	98
3.1.2 Organisation et structures	80	3.3.4 Les actions du Groupe	101
3.1.3 Conformité éthique	80		
3.2 INFORMATIONS SOCIALES	81	3.4 INFORMATIONS SOCIETALES	107
3.2.1 Les politiques de développement des ressources humaines du Groupe	81	3.4.1 Engagements sociétaux et développement socio-économique	107
3.2.2 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	83	3.4.2 L'aide aux clients démunis et la solidarité sur les territoires	108
3.2.3 Relations sociales	85	3.4.3 Achats, sous-traitance et fournisseurs	109
3.2.4 Epargne salariale	86		
3.2.5 Participation des salariés dans le capital – actionnariat salarié	87	3.5 ATTESTATION DE PRESENCE, RAPPORT D'ASSURANCE MODEREE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIETALES ET RAPPORT D'ASSURANCE RAISONNABLE SUR UNE SELECTION D'INFORMATIONS SOCIALES ET ENVIRONNEMENTALES	110
3.2.6 Focus sur GDF SUEZ SA	87		
3.2.7 Politique de santé et sécurité	88		
3.2.8 Données sociales	90		
3.3 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES	97		
3.3.1 Le cadre législatif et réglementaire	97		

3.1 ETHIQUE ET COMPLIANCE

3.1.1 POLITIQUE ETHIQUE

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

- ▶ la Charte éthique qui fixe les principes éthiques et le système de gouvernance de l'éthique ;
- ▶ le guide des pratiques de l'éthique qui détaille les modalités de mise en œuvre ;
- ▶ le référentiel intégrité, mode opératoire 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 à

mettre en œuvre pour lutter contre la fraude et la corruption. Dans ce cadre, le Groupe a adopté en 2012 une politique consultants commerciaux et a finalisé de nouveaux principes de la relation commerciale notamment en matière de cadeaux et invitations, applicables en 2013 ;

- ▶ 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 est en cours d'élaboration.

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.

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, chacun pour ce qui le concerne, 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 Ethique 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 documents éthiques requis et promeut leur mise en œuvre dans le Groupe. La DEC anime un réseau décentralisé de 170 déontologues environ 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 CONFORMITE ETHIQUE

Le management de la conformité éthique implique :

- ▶ 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 14 indicateurs de manière à s'assurer de son effectivité et de son efficacité ;
- ▶ l'accompagnement et la sensibilisation des collaborateurs par des modules de formation : *e-learning* (concurrence, corruption, etc.), éthique des affaires, droits humains ;
- ▶ la formation obligatoire pour les cadres dirigeants à la fraude et corruption ;
- ▶ le *reporting* des dysfonctionnements par un *e-mail* d'alerte professionnelle 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. Les deux dispositifs sont déclarés à la CNIL ;

- ▶ la prise en compte de critères extra-financiers, dont la prévention et 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 qui est 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

Depuis 2011 une nouvelle ambition RH pour le Groupe a été affirmée : «Valoriser et développer le capital humain du Groupe, riche de ses diversités, pour les métiers du Groupe partout dans le monde, en menant une politique ouverte et innovante de ressources humaines, et ainsi créer de la valeur pour chacun, pour l'entreprise et leurs communautés.»

En 2012, des postures RH exigeantes et innovantes ont été élaborées avec, et pour, les partenaires opérationnels du Groupe, afin d'amplifier la culture managériale du Groupe, d'associer les collaborateurs aux résultats et aux objectifs stratégiques à plus long terme, de développer un dialogue social de qualité et une performance RH optimisée et au service des autres.

Dans cette optique, GDF SUEZ déploie la charte du «GDF SUEZ Management Way» auprès de 42 000 managers, afin d'accompagner la transformation du Groupe.

Le «GDF SUEZ Management Way» est un composant essentiel du projet d'entreprise : «Etre utile aux hommes», déployé en 2012 auprès des collaborateurs. Il précise les principes fondamentaux, le code de conduite du management, plaçant l'intérêt collectif au cœur des priorités de chaque manager au quotidien (comptant pour 20% dans la rémunération variable des cadres dirigeants).

Le «GDF SUEZ Management Way» définit trois grands axes :

- «People Leadership» : développer et faire progresser ses 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 DEVELOPPEMENT DES RESSOURCES HUMAINES DU GROUPE

Elles ont pour ambition d'attirer, de fidéliser et de développer tous les salariés du Groupe qui composent son capital humain, atout stratégique majeur. Ces politiques intègrent les principes de la charte «GDF SUEZ Management Way».

«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 des collaborateurs à chaque niveau de l'organisation (manager et responsable RH) et son partage au niveau des équipes de direction. Par la prise en compte de tous les talents et des diversités de ses collaborateurs, le Groupe souhaite favoriser le dynamisme, la motivation et l'innovation nécessaires au développement du Groupe.

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 avec les Branches et les 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.

Cette politique générale fait le lien avec :

- les politiques transverses : «Recruiting for Development», «Mobility for Development», «Management for People», «Learning for Development» et «Coaching & Mentoring for Development» ;

- les programmes dédiés à des populations spécifiques : «Development for Senior Executives», «Leaders for Tomorrow», «Development for Experts» et «Development for Functional Lines».

3.2.1.1 «Recruiting for Development»

Le recrutement est un enjeu stratégique pour positionner le Groupe comme employeur de référence.

Pour y parvenir, quatre grands principes guident nos pratiques de recruteurs :

- 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'efficience, la performance et le professionnalisme.

La mise en œuvre de ces principes au plus près du terrain vise à harmoniser les pratiques, favoriser les échanges et mesurer les progrès accomplis.

En tant qu'employeur, GDF SUEZ a vu ses demandes traitées via «Source-In» (plateforme intégrée de recrutement créée en 2011), augmenter de 18% par rapport à 2011 (avec 746 demandes en France)⁽¹⁾.

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 sur le dernier trimestre 2012.

(1) Une plateforme similaire existe en Belgique.

Le Groupe a continué de s'investir en 2012 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 depuis trois ans avec le «Challenge du Monde des Grandes Ecoles et Universités», événement qui réunit 4 000 étudiants ;
- ▶ les partenariats académiques avec de grandes formations européennes sur une journée de différents programmes (Collège des ingénieurs, COPERNIC, CEMS, TIME, Energy 21st et AtomiCareers in Europe) ;
- ▶ 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⁾ : à fin 2012, 4 772 alternants ont été accueillis dans ses différentes filiales (4,4% de l'effectif France).

3.2.1.2 «Mobility for Development»

Avec un objectif de 10 000 mobilités par an d'ici 2015, et plus de 8 000 déjà réalisées à fin 2012, la politique de mobilité de GDF SUEZ vise à concilier les enjeux business et salariés en permettant de :

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

Afin de développer la mobilité au niveau organisationnel, fonctionnel 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.

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.).

(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.

(3) Think : un lieu de réflexion stratégique (sur les mutations liées aux challenges environnement, économique, technique et social) ; Share : un lieu d'intégration sur la cohésion et la capacité de coopération transverse ; et Grow : un lieu de développement personnel et collectif.

(4) Par exemple, 60 jeunes femmes ont bénéficié en 2012 d'un mentoring mené par un cadre dirigeant, lui-même accompagné dans le cadre de ce programme.

(5) Développement de la posture Business et développement de la capacité de transfert de l'expertise.

3.2.1.3 «Management for People»

Déclinaison du *GDF SUEZ Management Way* dans sa dimension «*People Leadership*», 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 2012, deux tiers des salariés (68,8%) ont bénéficié d'au moins une formation.

La Direction *Learning for Development* a déployé trois canaux pour offrir l'accès à des formations générales et à des formations en management aux collaborateurs :

- ▶ *GDF SUEZ University* pour 42 000 dirigeants, cadres à potentiel et managers avec pour promesse «*Think, Share, Grow Together*»⁽³⁾ : en 2012, *GDF SUEZ University* a étendu son offre et accompagné l'expansion géographique du Groupe en accueillant près de 6 450 managers de 22 pays, lors de 187 sessions (dont 77 à l'international) ;
- ▶ la Filière «*Learning*» dans les branches et les BU invite l'ensemble des acteurs du Groupe à coopérer dans un souci d'optimisation des moyens, de cohérence des programmes, et de diffusion des approches *e-learning* et Web 2.0 ;
- ▶ l'outil «*Synerform*», facilite, en France, 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⁽⁴⁾ ;
- ▶ le développement des Experts, visant leur valorisation et l'amélioration de leur développement récompensé par un trophée du Capital Humain. En 2012, deux formations spécifiques ont été mises en place⁽⁵⁾, ainsi qu'un réseau social de partage des pratiques et des problématiques ;

- le déploiement des «*Development Centers*», outils de développement et de connaissance personnels, au profit de 85 managers en 2012.

Par ailleurs, tout est mis en œuvre pour favoriser la mobilité des dirigeants. 117 cadres dirigeants ont changé notablement de périmètre ou de fonction, en 2012, notamment lors de la création de la branche Energie Europe.

A noter qu'à fin 2012, il y a 750 cadres dirigeants, dont 13% de femmes (pour 11,5% fin 2011). 28% des nouveaux dirigeants nommés en 2012 sont des femmes.

«Leaders for Tomorrow» («LFT»)

Le programme LFT a pour ambition d'anticiper les besoins et de piloter au plus près les talents du Groupe en attirant et fidélisant les collaborateurs ayant un potentiel de futur dirigeant.

Sur 42 000 managers dont 750 senior executives, 2 661 LFT (de 45 nationalités, dans 52 pays) peuvent être considérés potentiellement comme futurs dirigeants, dont 25,5% 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 (pour mieux identifier les parcours professionnels), ou l'organisation de revues de cadres-clés (afin d'identifier les mobilités nécessaires et/ou de mettre au point les parcours de professionnalisation au service du business).

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.

Pour valoriser l'innovation et faire vivre les bonnes idées de la filière RH, la DRH a 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.

Tout au long de 2012, le «travailler ensemble» s'accompagne d'échanges sur les réseaux sociaux internes. 2012 a vu se multiplier les communautés, environ 180, dédiées au partage des pratiques dans différents domaines.

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 (80% de l'effectif du Groupe est couvert par ces réseaux européens).

3.2.2 ENGAGEMENT SOCIAL : DEVELOPPER UNE ENTREPRISE CITOYENNE, DIVERSE ET SOLIDAIRE ⁽¹⁾

Le Groupe mène une politique globale volontariste et ambitieuse en matière de Responsabilité Sociale de l'Entreprise (RSE) depuis de nombreuses années. Cette politique lutte contre les discriminations et promeut 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. Il s'articule autour de quatre engagements pour le Groupe GDF SUEZ : 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.

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 Energie Services. Ces périmètres concernent 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 vue de l'obtention d'une labellisation générale début 2014.

De même, une large campagne de sensibilisation à destination des managers et de la filière RH a été menée courant 2012, accompagnée d'un module d'apprentissage en ligne, afin d'appréhender différentes formes concrètes de discrimination.

Egalité professionnelle et mixité

L'objectif de l'accord Européen sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, signé en juin 2012 (voir Section 3.2.3), est de promouvoir dans la pratique l'égalité des chances et de traitement dans l'ensemble des entités du Groupe, afin de faire évoluer la culture managériale, la culture des organisations syndicales et développer la diversité.

Cet accord prend en compte les objectifs que GDF SUEZ s'est fixés à l'horizon 2015, à savoir :

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

Le réseau WIN (*Women In Networking*) rassemble plus de 900 collaboratrices et propose des échanges réguliers et des réflexions collectives sur les défis professionnels et la stratégie du Groupe. Un premier *WinsDay* a été organisé en juillet 2012.

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

Seniors

Le CSR Europe ⁽¹⁾, dont le Groupe est membre fondateur, a réalisé une étude sur le vieillissement actif dans le cadre de «2012, l'Année Européenne du Vieillissement Actif et de la Solidarité Intergénérationnelle» de l'Union européenne.

Le Groupe a poursuivi en 2012 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 (plus de 5 500 entretiens réalisés en 2011) et le développement des politiques de tutorat/parrainage (objectif 2011 de 3,5% dépassé). En 2011, le taux de recrutement des plus de 50 ans en CDI a atteint 6,1% contre un objectif de 3%. Un livret contenant des exemples de bonnes pratiques est désormais disponible sur l'Intranet du Groupe. Par ailleurs, GDF SUEZ mène conjointement une réflexion sur l'emploi des jeunes et des seniors, et la transmission des savoirs et des compétences au sein de l'entreprise. Un groupe de travail, associant les différentes Branches métiers du Groupe, étudie les différentes options qui peuvent constituer, en France, le futur «Contrat de Génération».

Handicap

Chaque branche, filiale et entité de GDF SUEZ déclinent 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.

Par exemple, GDF SUEZ SA a reçu le 16 février 2012, pour l'opération Handiweek 2011, le Prix Argent dans la catégorie «Communication Responsable» des Grands Prix de la Créativité RH (par les ACCE – Agences Conseil en Communication pour l'Emploi). L'opération Handiweek avait déjà reçu, le grand prix 2011 «Communication et Entreprises».

Le 13 novembre 2012, GDF SUEZ SA a reçu le trophée Entreprises/APF (Association des Paralysés de France) dans la catégorie Emplois Privés pour avoir confié des prestations développant des emplois en nombre au sein de l'APF.

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. En septembre 2012, un réseau identique a vu le jour pour les filiales en Belgique.

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.

GDF SUEZ est partenaire du Belgian Paralympic Committee (BPC) depuis avril 2009, et souhaite poursuivre son action en élargissant cette convention à l'ensemble des athlètes belges avec un handicap.

3.2.2.2 Insertion et Accompagnement vers l'emploi

Grâce à son ancrage territorial et aux liens privilégiés qu'il entretient avec les acteurs sociaux comme les collectivités locales et le milieu associatif notamment, 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

Le Groupe poursuit ses actions en matière d'insertion socioprofessionnelle notamment dans le domaine de 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 2012, de recruter 16 alternants issus de la diversité en Ile-de-France. En Belgique, Fabricom a entamé en 2012 des expériences pilotes d'alternance pour des profils techniques, en collaboration avec des centres de formation techniques officiels. 12 alternants ont ainsi pu être recrutés.

En 2012, GDF SUEZ a poursuivi sa politique d'utilisation de l'alternance comme vecteur d'intégration et d'insertion.

Insertion par le sport et le travail

Dans l'insertion par le sport, la convention-cadre signée par le Groupe en Belgique avec le Belgian Paralympic Committee (BPC) pour la mise à l'emploi d'athlètes paralympiques a permis d'engager 12 d'entre eux principalement chez Electrabel et N-Allo ⁽³⁾.

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. Il s'agit de :

- l'opération «Permis-Sport-Emploi» en partenariat avec le ministère de la Défense, des fédérations sportives ⁽⁴⁾ et les collectivités territoriales qui s'est étendue dans le courant de l'année 2012 à la ville de Metz, concerne actuellement 186 jeunes ;
- le programme «Un but pour l'Emploi» permet, grâce au «Certificat Européen de Compétences Foot et Entreprises» obtenu en octobre 2012, de repérer et valoriser les compétences acquises par de jeunes joueurs dans leur pratique régulière du football et transposer celles-ci au sein de l'entreprise par le biais de stages et/ou de recrutements. En 2012, 122 jeunes ont été ainsi certifiés dans cinq villes de France.

Dans le cadre d'un projet de médiation sociale dans le domaine de la précarité énergétique et hydrique, en partenariat avec FACE, Nes & Cité et l'Agence Gouvernementale du Service Civique, le Groupe se mobilise pour amener à l'employabilité des Volontaires du programme de Service Civique : 12 jeunes de 18 à 25 ans ont pu être accompagnés en 2012 dans la réalisation de leur projet professionnel.

(1) Observatoire européen sur la responsabilité sociétale des entreprises.

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

(3) Centre d'appels d'Electrabel.

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

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⁽¹⁾ est spécialisée dans l'insertion par l'activité économique des publics en difficulté. Elle élabore et met en oeuvre 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.

Depuis plus d'un an, SITA Rebond a renforcé son action en créant autour de certaines de ses unités, des clubs Entreprises, lieux d'échange et de réflexion pour la mise en place d'une politique globale d'insertion favorisant le retour vers l'emploi durable. En 2012, 68% des salariés accompagnés ont retrouvé une solution en terme d'emploi ou de formation, soit 225 personnes.

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⁽²⁾, Paris-Dauphine⁽³⁾. 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», créé en 2012. En Belgique, trois nouveaux partenariats de ce type ont vu le jour en 2012 (5 bourses octroyées).

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 notamment dans les domaines de la stratégie industrielle, économique, financière et sociale de GDF SUEZ.

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.

Composé de 64 membres représentant les 189 000 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 14 membres représentant neuf pays se réunit une fois par mois.

Ce dialogue s'appuie également sur des groupes de travail par métier (Energie, Environnement et Services) ou par thème (notamment pour l'étude approfondie des indicateurs sociaux du *reporting* social Groupe).

En 2012, 3 réunions plénières du CEE se sont tenues, ainsi que 12 réunions du secrétariat du CEE et 7 réunions de groupes de travail métiers.

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 109 000 salariés en France. En 2012, deux 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.

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

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

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

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'Epargne Retraite Collectif (PERCO) et l'évolution du Plan d'Epargne Groupe (PEG) (voir Section 3.2.4.1) ;
- l'emploi et la carrière des seniors (voir Section 3.2.2.1), accord signé par trois organisations syndicales le 8 décembre 2009 ;
- 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 2012, comme en 2011, sur les différents accords signés que ce soit au niveau mondial, européen

ou français, pour mesurer l'application de ces accords au sein du Groupe et faire notamment émerger les bonnes pratiques.

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 2012, deux séminaires ont eu lieu au Brésil et au Chili, ainsi qu'une session de recherche avec l'ANACT (Agence Nationale pour l'Amélioration des Conditions de Travail) et RDS (Réalités du Dialogue Social).

3.2.4 EPARGNE SALARIALE

3.2.4.1 Politique d'épargne salariale Groupe

GDF SUEZ développe les dispositifs d'épargne salariale pour ses salariés.

Plans Epargne

En France : depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe GDF SUEZ en France ⁽¹⁾ peuvent accéder à un dispositif de Plan d'Epargne 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 Epargne 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'Epargne 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.

3.2.5 PARTICIPATION DES SALAIRES DANS LE CAPITAL – ACTIONNARIAT SALARIE

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.

Au total, à fin 2012, les salariés auront ainsi reçu gratuitement près de 21 millions d'actions depuis le premier plan en 2007.

A fin 2012, les salariés détenaient 2,26% du capital, dont 1,81% 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.

Un cinquième plan d'attribution gratuite d'actions en 2012

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a décidé de mettre en place le 30 octobre 2012 un plan mondial d'attribution gratuite d'actions. L'attribution effectuée représente environ 6 millions d'actions GDF SUEZ, soit 0,25% du capital de la Société au jour de l'attribution, conformément à l'autorisation donnée par l'Assemblée

Générale Mixte du 23 avril 2012 dans sa 22^e résolution limitant le montant maximum de l'autorisation à 0,5% du capital au jour de la décision d'attribution.

Tous les salariés de GDF SUEZ et de ses filiales (en France et à l'étranger), contrôlées ou consolidées par intégration globale au 30 septembre 2012 hors GRTgaz (en application du Code de l'énergie) et sauf disposition contraire de la réglementation locale, se sont vu attribuer 35 droits à attribution gratuite d'actions, sous condition de présence et à l'issue d'une période d'acquisition variant entre trois et quatre ans selon les pays. Les salariés des services communs aux groupes GDF SUEZ et EDF en France et les salariés du groupe SUEZ Environnement recevront un nombre d'actions inférieur à 35.

Ce plan mondial qui bénéficie à l'ensemble des salariés du Groupe, permet aux sociétés du Groupe en France de se conformer aux obligations de la «prime partage des profits» (loi n° 2011-894 du 28 juillet 2011) due car le dividende relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2011 était en augmentation par rapport à la moyenne des dividendes des exercices 2009 et 2010.

Ainsi GDF SUEZ veille à ce que les résultats financiers du Groupe soient partagés entre tous les salariés du Groupe, quels que soient leur pays, leur rémunération et leur activité.

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 2012), 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 2012 au titre de l'intéressement 2011 est de 22,1 millions d'euros et concerne 8 775 salariés (en 2011 au titre de l'intéressement 2010 : 27,4 millions d'euros et 9 895 salariés).

L'accord mettant en place un régime de participation des salariés aux résultats de GDF SUEZ SA a été signé le 26 juin 2009. GDF SUEZ SA est devenue éligible à la participation à compter de l'exercice 2008 suite à l'opération de fusion – absorption de la société SUEZ par la société Gaz de France. L'application de la formule légale de calcul de la participation au titre de l'exercice 2011 conduit à l'absence de versement en 2012.

3.2.7 POLITIQUE DE SANTE ET SECURITE

3.2.7.1 Evolution des résultats

La nette amélioration des résultats de santé et sécurité du personnel du Groupe se poursuit avec les évolutions suivantes :

- ▶ accidents du travail : de 2004 ⁽¹⁾ à 2012, réduction de 40% du taux de gravité (0,62 à 0,37) et du taux de fréquence de près de 60% (de 18,1 à 7,6), performance dépassant l'objectif du Groupe (< à 7,9 fin 2012). Le taux de mortalité par accidents de travail ⁽²⁾ pour les salariés du Groupe s'est également amélioré, passant de 4,3 à 1,5 de 2004 à 2012.
- ▶ accidents mortels de salariés: en nette régression, passant de 14 en 2004 à 5 en 2012 ⁽³⁾;
- ▶ prestataires extérieurs et intérimaires : diminution du nombre de décès par accidents mortels (neuf en 2012 contre 10 en 2010) et baisse des accidents de travail des intérimaires (19,2 en 2010 contre 15,4 en 2012) ;
- ▶ santé : nombre annuel d'heures d'absence maladie par salarié en léger recul (de 65 en 2010 à 63 heures en 2012) ; 106 nouveaux cas de maladies professionnelles (nouvel indicateur en 2012) sur le périmètre France.

Ces progrès résultent d'une amélioration dans l'ensemble des branches. Avec une telle performance, le Groupe occupe en 2011 une position d'excellence parmi ses pairs dans trois de ses métiers : le Service à l'énergie, la génération d'électricité et la production d'eau. Le taux de fréquence atteint par les deux autres métiers du Groupe figure dans la première partie du classement des taux de fréquence des entreprises comparables.

L'évolution des résultats de santé et sécurité est suivie par le Comité Exécutif et le Conseil d'Administration. Elle est relayée dans un courrier trimestriel de la Présidence aux cadres dirigeants, *via* la *newsletter* de la filière et l'intranet du Groupe.

3.2.7.2 Objectifs fixés

Les objectifs de progrès pour la période 2010-2015 portent sur :

- ▶ la réduction de l'accidentologie de travail : taux de fréquence inférieur à six en 2015 et éradication des accidents mortels ayant un lien de causalité avec les activités du Groupe ;
- ▶ l'amélioration de la santé au travail : suppression des produits contenant des agents CMR (Cancérogènes Mutagènes et Reprotoxiques) substituables, diagnostic de la situation, suivi de l'élaboration de plan d'actions dédiés pour les troubles musculo-squelettiques et les risques psychosociaux).

Ils prennent également en compte la formation des managers à la gestion de la santé et sécurité.

3.2.7.3 Actions de progrès engagées

Le plan d'action Santé-Sécurité définit les actions à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs pour la période 2010-2015. Il comporte des actions de consolidation des systèmes de management ainsi que des leviers pour progresser vers une culture proactive et partagée.

Les actions mises en œuvre contribuent à mi-course à une réduction significative de la fréquence des accidents de travail. Toutefois une étude approfondie menée sur les accidents mortels a permis de constater qu'au-delà de la réduction constatée, des actions complémentaires sont nécessaires pour les éradiquer. Sur cette base, un plan spécifique pour l'Eradication Durable des Accidents Mortels («EDAM») a été lancé en 2012.

Ces axes de progrès et leur impact sur les résultats du Groupe en matière de santé et sécurité sont suivis par le Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable et le Comité Directeur Santé-Sécurité (intégrant des représentants du personnel).

Consolidation du dispositif de management

Les exigences santé-sécurité minimales pour les filiales sont fixées dans les Règles Santé-Sécurité Groupe. En 2012 une nouvelle Règle RG09 a été élaborée pour la conduite de projets afin de prévenir le plus en amont possible les dommages corporels (aux employés du Groupe, intérimaires, sous-traitants ou tiers), matériels et environnementaux.

En complément, des guides managériaux ont été mis à disposition notamment dans les domaines de la santé, de la performance opérationnelle et des outils d'évaluation.

Les efforts en matière de formation se sont poursuivis en 2012. 28,4% du nombre total des heures de formation ayant été consacrées à la Qualité, à la Sécurité et à l'Environnement et 1 368 managers formés en matière de gestion de la santé et de la sécurité au sein de GDF SUEZ University.

46 contrôles ont été conduits par la filière santé-sécurité pour vérifier le déploiement des exigences du Groupe au niveau mondial. Des modules de Contrôle Interne (dispositif INCOME) sont déployés pour l'exploitation et la maintenance des sites industriels à risques.

Le plan d'action du Groupe se focalise sur l'implication de ses managers à travers leurs visites de sécurité afin de vérifier sur le terrain l'application et l'intégration des principes fondamentaux. Ce sujet a fait l'objet d'un des quatre points d'attention retenus en 2012 pour les contrôles internes, révélant la modification culturelle du Groupe.

Des autodiagnostic de l'adéquation et de l'efficacité des dispositifs de management ont été réalisés par les comités de direction de filiales et filières du Groupe *via* le dispositif interne ADAM (Assistance et Développement aux Ambitions des Managers), primé par l'European Foundation for Quality Management et par le label «création de valeur» lors des trophées innovation 2012 du Groupe.

(1) Dans la présente Section, tous les chiffres antérieurs à juillet 2008, date de fusion Gaz de France et SUEZ, agrègent les données des deux groupes.

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

(3) Soit une réduction de moitié depuis 2009.

Des revues de direction 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.

Enfin, a minima 10% de la part variable de la rémunération des managers est liée à leur prise en considération de la dimension santé et sécurité au travail.

Retour d'expériences

En 2012, une place importante a notamment été donnée au Retour d'expérience sur des incidents et accidents récents lors du séminaire annuel de sécurité industrielle. D'après un benchmark externe et une étude des accidents mortels survenus dans le Groupe ces trois dernières années, certaines dispositions concrètes, si elles avaient pu être respectées, auraient permis d'éviter la plupart des décès. De ce constat sont issues les «9 Règles Qui Sauvent», dispositif au cœur du Plan EDAM.

Partage des bonnes pratiques

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 ⁽¹⁾.

De plus, le site internet AGORA, nouveau mode d'échange, 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.

Sensibilisation

Reflex, le magazine interne santé et sécurité (édité à 220 000 exemplaires en huit langues), relaie les bons gestes et comportements à adopter au quotidien. Une étude qualitative internationale menée fin 2011 auprès de collaborateurs de toutes les branches a mis en évidence que le magazine était un rendez-vous attendu et apprécié des salariés, jugé accessible et proche du terrain.

En lien avec le plan EDAM, la journée mondiale de santé sécurité au travail a été consacrée en 2012 à la prévention des risques routiers, première cause d'accidents mortels dans le Groupe.

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 et 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 tant au niveau du Groupe, que 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 réunis pour suivre la mise en place des engagements du Groupe ⁽²⁾.

(1) 84 bonnes pratiques présentées par 74 exposants.

(2) Notamment l'accord sur la prévention des risques psychosociaux par l'amélioration de la qualité de la vie au travail, du 18 février 2010.

3.2.8 DONNEES SOCIALES

		Branche Energie Europe					Branche Energy International		
		NRE	GRI	2012	2011	2010	2012	2011	2010
EMPLOI									
Effectif total	■ ■	1	LA1	27 194	27 386	29 104	10 806	10 993	7 536
Répartition par zone géographique	■ ■	1	LA1						
France		1	LA1	12 038	11 450	11 646			
Belgique		1	LA1	6 797	7 088	7 114		112	124
Autre Union européenne		1	LA1	8 359	8 848	10 344	1 117	1 188	374
Autres pays d'Europe		1	LA1						
Total Europe		1	LA1	27 194	27 386	29 104	1 117	1 300	498
Amérique du Nord		1	LA1				2 239	2 406	2 035
Amérique du Sud		1	LA1				3 327	3 324	3 263
Asie – Moyen Orient – Océanie		1	LA1				4 123	3 963	1 740
Afrique		1	LA1						
% de restitution				100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP		1	LA1						
Cadres	■ ■	1	LA1	6 803	6 606	6 597	2 097	2 136	1 338
Non-cadres	■ ■	1	LA1	20 391	20 780	22 507	8 709	8 857	6 198
% Cadres				25,0%	24,1%	22,7%	19,4%	19,4%	17,8%
% Non-cadres				75,0%	75,9%	77,3%	80,6%	80,6%	82,2%
% de restitution				100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par type de contrat		1	LA1						
CDI		1	LA1	94,1%	95,2%	95,0%	97,3%	97,0%	97,2%
Autres		1	LA1	5,9%	4,8%	5,0%	2,7%	3,0%	2,8%
% 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	LA1	2,7%	3,1%	3,8%	3,8%	3,9%	4,0%
25-29 ans		1	LA1	12,1%	13,0%	13,5%	11,5%	11,9%	13,1%
30-34 ans		1	LA1	16,4%	15,8%	15,1%	15,9%	15,9%	18,4%
35-39 ans		1	LA1	15,5%	15,6%	15,0%	16,0%	16,2%	17,6%
40-44 ans		1	LA1	16,0%	16,1%	15,6%	15,2%	14,6%	13,8%
45-49 ans		1	LA1	13,4%	12,8%	13,4%	13,6%	13,3%	12,0%
50-54 ans		1	LA1	12,9%	13,1%	13,9%	10,9%	11,2%	10,1%
55-59 ans		1	LA1	9,3%	9,0%	8,4%	8,2%	8,0%	6,6%
60-64 ans		1	LA1	1,8%	1,5%	1,2%	4,2%	4,2%	3,6%
65 ans et +		1	LA1	0,1%	0,0%	0,0%	0,9%	0,8%	0,8%
% de restitution				100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin	■ ■	3	LA13	8 489	8 563	8 803	1 857	1 883	1 439
% de restitution				100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

* Groupe GDF SUEZ reprend les six branches d'activités ainsi que le Corporate.

■ ■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2012.

Branche Global Gaz et GNL			Branche Infrastructures			Branche Energie Services			Branche Environnement			Groupe GDF SUEZ*		
2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
1 828	1 787	1 847	18 132	17 803	17 500	78 394	77 203	75 872	79 549	80 410	79 554	219 330	218 873	214 808
478	518	518	17 912	17 599	17 436	41 900	41 139	39 473	34 067	34 982	34 792	109 022	108 319	106 603
1 132	1 073	1 144	220	204	64	10 664	10 477	10 426	2 093	2 121	2 092	20 343	20 447	20 409
200	177	167				18 829	19 237	19 809	27 794	28 935	30 104	57 462	59 496	61 843
1 810	1 768	1 829	18 132	17 803	17 500	2 756	2 772	2 797	64 041	66 123	67 069	3 043	3 034	3 045
						74 149	73 625	72 505	87	85	81	189 870	191 296	191 900
						548	355	337	3 367	3 362	3 347	6 154	6 123	5 719
		4				1 329	871	784	268	272	252	4 924	4 467	4 303
18	19	14				2 293	2 296	2 196	5 612	5 459	4 892	12 046	11 737	8 842
						75	56	50	6 261	5 194	3 994	6 336	5 250	4 044
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%
746	783	801	3 885	3 739	3 518	14 940	13 887	13 282	11 261	11 181	10 665	42 239	40 673	38 562
1 082	1 004	1 046	14 247	14 064	13 982	63 454	63 316	62 590	68 288	69 229	68 889	177 091	178 200	176 246
40,8%	43,8%	43,4%	21,4%	21,0%	20,1%	19,1%	18,0%	17,5%	14,2%	13,9%	13,4%	19,3%	18,6%	18,0%
59,2%	56,2%	56,6%	78,6%	79,0%	79,9%	80,9%	82,0%	82,5%	85,8%	86,1%	86,6%	80,7%	81,4%	82,0%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
95,3%	95,3%	94,4%	94,2%	95,1%	95,5%	92,8%	93,0%	93,5%	92,9%	91,4%	91,3%	93,4%	93,1%	93,2%
4,7%	4,7%	5,6%	5,9%	4,9%	4,5%	7,2%	7,0%	6,5%	7,1%	8,6%	8,7%	6,6%	6,9%	6,8%
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%
0,5%	0,5%	0,6%	5,4%	5,1%	4,9%	4,5%	4,5%	4,6%	2,8%	3,0%	3,1%	3,6%	3,7%	3,9%
6,7%	6,8%	7,9%	11,2%	10,3%	9,5%	11,3%	11,6%	11,8%	8,8%	9,1%	9,4%	10,4%	10,7%	11,0%
13,9%	14,7%	13,5%	12,0%	11,4%	11,1%	13,8%	13,4%	13,1%	12,7%	12,7%	12,3%	13,7%	13,5%	13,1%
14,4%	14,7%	14,5%	12,5%	12,7%	12,7%	12,5%	12,8%	13,2%	14,2%	14,6%	15,0%	13,7%	14,0%	14,2%
14,8%	14,3%	13,4%	12,8%	12,5%	12,2%	14,6%	15,0%	15,3%	16,4%	16,3%	16,7%	15,3%	15,4%	15,5%
13,8%	13,0%	13,2%	13,5%	15,1%	16,7%	15,4%	15,2%	15,0%	16,7%	16,8%	16,6%	15,3%	15,3%	15,3%
14,4%	16,0%	18,3%	22,1%	23,8%	24,6%	13,3%	13,4%	13,2%	14,3%	13,9%	13,7%	14,3%	14,4%	14,4%
16,1%	16,0%	14,9%	9,6%	8,5%	7,8%	10,9%	10,6%	10,5%	10,1%	9,9%	9,6%	10,3%	9,9%	9,5%
5,4%	3,9%	3,8%	0,9%	0,7%	0,5%	3,5%	3,2%	3,1%	3,4%	3,2%	3,2%	3,1%	2,9%	2,7%
0,2%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%	0,3%	0,3%	0,6%	0,5%	0,5%	0,4%	0,3%	0,3%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
484	477	480	4 200	4 010	3 835	9 793	9 399	9 086	15 691	15 939	15 450	41 997	41 732	40 578
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%

			Branche Energie Europe			Branche Energy International		
	NRE	GRI	2012	2011	2010	2012	2011	2010
DIVERSITE ET EGALITE DES CHANCES								
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	3	LA13	31,2%	31,3%	30,2%	17,2%	17,1%	19,1%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement	3	LA13	27,9%	26,9%	26,0%	18,5%	19,4%	20,9%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	1	LA1	1,8%	1,7%	1,6%	0,4%	0,4%	0,5%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de salariés handicapés	7		1,2%	1,2%	1,3%	0,4%	0,4%	0,3%
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	1		20,0%	23,3%	18,2%	17,3%	14,1%	20,3%
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	1		5,1%	4,0%	3,3%	8,1%	7,2%	4,7%
MOUVEMENTS DE PERSONNEL ET EMPLOI								
Nombre d'embauches en CDI (à périmètre constant)	1	LA2	1 269	1 408	1 314	1 167	781	767
Nombre d'embauches en CDD (à périmètre constant)	1	LA2	1 081	1 052	1 085	261	300	144
Taux d'embauche	1	LA2	8,9%	9,0%	8,3%	13,4%	14,3%	13,9%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Taux d'embauche CDI	1	LA2	54,0%	57,2%	55,2%	81,7%	72,2%	83,3%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover	1	LA2	5,6%	5,5%	4,9%	8,7%	9,2%	6,9%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover volontaire	1	LA2	2,5%	3,1%	2,5%	6,1%	6,3%	5,1%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DEVELOPPEMENT PROFESSIONNEL								
Pourcentage d'effectif formé ■■	6	LA10	84,5%	80,0%	74,4%	80,4%	75,9%	77,3%
% de restitution			100,00%	99,23%	84,52%	100,00%	95,95%	100,00%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	6	LA10	31,2%	30,9%	31,6%	16,7%	14,2%	16,9%
% de restitution			100,00%	99,23%	84,52%	100,00%	95,95%	100,00%
Pourcentage de cadres et de non cadres dans l'effectif formé :	6	LA10						
Cadres	6	LA10	25,8%	24,5%	25,4%	17,2%	14,8%	12,8%
Non cadres	6	LA10	74,2%	75,5%	74,6%	82,8%	85,2%	87,2%
% de restitution			100,00%	99,23%	84,52%	100,00%	95,95%	100,00%
Nombre total d'heures de formation	6	LA10	911 598	1 009 836	796 383	401 376	348 905	411 745
% de restitution			100,00%	98,51%	84,52%	100,00%	95,98%	100,00%
Répartition des heures de formation par thème	6	LA10						
Technique des métiers			48,0%	52,9%	53,3%	46,4%	36,4%	42,7%
Qualité, environnement, sécurité			12,8%	12,3%	16,5%	28,4%	32,9%	24,0%
Langues			7,9%	7,9%	9,8%	9,0%	6,4%	11,5%
Autres			31,3%	26,9%	20,3%	16,2%	24,3%	21,8%
% de restitution			100,00%	98,51%	84,52%	100,00%	95,98%	100,00%

* Groupe GDF SUEZ reprend les six branches d'activités ainsi que le Corporate.

■■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2012.

Branche Global Gaz et GNL			Branche Infrastructures			Branche Energie Services			Branche Environnement			Groupe GDF SUEZ*		
2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
26,5%	26,7%	26,0%	23,2%	22,5%	21,9%	12,5%	12,2%	12,0%	19,7%	19,8%	19,4%	19,2%	19,1%	18,9%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
26,1%	26,1%	26,7%	28,3%	27,5%	26,9%	14,9%	14,3%	13,8%	27,1%	26,5%	25,6%	23,0%	22,6%	22,1%
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%
1,9%	1,6%	1,5%	5,6%	4,8%	4,3%	3,0%	2,9%	2,7%	1,6%	1,7%	1,4%	2,5%	2,3%	2,1%
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%
1,6%	1,9%	1,8%	3,0%	2,7%	2,2%	2,3%	1,9%	1,6%	1,8%	1,7%	1,5%	1,9%	1,7%	1,5%
7,0%	4,7%	3,8%	32,8%	35,3%	38,8%	21,9%	20,9%	23,8%	14,6%	15,5%	15,5%	19,2%	19,3%	20,6%
11,7%	9,4%	9,6%	3,2%	4,1%	5,0%	9,8%	9,1%	9,6%	11,5%	10,9%	13,2%	9,5%	9,0%	9,7%
171	127	156	1 221	1 015	727	7 154	7 087	5 684	6 698	6 728	5 086	17 794	17 261	13 909
49	42	56	728	611	510	4 988	4 968	4 340	8 081	10 568	8 962	15 313	17 626	15 164
12,1%	9,3%	12,4%	10,9%	9,3%	7,1%	15,7%	15,9%	13,2%	18,7%	21,6%	20,6%	15,3%	16,4%	14,7%
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%
77,7%	75,1%	74,9%	62,7%	62,4%	58,8%	58,9%	58,8%	56,7%	45,3%	38,9%	36,4%	53,7%	49,5%	47,4%
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%
3,2%	4,8%	3,0%	1,7%	1,4%	0,8%	7,0%	8,0%	7,3%	6,5%	6,7%	6,5%	6,2%	6,6%	6,0%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
3,0%	4,2%	2,3%	1,5%	1,3%	0,7%	3,8%	4,6%	3,8%	3,4%	3,6%	3,0%	3,4%	3,7%	3,1%
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%
75,3%	79,0%	92,9%	73,7%	81,9%	77,6%	61,5%	58,5%	64,3%	68,4%	69,4%	61,2%	68,8%	68,2%	66,3%
100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,14%	99,08%	86,02%	100,00%	100,00%	98,15%	99,69%	99,32%	92,14%
26,8%	24,8%	27,3%	18,9%	18,2%	17,9%	9,5%	10,1%	10,3%	20,4%	18,0%	19,1%	18,6%	17,8%	18,3%
100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,14%	99,08%	86,02%	100,00%	100,00%	98,15%	99,69%	99,32%	92,14%
42,7%	43,7%	46,5%	19,1%	18,6%	17,9%	19,0%	18,1%	18,1%	15,1%	15,1%	15,0%	19,4%	18,7%	18,9%
57,3%	56,3%	53,5%	80,9%	81,4%	82,1%	81,1%	81,9%	81,9%	84,9%	84,9%	85,0%	80,6%	81,3%	81,1%
100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,14%	99,08%	86,02%	100,00%	100,00%	98,15%	99,69%	99,32%	92,14%
64 848	49 747	58 187	514 439	486 772	480 457	1 344 538	1 237 705	1 104 437	1 329 305	1 364 624	1 126 976	4 614 899	4 577 388	4 043 876
100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,31%	99,08%	86,02%	100,00%	100,00%	90,56%	99,40%	99,32%	92,14%
45,3%	41,1%	28,0%	49,9%	52,6%	52,8%	49,5%	47,4%	45,9%	27,2%	24,6%	28,4%	42,8%	42,2%	43,3%
31,4%	33,0%	28,1%	24,2%	22,2%	23,7%	33,1%	31,8%	34,6%	36,8%	40,4%	36,6%	28,4%	28,6%	28,6%
11,8%	10,8%	16,8%	2,7%	2,6%	1,7%	3,8%	3,5%	2,9%	7,8%	5,4%	5,2%	6,2%	5,3%	5,9%
11,6%	15,1%	27,0%	23,2%	22,7%	21,9%	13,6%	17,3%	16,5%	28,3%	29,7%	29,8%	22,6%	24,0%	22,2%
100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,31%	99,08%	86,02%	100,00%	100,00%	90,56%	99,40%	99,32%	92,14%

	NRE	GRI	Branche Energie Europe			Branche Energy International		
			2012	2011	2010	2012	2011	2010
Nombre d'heures de formation par personne formée	6	LA10	40	45	43	46	44	71
% de restitution			100,00%	98,51%	84,52%	100,00%	95,95%	100,00%
Nombre d'heures de formation par femme formée	6	LA10	32	42	35	31	44	58
% de restitution			100,00%	98,51%	84,52%	100,00%	95,95%	100,00%
Dépenses de formation par heure de formation (euros)	6	LA10	29	26	30	21	22	15
% de restitution			100,00%	98,31%	84,52%	100,00%	95,98%	100,00%
Dépenses de formation par personne formée (euros)	6	LA10	1 134	1 202	1 280	959	972	1 076
% de restitution			100,00%	98,31%	84,52%	100,00%	95,95%	100,00%
CONDITIONS DE TRAVAIL	2	LA7						
Jours d'absence par personne	2	LA7	15	16	14	6	7	5
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Heures supplémentaires	2	LA7	1,6%	1,3%	1,3%	7,4%	7,0%	7,1%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
SECURITE AU TRAVAIL*								
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)			0			0		
Taux de fréquence			4,8			0,8		
Taux de gravité (selon référentiel français)			0,24			0,03		
Taux de gravité (selon référentiel OIT)			0,13			0,02		
% de restitution			100%	100%	100%	100%	100%	100%
* Périmètre : voir 3.2.8.2. note méthodologique.								
REMUNERATIONS								
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays	Salaire minimum légal annuel 2012 en euros							
France	16 780		1,52	1,51				
Belgique	17 322							
Espagne	8 980		4,63			4,13	4,00	
Pays-Bas	17 359		2,64	2,72				
Royaume-Uni	14 424					2,30	2,14	
Luxembourg	21 618							
Roumanie	1 943		4,76	5,33				
Pologne	4 038		4,01	3,50				
République Tchèque	3 723							
Hongrie	3 548		3,46	3,76				
Slovaquie	3 924							
Portugal	6 790					5,56	5,13	
Grèce	10 519							
Slovénie	9 157							
Turquie	4 354					5,32	4,71	
Etats-Unis	11 655					6,79	6,42	
% de restitution			98,53%	96,21%		22,93%	24,89%	

* Groupe GDF SUEZ reprend les six branches d'activités ainsi que le Corporate.

■ ■ Assurance raisonnable pour l'exercice 2012.

Branche Global Gaz et GNL			Branche Infrastructures			Branche Energie Services			Branche Environnement			Groupe GDF SUEZ*		
2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010	2012	2011	2010
48	35	34	39	34	36	28	28	26	24	24	26	31	31	32
100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,31%	99,08%	86,02%	100,00%	100,00%	90,56%	99,40%	99,32%	89,35%
43	38	25	33	28	29	25	27	26	24	26	25	28	32	30
100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	98,31%	99,08%	86,02%	100,00%	100,00%	90,56%	99,40%	99,32%	89,35%
66	85	82	61	56	51	28	30	26	22	22	22	NS	NS	NS
100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,14%	99,08%	85,67%	100,00%	100,00%	90,56%			
3 143	2 950	2 807	2 370	1 888	1 827	788	834	687	537	550	532	NS	NS	NS
100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,14%	99,08%	85,67%	100,00%	100,00%	98,15%			
11	15	10	14	19	20	11	12	12	12	12	12	NS	NS	NS
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,60%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%			
1,6%	1,2%	3,1%	2,5%	2,5%	2,5%	2,8%	2,7%	2,9%	4,3%	4,3%	4,4%	NS	NS	NS
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,60%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%			
0	0	0	0	1	3	0	3	1	5	4	5	5	8	10
0,7	0,8	1,0	3,0	3,4	4,4	5,7	7,4	7,9	13,3	14,1	16,3	7,6	8,6	9,7
0,01	0,02	0,01	0,09	0,14	0,09	0,34	0,36	0,38	0,6	0,66	0,68	0,37	0,4	0,42
0,01	0,02	0,01	0,08	0,13	0,08	0,16	0,19	0,23	0,39	0,4	0,43	0,22	0,24	0,26
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
			1,70	1,72		1,47	1,45		1,60	1,59		NS	NS	NS
						2,00	1,95		1,51	1,51				
						3,06	3,09		2,87	2,69				
3,71	3,90					1,88	2,45		2,09	2,05				
			2,01	2,89		2,73	2,11		2,07	2,08				
						1,79	1,65		1,48	1,55				
						3,52	3,09		4,61	4,46				
						3,76	3,22		2,18	1,92				
						3,80	3,66		2,21	2,27				
						3,13	3,45							
						2,30	2,37		2,16	2,16				
						2,63	2,94		1,94	1,92				
						2,12	2,26							
									3,28	3,00				
									2,52	1,71				
									4,31	4,77				
49,52%	43,77%		98,80%	99,62%		81,74%	83,02%		77,30%	77,12%				

3.2.8.1 Note de méthodologie des indicateurs sociaux

Outils utilisés

Pour les données sociales de l'année 2012, le progiciel de consolidation financière Magnitude a été utilisé.

Ce progiciel permet la collecte, le traitement et la restitution de données saisies par les entités juridiques locales, filiales du Groupe GDF SUEZ.

A chacune de ces entités est attribuée, y compris dans la phase DRH, la méthode de consolidation financière : intégration globale (IG), intégration proportionnelle (IP) et mise en équivalence (MEE).

Les analyses sociales effectuées dans ce rapport concernent exclusivement les entités en IG, sociétés pour lesquelles GDF SUEZ détient le contrôle, en capital et en management. Elles ne prennent notamment pas en compte les sociétés en intégration proportionnelle.

Dès lors qu'une société entre dans le périmètre des sociétés en IG dans les comptes de GDF SUEZ, ses données sociales sont intégrées à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital.

Périmètre de restitution

A chaque indicateur est attaché un périmètre de restitution correspondant à la couverture de l'indicateur visé en pourcentage de l'effectif Groupe (effectif des sociétés en intégration globale dans les comptes de GDF SUEZ).

En effet, certaines sociétés peuvent ne pas avoir communiqué leurs données ou encore l'information remontée peut présenter certaines incohérences, conduisant alors à exclure les données en question du périmètre de restitution.

En 2010, les données sociales du groupe Agbar couvrent rétroactivement la totalité de l'année selon le périmètre de gestion de ce groupe au moment de son passage en intégration globale.

Méthodes de consolidation des indicateurs

Les données sociales quantitatives de ce rapport sont issues du progiciel de consolidation financière du Groupe. Après avoir été collectées, elles ont fait l'objet d'un traitement et d'une consolidation selon des procédures et des critères clairement définis.

Les données de structure et de flux d'effectifs, de conditions de travail, de formation et de sécurité sont consolidées par agrégation

Sur les données publiées dans le présent rapport, il convient de préciser les points suivants

Les données Groupe GDF SUEZ regroupent les données des six branches d'activité ainsi que les données Corporate (3427 salariés comprenant également le Corporate de la branche Energy International (pour 2012)).

A des fins de comparaison, les indicateurs des années 2010 et 2011 ont été recalculés selon l'organisation du Groupe mise en place au 1^{er} janvier 2012.

Cette nouvelle organisation :

- regroupe dans une même branche Energie Europe l'ensemble des actifs physiques et commerciaux d'Europe continentale (hors actifs d'International Power) en gaz (hors infrastructures rattachés à la branche Infrastructures) et en électricité. Ces activités relevaient

jusqu'à fin 2011 de la branche Energie Europe et International, de la branche Energie France et de la branche Global Gaz GNL ;

- crée une branche Energy International dont le périmètre correspond au périmètre d'International Power.

1. La répartition des effectifs par zone géographique correspond à celle du périmètre financier IFRS. Aussi, bien que localisées en Afrique, des sociétés de la branche global gaz et GNL sont affectées à l'Europe.

L'ensemble des effectifs du Groupe Agbar est rattaché à l'Espagne donc à la zone géographique Union européenne.

2. Dans la répartition des effectifs par catégorie socioprofessionnelle, les employés administratifs sont comptabilisés parmi les TSM («techniciens supérieurs et agents de maîtrise») pour une plus grande cohérence.

3. Très ancrée dans la réalité du monde du travail français, la notion de «cadres» reste parfois difficile à appréhender dans d'autres pays où GDF-SUEZ est implanté. Cet état de fait peut conduire à une légère sous-estimation du nombre de cadres car certaines entités ont pu être amenées à ne prendre en compte que leurs cadres dirigeants.

4. Information sur les mouvements de personnel.

A compter de l'exercice 2011, l'ensemble des informations concernant les mouvements de personnel (taux d'embauche, taux d'embauche CDI, *turnover* et *turnover* volontaire) sont calculées sur la base d'un périmètre constant c'est-à-dire les entités de reporting faisant partie du périmètre de consolidation en intégrale globale au 31/12/N-1 et faisant toujours partie du périmètre de consolidation en intégration globale au 31/12/N.

Le processus actuel de collecte ne permettant pas de distinguer au niveau de l'ensemble du Groupe les ruptures conventionnelles (ou motif équivalent hors France) des licenciements, le Groupe a limité sa publication à l'indicateur de *turnover* qui prend uniquement en compte les licenciements de toute nature, les ruptures conventionnelles (ou équivalent hors France) et les démissions.

5. Compte tenu des délais, les données sur la formation et les heures travaillées ne sont pas toujours finalisées et portent donc sur la situation réalisée la plus récente et, dans certains cas, une prévision des effectifs et dépenses de formation et des heures travaillées de la fin d'année.

Les indicateurs formation de ce document ne prennent pas en compte le *e-learning*. Seules les données de la branche Environnement sont impactées par le *e-learning* en raison de l'importance de ce mode de formation et de la maturité de son suivi dans les sociétés Agbar et United Water.

6. Concernant le nombre de personnes handicapées, les chiffres mentionnés représentent l'effectif total des personnes handicapées déclarées rapporté à l'effectif fin de période de la branche concernée.

Ces chiffres fournissent la meilleure information possible sur l'intégration des personnes handicapées dans les entreprises de GDF SUEZ. Nous ne considérons pas pertinent de fournir un périmètre de couverture de cet indicateur, dans la mesure où certaines entités ne peuvent être en mesure de le collecter en raison de contraintes réglementaires locales.

7. L'indicateur jours d'absence par personne est calculé de la manière suivante : nombre total d'heures d'absence/8/effectif moyen. La convention utilisée pour l'ensemble du Groupe est huit heures de travail par jour.

8. L'indicateur sur les rémunérations retenu est le ratio du salaire brut moyen des OET («ouvriers, employés et techniciens») rapporté au salaire minimum légal par pays. Le salaire brut moyen est obtenu en rapportant le salaire brut annuel à l'effectif moyen mensuel en ETP (Equivalent Temps Plein).

Le ratio permet d'apprécier le niveau relatif des salaires moyens des OET à temps plein du pays.

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 2012 sont issues d'Eurostat.

3.2.8.2 Note de méthodologie des indicateurs santé-sécurité

Périmètre

Pour les données santé-sécurité de l'année 2012, 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 et sécurité d'une société en intégration globale sont intégrées à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital.

A noter que les chiffres concernant les maladies professionnelles portent sur un périmètre France : en effet, le concept de reconnaissance auprès de l'employeur des maladies professionnelles qui s'applique en France ne se retrouve pas dans la plupart des pays dans le monde, ce qui complique la collecte de cet indicateur au niveau international. Le groupe travaille à l'amélioration de son organisation de reporting pour élargir le périmètre de reporting de cet indicateur sur les prochains exercices.

A noter que les branches Environnement et Energie Services intègrent les données des entités acquises dans le reporting santé-sécurité trois ans après leur intégration dans le périmètre par la Direction Financière⁽¹⁾. Cette situation entraîne une légère différence dans le périmètre des effectifs couverts par les deux reportings.

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.

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 LEGISLATIF ET REGLEMENTAIRE

La législation liée à l'environnement évolue en permanence, pour illustration l'article 225 de la loi Grenelle 2 qui vient renforcer les exigences de reporting de la loi NRE (Nouvelles Régulations Economiques) et étendre son périmètre. Ces évolutions impactent le Groupe sur l'ensemble de ses activités. 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 suite à 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.

(1) Cette règle a été précisée dans la procédure de reporting santé-sécurité.

3.3.2 LE MANAGEMENT ENVIRONNEMENTAL ⁽¹⁾

A la clôture de l'exercice 2012, les entités ayant publié une politique ou une déclaration d'engagement environnemental représentaient 95,45% 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 2012, 69,72% 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 2012 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2011 ⁽¹⁾
Par une certification EMAS ■ ■	99,72%	13,1%	14,2%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS) ■ ■	99,90%	53,8%	49,5%
Par d'autres certifications SME externes	99,88%	2,8%	3,3%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES		69,7%	67,0%
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	99,88%	14,7%	15,8%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES		84,4%	82,8%

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2012.

(1) Les chiffres 2011 ont été recalculés sur base des chiffres publiés en 2011 et selon le périmètre défini en 2012 afin de prendre en compte la réorganisation des branches BEF et BEEI.

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 et d'évaluer l'adéquation de leur système de gestion environnementale aux circonstances locales. 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.

3.3.3 LES SYSTEMES DE MESURE ET DE CONTROLE DE LA PERFORMANCE, LA RESPONSABILITE 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 siège, réalisent des audits environnementaux pour vérifier que la réglementation environnementale est respectée sur le terrain et évaluer les risques environnementaux majeurs.

(1) Voir Section 3.5 «Rapport d'examen des Commissaires aux comptes sur certains indicateurs environnementaux et sociaux».

(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.

Un système de lettres pour la 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 2012

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.

Certaines entités n'ayant pas encore un accès direct à CERIS remplissent une version Excel qui est ensuite importée dans l'outil ou contribuent à des niveaux agrégés.

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 sélectionnées pour le reporting rapportent les performances et les impacts des installations industrielles dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris les installations opérées pour compte de tiers. Sont exclues les entités juridiques mises en équivalence.

Ainsi, en accord avec les règles de consolidation financière, 100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont sous intégration globale. Pour les entités sous intégration proportionnelle, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel leur appartienne à 100% ou qu'il soit *a minima* partagé avec d'autres actionnaires.

Le périmètre est figé au 30 juin de l'année de l'exercice. Pour les cessions intervenant après cette date, il est prévu que l'entité remplisse le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. Les acquisitions réalisées après le 30 juin ne sont pas prises en compte, sauf demande de dérogation formulée par la Branche concernée et sous réserve que les données soient disponibles.

Pour le calcul des indicateurs de management environnemental de type «part du CA pertinent couvert par une certification environnementale, par un plan de gestion de crise environnementale, etc.», un chiffre d'affaires pertinent est estimé pour chaque entité juridique. Pour obtenir ce CA pertinent, les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (négoce, finance, ingénierie) sont soustraites du chiffre d'affaires consolidé de chaque entité juridique.

Le jeu de procédures pour la remontée des informations environnementales se compose de procédures génériques déclinées en instructions types à 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 du Développement Durable).

Sur les données publiées dans le présent rapport ainsi que dans le rapport annuel de développement durable, il convient de préciser les éléments suivants :

1. pour l'exercice 2012, 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 ;
2. en 2011, une partie des activités du Groupe était répartie entre les Branches Energie Europe Internationale (BEEI) et la Branche Energie France (BEF). Suite à une réorganisation, la BEEI a été scindée en deux Branches distinctes : la Branche Energy International (BEI) d'une part, et la Branche Energie Europe d'autre part (BEE). En outre la BEF a été intégrée à la BEE. L'historique 2011 présenté a été recalculé en fonction du nouveau découpage des activités pour permettre de suivre les évolutions. Cet historique ne correspond donc pas aux chiffres publiés dans le Document de Référence 2011 ;
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 2012, une clarification a été apportée sur la comptabilisation de la vapeur dans l'eau rejetée. Si les indicateurs ont bien été déployés sur l'ensemble du périmètre pour la deuxième année consécutive, nous travaillons encore, dans une logique de progrès continu, à préciser les définitions et à les adapter à certaines spécificités locales et technologiques ;
4. soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe GDF SUEZ dispose d'indicateurs sur la valorisation de ses déchets. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établis par les réglementations locales ;

(1) Faisant l'objet d'une vérification par les Commissaires aux comptes.

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 issus du deuxième rapport du GIEC (1995). En 2012, GDF SUEZ a inclus les émissions de gaz fluorés dans les émissions directes de GES dont l'indicateur est soumis à vérification ;
6. 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 ;
7. 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 ;
8. les données liées à l'activité des méthaniers, y compris les impacts et les consommations, ont été assimilées à celles d'un site en exploitation et sont donc rapportées comme telles. Les navires pris en compte sont ceux pour lesquels le groupe GDF SUEZ détient une part majoritaire ou ceux exploités par une filiale détenue majoritairement par GDF SUEZ ainsi que les navires affrétés sur le long terme (> 1 an). Cela donne une liste de 19 navires : Maran Gas Coronis, LNG Lerici, Grace Cosmos, Cheikh Bouamama, Lalla Fatma N'Sourmer, BW SUEZ Everett, BW SUEZ Boston, Matthew, Tellier, Provalys, GDF SUEZ Global Energy, Gaselys, BW GDF SUEZ Paris, BW GDF SUEZ Brussels, GDF SUEZ Neptune (SRV), GDF SUEZ Point Fortin, GDF SUEZ Cape ANN (SRV), Gimi, Neo Energy, Grace Acacia. L'éventuelle certification ISO 14001 des navires est également prise en compte ;
9. à des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWhth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe ;
10. il est à noter que seuls les lixiviats de centres de stockage de classe 2 sont reportés ;
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) ;
12. pour l'année 2012, SUEZ Environnement ne dispose pas d'informations détaillées sur sa consommation d'eau et n'est pas en mesure d'en préciser l'usage (refroidissement ou industrielle). Par défaut, cette consommation d'eau globale est intégralement considérée comme de l'eau industrielle ;
13. à ce jour, les consommations électriques des activités renouvelables ne sont pas prises en compte dans les consommations du Groupe. Ces consommations ne sont pas significatives au regard de l'activité du Groupe.

3.3.4 LES ACTIONS DU GROUPE

3.3.4.1 Le changement climatique

Conscient des impacts de ses activités sur le climat, le Groupe s'attache à les limiter en utilisant les meilleures technologies pour réduire ses émissions, en développant l'efficacité énergétique de toutes ses installations et en recourant dans son mix énergétique à des énergies faiblement ou non carbonées. Traduction de ces engagements, le Groupe a fait de l'efficacité énergétique une des activités cœur d'une de ses branches, la branche Energie 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* (voir Section 1.2.3 Indicateurs extra-financiers).

En 2012, les émissions de gaz à effet de serre dits «GES» (hors émissions tertiaires) s'élèvent pour le Groupe à 154,231 millions de tonnes éq. CO₂⁽¹⁾.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2012 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2011 ⁽¹⁾
Emissions totales de GES (hors émissions tertiaires) ■ ■	92,88%	154 230 874,5 t CO ₂ eq.	148 802 059,1 t CO ₂ eq.
Emissions de GES par unité d'activité – production d'énergie		446,5 kg CO ₂ eq./MWheq	411,3 kg CO ₂ eq./MWheq
Emissions de GES par unité d'activité – exploration, production de gaz		2,7 kg CO ₂ eq./MWheq	4,7 kg CO ₂ eq./MWheq
Emissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz		1,0 kg CO ₂ eq./MWheq	1,1 kg CO ₂ eq./MWheq
Emissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)		0,7 kg CO ₂ eq./MWheq	2,1 kg CO ₂ eq./MWheq
Emissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers		2,0 kg CO ₂ eq./MWheq	1,6 kg CO ₂ eq./MWheq
Emissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz		5,3 kg CO ₂ eq./MWheq	1,0 kg CO ₂ eq./MWheq
Emissions de GES par unité d'activité – transport de gaz par bateau		9,0 kg CO ₂ eq./MWheq	7,9 kg CO ₂ eq./MWheq
Emissions de GES par unité d'activité – incinération		384,5 kg CO ₂ eq./t	393,4 kg CO ₂ eq./t
Emissions de GES – flotte de véhicules		853 525,6 t CO ₂ eq.	878 978,6 t CO ₂ eq.

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2012.

(1) Les chiffres 2011 ont été recalculés sur base des chiffres publiés en 2011 et selon le périmètre défini en 2012 afin de prendre en compte la réorganisation des branches BEF et BEEI.

Le Groupe est aussi conscient que, malgré les efforts de réduction des gaz à effet de serre, une hausse globale des températures et des événements climatiques extrêmes en fréquence et intensité est inéluctable. Pour se préparer au mieux aux risques associés et pouvoir tirer parti d'opportunités, GDF SUEZ a lancé en 2012 un groupe de travail qui vise dans un premier temps à identifier et partager les bonnes pratiques déjà mises en place dans certains de ses métiers pour faire face ou tirer parti des changements climatiques à venir.

Dans sa démarche, le Groupe s'inspire de la méthode proposée par le *UK Climate Impact Programme* pour analyser sa vulnérabilité au changement climatique et identifier les principales actions à mettre en place afin de s'y préparer au mieux. Une synthèse des échanges sur les événements climatiques extrêmes qui ont affecté l'entreprise et/ou qui pourraient avoir à terme un impact sur l'activité du Groupe a été réalisée.

(1) A noter que le périmètre retenu pour le reporting environnemental est spécifique (il porte sur les installations dont GDF SUEZ assure le contrôle technique opérationnel) et diffère par conséquent de celui adopté par exemple pour les évaluations de parc de production électrique.

3.3.4.2 Les énergies renouvelables

Le maintien d'un mix énergétique équilibré, fer de lance de la stratégie du Groupe sur le métier de l'énergie, passe par le renforcement de ses capacités 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 2012 près de 17,7 GW équivalents électriques installés, soit 18,8% du total des capacités installées du Groupe.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2012 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2011 ⁽¹⁾
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ■ ■	99,98%	17 657,5 MWeq	16 618,8 MWeq
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	99,86%	18,8%	18,1%
Renouvelable – Electricité et chaleur produites ■ ■	99,99%	64 353 GWhq	68 311,3 GWhq
Energie produite – part du grand hydraulique		74,7%	78,5%
Energie produite – part du petit hydraulique		2,0%	1,8%
Energie produite – part de l'éolien		9,8%	8,8%
Energie produite – part du géothermique		0,071%	0,069%
Energie produite – part du solaire		0,050%	0,042%
Energie produite – part de la biomasse (hors thermique)		9,4%	7,4%
Energie produite – part du biogaz		1,8%	1,5%
Energie produite – part de l'incinération de la part biodégradable des déchets		2,2%	1,9%

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2012.

Ces capacités correspondent au périmètre du reporting environnemental précisé en 3.2.5 (hors mises en équivalence et installations non contrôlées).

(1) Les chiffres 2011 ont été recalculés sur base des chiffres publiés en 2011 et selon le périmètre défini en 2012 afin de prendre en compte la réorganisation des branches BEF et BEEI

3.3.4.3 L'efficacité énergétique

Conformément à l'article 225 de la loi Grenelle 2, le Groupe doit rendre compte de ses actions en matière d'économie des ressources et matières premières. Compte tenu des activités de GDF SUEZ, il s'agit en très grande majorité de répondre à la question de l'efficacité énergétique d'une part et à la question de la préservation de la ressource en eau d'autre part (voir sur ce dernier point le paragraphe 3.3.4.5).

GDF SUEZ décline une politique très complète d'offres de services énergétiques au sein de trois branches du Groupe : la branche Energie Services (BES), la branche Energie Europe (BEE) et la Branche Energy International (BEI). En particulier la branche Energie 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 où le Groupe réalise annuellement une centaine de milliers d'opérations d'économie d'énergie sur la base des actions standards définies par le dispositif réglementaire des Certificats d'Economie d'Energie.

Pour les installations de production d'électricité, la performance énergétique est directement liée à la rentabilité de l'installation. C'est donc un axe majeur d'actions pour chaque responsable de centrale.

Enfin, GDF SUEZ s'est engagé dans une démarche d'amélioration de l'efficacité énergétique de ses activités tertiaires (signature du manifeste du WBCSD – *World Business Council for Sustainable Development* – pour agir dans ce domaine fin 2009). A cette fin, le Groupe a décidé la mise en place d'une politique immobilière verte sur ses bâtiments, politique qui sera déployée 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 2012 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2011 ⁽¹⁾
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ■ ■	99,98%	544 851,7 GWh	527 503,2 GWh
Part du charbon/lignite		37,7%	34,0%
Part du gaz naturel		54,9%	59,8%
Part du fioul (lourd et léger)		2,0%	2,3%
Part des combustibles de substitution		1,9%	1,8%
Part de la biomasse		3,5%	3,1%
Part des déchets		0,045%	0,045%
Consommation d'électricité (excluant l'autoconsommation) ■ ■	99,16%	14 120,6 GWh	7 415,0 GWh
Consommation d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation)	99,96%	5 256,8 GWh	3 481,7 GWh
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (incluant la biomasse) ■ ■	99,74%	42,2%	43,3%

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2012.

(1) Les chiffres 2011 ont été recalculés sur base des chiffres publiés en 2011 et selon le périmètre défini en 2012 afin de prendre en compte la réorganisation des branches BEF et BEEI.

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 4,471 milliards d'euros à la fin 2012. La Loi belge du 11 avril 2003 régit les modalités pour la constitution de ces provisions spécifiques. Un dossier de justification, établi par Synatom tous les trois ans, est soumis et approuvé par la Commission pour les 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 2012 s'élèvent à 2,460 milliards d'euros.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2012 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2011 ⁽¹⁾
Emissions gazeuses radioactives ⁽²⁾			
• Gaz rares	100%	41,89 TBq	40,96 TBq
• Iodes	100%	0,07 GBq	0,13 GBq
• Aérosols	100%	0,35 GBq	0,14 GBq
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	100%	288,2 m ³	338,3 m ³
Rejets liquides radioactifs			
• Emetteurs Bêta et Gamma	100%	19,74 GBq	21,49 GBq
• Tritium	100%	104,52 TBq	88,42 TBq

(1) Les chiffres 2011 ont été recalculés sur base des chiffres publiés en 2011 et selon le périmètre défini en 2012 afin de prendre en compte la réorganisation des branches BEF et BEEI.

(2) L'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) en Belgique a émis une nouvelle Directive concernant la déclaration des rejets radioactifs. Cette nouvelle méthodologie a été prise en compte dès 2011 par la centrale nucléaire de Doel et en 2012 par la centrale de Tihange, ce qui explique les évolutions entre les données de 2011 et celles de 2012. L'arrêt de Doel 3 début juin 2012 et de Tihange 2 mi-août 2012 a également eu un impact certain sur les données.

3.3.4.5 L'eau

De par ses multiples activités, le Groupe est concerné par la gestion de l'eau à deux niveaux : en tant que traiteur d'eau (services d'eau et d'assainissement) mais aussi en tant qu'utilisateur et consommateur d'eau (métiers de l'énergie). Acteur engagé, 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 2012, le Groupe a fait une première évaluation du stress hydrique pour les installations des activités «énergie» en utilisant le Global Water Tool. Les indicateurs reportés concernent les prélèvements et les consommations d'eau liées aux processus industriels.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2012 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2011 ⁽¹⁾
Eau industrielle et désalinisée			
• Prélèvement total – Eau douce	95,47%	93,2 Mm ³	790,9 Mm ³
• Prélèvement total – Eau non douce	70,16%	335,0 Mm ³	287,7 Mm ³
• Consommation totale ⁽²⁾	84,34%	36,3 Mm ³	43,8 Mm ³
Eau de refroidissement et de réchauffement			
• Prélèvement total – Eau douce	80,20%	7 197,2 Mm ³	6 327,7 Mm ³
• Prélèvement total – Eau non douce	78,90%	7 843,1 Mm ³	6 547,1 Mm ³
• Consommation totale	79,77%	295,3 Mm ³	190,9 Mm ³
Indice linéaire de perte ■ ■	99,09%	11,8 m ³ /km.jour	14,5 m ³ /km.jour
Charge polluante traitée par les réseaux d'assainissement (DBO5 traitée) ■ ■	99,97%	817,8 kt/an	796,1 kt/an

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2012.

(1) Les chiffres 2011 ont été recalculés sur base des chiffres publiés en 2011 et selon le périmètre défini en 2012 afin de prendre en compte la réorganisation des branches BEF et BEEI.

(2) L'activité eau de SUEZ Environnement est exclue de cet indicateur. La consommation totale d'eau de l'activité propreté de SUEZ Environnement correspond aux seuls prélèvements, les rejets n'étant pas reportés.

3.3.4.6 Les déchets

La part des déchets valorisés sous forme de matière ou d'énergie représente 50,1% du total des déchets traités dans le secteur de la propreté. Dans le secteur des déchets dangereux, SUEZ

Environnement développe par ailleurs ses activités de traitement d'incinération dans des fours spécialisés ou valorise ceux-ci comme combustibles de substitution notamment auprès de ses partenaires cimentiers. Le recyclage des déchets spéciaux est également réalisé dans le cadre de la régénération des huiles et solvants usagés.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2012 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2011 ⁽¹⁾
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	99,61%	8 508 183,9 t	7 568 189,6 t
• Cendres volantes, refiorms	100%	3 831 705,6 t	2 960 433,8 t
• Cendres cendrées, mâchefers	100%	2 817 071,7 t	2 588 670,0 t
• Sous-produits de désulfuration	100%	372 861,7 t	292 995,6 t
• Boues des stations d'épuration et d'eau potable	97,72%	860 831,4 t	1 096 411,5 t
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	95,79%	6 477 934,9 t	5 760 167,0 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (à l'exclusion des déchets radioactifs) ■ ■	99,81%	782 762,9 t	761 952,8 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (à l'exclusion des déchets radioactifs) ■ ■	99,74%	21 077,4 t	39 387,2 t
Quantité de lixiviats collectés et traités (en externe ou en interne)	100%	4,041 Mm ³	3,729 Mm ³
Valorisation énergétique associée au traitement des déchets (électricité et chaleur vendue / Incinération, STEP et CET) ■ ■	99,99%	4 765,8 GWheq	4 314,1 GWheq

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2012.

(1) Les chiffres 2011 ont été recalculés sur base des chiffres publiés en 2011 et selon le périmètre défini en 2012 afin de prendre en compte la réorganisation des branches BEF et BEEI.

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 2012 (% CA pertinent)	GDF SUEZ 2012	GDF SUEZ 2011 ⁽¹⁾
Emissions de NOx	97,42%	162 460,7 t	152 106,6 t
Emissions de SO2	97,79%	255 622,6 t	192 927,1 t
Emissions de poussières	97,29%	13 651,9 t	13 035,8 t

(1) Les chiffres 2011 ont été recalculés sur base des chiffres publiés en 2011 et selon le périmètre défini en 2012 afin de prendre en compte la réorganisation des branches BEF et BEEI.

3.3.4.8 La gestion de la biodiversité

La question de la conservation de la biodiversité est un enjeu environnemental majeur. Le Groupe, sur la base de ses grandes orientations en matière de préservation de la biodiversité, élabore un plan d'actions intégré permettant de structurer les actions déjà réalisées dans le domaine par les différentes entités du Groupe et d'en engager de nouvelles. Ce projet d'engagement volontaire vise à intégrer pleinement la biodiversité dans la gestion des sites industriels et à déployer des plans d'action sur ses sites sensibles. Le projet doit mettre en œuvre trois actions principales :

- ▶ approfondir les interactions entre les activités du Groupe et les écosystèmes et identifier les sites sensibles/prioritaires à l'échelle du Groupe ;
- ▶ impulser la mise en place de plans d'action sur les sites sensibles/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.

Cet engagement a été reconnu au titre de la Stratégie Nationale pour la Biodiversité. Dans cette démarche, le Groupe s'appuie sur un partenariat avec le Comité Français de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN France) depuis mai 2008. En parallèle, GDF SUEZ a reconduit pour trois ans (2013-2015) son partenariat avec France Nature Environnement autour de la préservation des milieux naturels et de la biodiversité en France. Son objectif est de valoriser les actions en faveur de la biodiversité dans la conception et la gestion des sites et installations du Groupe (existants ou à venir), d'étudier la contribution potentielle des installations de GDF SUEZ aux continuités écologiques et de développer des outils de sensibilisation à la biodiversité.

Le Groupe a mis en place un réseau interne d'échanges sur ce domaine et développe des outils internes pour faciliter l'appropriation de la thématique et des objectifs par un plus grand nombre. Des conférences et sessions d'information sont aussi organisées afin de sensibiliser aux enjeux de la biodiversité dans nos métiers.

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 2012	Données 2011 ⁽¹⁾
Analyses environnementales	69,03% CA pertinent	77,69% CA pertinent
Plan de prévention des risques environnementaux	85,29% CA pertinent	82,43% CA pertinent
Plan de gestion des crises environnementales	85,29% CA pertinent	86,06% CA pertinent

(1) Les chiffres 2011 ont été recalculés sur base des chiffres publiés en 2011 et selon le périmètre défini en 2012 afin de prendre en compte la réorganisation des branches BEF et BEEI.

Les entités opérationnelles ont mis en place des plans de gestion des crises impliquant deux axes d'intervention : un dispositif d'astreinte permettant une mobilisation immédiate des moyens de gestion de crise et un dispositif de crise proprement dit permettant de gérer efficacement les crises dans la durée. Ce dispositif prévoit en particulier l'organisation d'une cellule de crise capable de

prendre en compte les impacts internes ou externes qu'ils soient techniques, sociaux, sanitaires, économiques ou autres. Dans ce sens, l'accent est mis sur la sensibilisation et la formation des équipes à la gestion des crises, notamment à l'aide de simulations, et sur le développement d'une culture d'échange entre les équipes locales et leurs interlocuteurs externes.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2012 (% CA pertinent)	Données 2012	Données 2011 ⁽¹⁾
Plaintes liées à l'environnement	95,81%	115	159
Condamnations liées à l'environnement	99,90%	12	24
Montant des indemnités (en milliers d'euros)	99,90%	2 237,656	1 917,635
Dépenses environnementales (en millions d'euros)	87,90%	5 875,2	1 917,6

(1) Les chiffres 2011 ont été recalculés sur base des chiffres publiés en 2011 et selon le périmètre défini en 2012 afin de prendre en compte la réorganisation des branches BEF et BEEI.

Les plaintes et condamnations liées à un dommage environnemental ou sanitaire se sont respectivement élevées à 115 et 12, pour un montant total d'indemnités s'élevant à 2 237 656 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. En 2012, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à 5 875 millions d'euros.

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, notamment pour la collecte des déchets, vise également à réduire l'impact sonore de l'activité.

3.3.4.11 Les odeurs

Afin de limiter les nuisances olfactives vis-à-vis des riverains, des systèmes de captage et traitement des odeurs sont mis en œuvre sur les stations d'épuration, les incinérateurs ou encore les centres de traitement de déchets. Dans la filière déchets, la maîtrise des odeurs passe également par l'amélioration des procédés de transformation.

3.3.4.12 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.

Chez Electrabel, en Belgique, une étude du sol a été réalisée sur plusieurs sites des 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. A compter de 2007, l'ensemble des sites est compatible 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.

Spécialiste de la dépollution des sites et des eaux souterraines, SITA Remediation est la filiale de SUEZ Environnement dédiée à la réhabilitation des sols pollués. SITA Remediation développe ses activités dans la réhabilitation et dépollution des sols, soit par des opérations réalisées *in situ* sur les sites contaminés, soit par extraction des matériaux pour traitement dans son réseau d'installations spécialisées.

3.4 INFORMATIONS SOCIETALES

L'ambition de GDF SUEZ est de contribuer au développement d'une croissance responsable qui s'appuie sur ses métiers. Le Groupe a engagé une politique de développement durable proactive qui se décline dans l'ensemble des pays où il est présent.

3.4.1 ENGAGEMENTS SOCIETAUX ET DEVELOPPEMENT SOCIO-ECONOMIQUE

L'engagement sociétal de GDF SUEZ vise à favoriser l'intégration de critères de responsabilité sociétale dans ses activités, le dialogue avec les parties prenantes, la solidarité et la lutte contre la précarité, le développement socio-économique des territoires. Pour mettre en œuvre sa politique, le Groupe mène des initiatives variées et complémentaires.

3.4.1.1 Relations avec les parties prenantes et partenariats

Afin d'assurer la pérennité de ses activités et une bonne acceptabilité sociétale de ses projets industriels, GDF SUEZ veille à soutenir des initiatives qui visent à promouvoir le développement durable et la responsabilité sociétale et à maintenir un dialogue continu et proactif avec toutes ses parties prenantes (associations d'insertion, fournisseurs, associations de défense de l'environnement, populations riveraines...).

Depuis 2001, GDF SUEZ est membre du Pacte Mondial des Nations unies. Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ, préside le réseau français du Pacte Mondial et a encouragé les fournisseurs stratégiques à y adhérer.

Au niveau international, GDF SUEZ a participé activement aux travaux du Panel de Haut niveau sur l'accès à l'énergie pour tous dans le cadre de l'année internationale de l'énergie et au sommet de Rio+20 où dix engagements Groupe ont été pris intégrant les trois objectifs des Nations Unies à atteindre d'ici 2030 dans le domaine de l'énergie : accès universel à des services énergétiques modernes, réduction de 40% de l'intensité énergétique mondiale et augmentation de 30% de l'utilisation des énergies renouvelables dans le monde.

GDF SUEZ est membre du Conseil Mondial des Entreprises pour le Développement Durable (WBCSD) et préside, entre autre, les groupes de travail interentreprises sur «accès à l'énergie» et «efficacité énergétique des bâtiments».

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» aux côtés de l'Institut du Mécénat et de la Solidarité (IMS), Business in the Community (BITC), BOP inc et GlobCAD.

En France, GDF SUEZ a mis en place des partenariats structurants avec des institutions, des établissements d'enseignements et des grandes ONG pour appuyer sa politique développement durable. C'est le cas par exemple du partenariat avec France Nature environnement (FNE), réseau qui fédère 3 000 associations de protection de l'environnement et qui appuie le Groupe dans sa démarche de protection de la biodiversité.

GDF SUEZ et EMMAÛS ont reconduit leur partenariat avec la signature d'un second accord triennal 2010-2012 notamment pour la

réalisation de diagnostics énergétiques et d'opérations d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'Emmaüs ainsi que la formation des personnels d'Emmaüs à la maîtrise des consommations d'eau et d'énergie. L'évaluation du partenariat confiée à un laboratoire de recherche servira de base à la négociation d'un troisième accord 2013-2015

Le partenariat avec l'école des Hautes Etudes Commerciales en France (HEC) pour la création d'une chaire sur les nouveaux business modèles innovants appelée «*Business and Sustainability*» permet à des étudiants de travailler sur des études de cas de GDF SUEZ afin d'étudier leur replicabilité dans d'autres régions du monde.

Avec la fondation universitaire partenariale de l'Université de Versailles Saint Quentin en Yvelines, FONDATERRA, le Groupe participe à différents projets innovation ouverte (*open innovation*) et à la co-construction d'initiatives pilotes (projets démonstrateurs sur les *smartgrids*, les éco-quartiers, les formations et la mise en place d'outils de sensibilisation).

En matière d'éducation, GDF SUEZ est partenaire d'Eco-écoles depuis 2010. Le programme Eco-écoles développé par la Fondation pour l'Education à l'environnement en Europe, appuie les enseignants et élèves de plus de 1 500 établissements scolaires à la mise en place d'une véritable démarche développement durable collaborative et constructive.

Le Groupe soutient de nombreuses actions de mécénat sociétal en France et à l'international. La Fondation GDF SUEZ a placé la solidarité et l'environnement au cœur de son action et a soutenu de nombreux projets d'envergure. En 2012, au travers du programme «énergies solidaires», la fondation GDF SUEZ a soutenu 17 projets dans le domaine de l'énergie qui ont touché près de 70 000 personnes.

3.4.1.2 Initiative GDF SUEZ Rassembleurs d'énergies

Le groupe GDF SUEZ participe activement à la lutte contre la pauvreté et les inégalités. L'initiative GDF SUEZ Rassembleurs d'Energies a été lancée en 2011 pour fédérer et renforcer les actions du Groupe en faveur de l'accès à l'énergie et aux services essentiels dans les pays où il est présent ou projette de l'être.

GDF SUEZ soutient en outre l'engagement sociétal de ses collaborateurs et des autres parties prenantes et promeut une approche partenariale, tant avec les ONG, les autorités publiques, les autres entreprises, qu'avec le public.

L'initiative GDF SUEZ Rassembleurs d'Energies a pour objectif d'apporter un soutien technique et/ou financier à des projets innovants dans le domaine de l'accès à l'énergie. Tous ces projets ont en commun d'être portés par des entrepreneurs sociaux qui, par la création d'entreprises locales, favorisent l'accès des populations vulnérables à une énergie durable tout en créant de la valeur.

L'initiative GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergie repose sur trois leviers d'intervention :

- *un fonds d'investissement solidaire* : créé en 2011, le fonds d'investissement solidaire (FCPE), GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies devrait atteindre 100 millions d'euros d'ici fin 2013. Ce fonds a pour vocation de soutenir des projets sociaux et économiques viables d'accès à l'énergie et de la lutte contre la précarité énergétique. En 2012, 16 projets ont été sponsorisés par la Fondation d'entreprise GDF SUEZ et deux projets d'investissement ont démarré ;
- *les dons et subventions* : les projets portés par GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies peuvent également bénéficier de

subventions versées au titre du mécénat, soit par les différentes filiales du Groupe, soit par la Fondation d'entreprise GDF SUEZ ;

- *l'assistance technique des collaborateurs* : l'expertise et le savoir-faire des collaborateurs sont une ressource précieuse que GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies entend mobiliser. Une assistance technique et managériale peut être fournie à tout type de projet qui bénéficie du soutien de la Fondation, du Fonds d'investissement ou des différentes associations de collaborateurs du Groupe.

En 2012, les associations Energy Assistance et Codegaz ont mené 150 projets dans plus de 30 pays grâce à l'engagement de 2 000 salariés volontaires et bénévoles.

3.4.2 L'AIDE AUX CLIENTS DÉMUNIS ET LA SOLIDARITÉ SUR LES TERRITOIRES

GDF SUEZ a une responsabilité particulière en matière d'accès à l'énergie et à l'eau pour les populations les plus vulnérables. Dans ce contexte, le Groupe développe diverses initiatives et solutions pour lutter contre la précarité.

3.4.2.1 Un observatoire international des précarités énergétique et hydrique

Dès 2009, le Groupe s'est doté d'un observatoire des précarités énergétique et hydrique.

Après une période d'étude et de compréhension des mécanismes qui peuvent entraîner des situations de précarité, l'observatoire s'est orienté en 2012 vers un appui opérationnel aux filiales qui, après analyse de la situation sur leurs territoires, décident de mettre en œuvre des plans d'actions pour lutter contre ces formes de précarité.

En 2012, l'observatoire a organisé son troisième colloque qui s'est tenu à Bruxelles le 28 novembre, sous l'égide d'Electrabel Belgique.

3.4.2.2 Tarif Social de Solidarité (TSS) et Fonds de Solidarité Logement (FSL)

GDF SUEZ a participé à la mise en place dans les meilleurs délais du nouveau décret (mars 2012) relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz destiné aux clients les plus démunis. Ce dispositif vient en aide soit aux clients titulaires d'un contrat individuel de gaz naturel pour leur habitation principale, soit aux personnes qui bénéficient d'un chauffage collectif au gaz naturel. La mise en place de ce décret a permis d'augmenter de plus de 20% le nombre de bénéficiaires du Tarif Spécial de Solidarité (TSS). Fin octobre 2012, plus de 370 000 clients bénéficient du TSS contre environ plus de 300 000 en 2011. En 2012, le montant financier était de 25 millions d'euros.

Le Groupe participe aussi au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) à hauteur de 6 millions d'euros par an, conformément au

Contrat de service public. Ce fonds accorde des aides financières aux ménages en difficulté pour leur permettre d'accéder à un logement ou de s'y maintenir. Enfin, depuis le 30 septembre 2011, le Groupe est partenaire du programme national «Habiter Mieux». Sur la période 2011-2013, 22 millions d'euros ont été alloués pour aider 300 000 propriétaires occupants en situation de précarité énergétique dans la réalisation de travaux d'amélioration de la performance énergétique de leur logement.

3.4.2.3 Les Partenaires de Médiation Solidarité (PMS)

En France, GDF SUEZ a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 250 points d'accueil. Les clients en difficulté qui se rendent dans ces structures, souvent associatives, bénéficient d'informations, de conseils et de solutions pour gérer au mieux les situations d'impayés et éviter ainsi la coupure d'énergie. Le nombre de contacts clients s'est fortement accru en 2012 puisque plus de 50 000 clients ont pu rencontrer l'un des partenaires du Groupe.

3.4.2.4 ISIGAZ

Depuis 2005, ISIGAZ (Information Sécurité Intérieure GAZ) est un programme qui a pour objectif de sensibiliser à domicile des habitants de logements sociaux situés dans des quartiers relevant de la Politique de la Ville. Financé par GDF SUEZ à hauteur d'un million d'euros par an, ISIGAZ s'inscrit dans les engagements du Contrat de service public conclus entre l'Etat et GDF SUEZ (2010-2013). ISIGAZ est engagé dans le cadre de conventions avec des structures de médiation locales pour former des médiateurs à délivrer des conseils sur les règles élémentaires de sécurité gaz, à remplacer gratuitement si nécessaire le flexible de raccordement de la gazinière (flexible vissé, sans date limite d'utilisation), et à informer sur les écogestes du quotidien. Fin 2012, ISIGAZ a permis de sensibiliser plus de 210 000 familles réparties dans 120 quartiers de 100 villes de France.

3.4.3 ACHATS, SOUS-TRAITANCE ET FOURNISSEURS

La Politique Achats du Groupe définit les principes applicables à la gestion de la relation avec les fournisseurs, tout en respectant les engagements de comportement éthique et de responsabilité sociale. Ses grandes orientations visent à :

- ▶ répondre aux exigences de qualité et de performance économique ;
- ▶ professionnaliser et développer les compétences des collaborateurs : En matière d'achats responsables, les campagnes de formation en 2011 et 2012 ont permis de sensibiliser 86% des acheteurs de la Direction des Achats Groupe. Les clients internes ont été également invités à suivre les formations éthiques. Un *e-learning* «Achats Responsables» sera mis en ligne en 2013 afin de former tous les acheteurs du Groupe au niveau mondial ;
- ▶ respecter les engagements du Groupe : En termes de responsabilité sociale, un outil d'évaluation des fournisseurs a été testé sur cinq familles d'achats. 52 fournisseurs ont été évalués *via* cet outil et la Direction des Achats Groupe étudie son implémentation généralisée *via* un futur portail fournisseur ;
- ▶ maintenir des relations équilibrées avec nos fournisseurs : Dans le cadre du label diversité, les achats ont lancé différentes actions

en faveur de la diversité : en France, création d'un annuaire d'entreprises des secteurs «adaptés» et «protégés», participation aux travaux de l'Association Française des Managers de la Diversité. Le Groupe s'est également engagé auprès des PME en faveur de l'innovation en signant la charte «PME innovantes» en décembre 2012 ;

- ▶ gérer efficacement les échanges d'informations au moyen d'outils et processus optimisés : Les indicateurs «achats responsables» suivants sont définis et suivis :
 - 53% des fournisseurs du Top 100 sont adhérents au Global Compact en 2011 (28% en 2009, 42% en 2010),
 - 90% des contrats actifs de la Direction des Achats Groupe (soit 738 contrats) contiennent les clauses développement durable et éthiques.

Et enfin, dans le cadre de son amélioration continue, GDF SUEZ a lancé un questionnaire de «maturité achats responsables» qui permet aux entités de s'autoévaluer chaque année et de suivre leur progression. Cette dynamique d'amélioration continue et de professionnalisation est accélérée dans le cadre du plan d'action Groupe Perform 2015.

3.5 ATTESTATION DE PRESENCE, RAPPORT D'ASSURANCE MODEREE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIETALES ET RAPPORT D'ASSURANCE RAISONNABLE SUR UNE SELECTION D'INFORMATIONS SOCIALES ET ENVIRONNEMENTALES

A l'attention de la Direction Générale,

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de commissaires aux comptes de GDF SUEZ, nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées présentées dans le rapport de gestion établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012 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 sociales, environnementales et sociétales consolidées prévues à l'article R. 225-105-1 du code de commerce (ci-après les «Informations»), établies conformément au référentiel utilisé par GDF SUEZ (le «Référentiel») et disponible auprès de la Direction Stratégie et Développement Durable (Environnement Climat), du Service Controlling RH et de la Direction Santé Sécurité et Systèmes de Management.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le code de déontologie de la profession ainsi que par 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 la conformité avec les règles déontologiques, les normes professionnelles et les textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité des commissaires aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- ▶ d'attester que les Informations 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 et du décret n° 2012-557 du 24 avril 2012 (Attestation de présence) ;
- ▶ d'exprimer une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que certaines Informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe ■ dans les chapitres 3.2, 3.3 et 3.4 du rapport de gestion ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément au Référentiel.
- ▶ d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les autres Informations sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément au Référentiel.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos experts en responsabilité sociétale.

1. Attestation de présence

Nous avons conduit les travaux suivants conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France :

- ▶ Nous avons comparé les Informations présentées dans le rapport de gestion avec la liste prévue par l'article R. 225-105-1 du code de commerce.
- ▶ Nous avons vérifié que les Informations 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 dans les sections 3.2.8 et 3.3.3 du rapport de gestion.
- ▶ En cas d'omission de certaines informations consolidées, nous avons vérifié que des explications étaient fournies conformément aux dispositions du décret n° 2012-557 du 24 avril 2012.

Sur la base de ces travaux, nous attestons de la présence dans le rapport de gestion des Informations requises.

2. Rapport d'assurance

Nature et étendue des travaux

Nous avons effectué nos travaux conformément à la norme ISAE 3000 (International Standard on Assurance Engagements) et à la doctrine professionnelle applicable en France.

Nous avons mis en œuvre les diligences suivantes conduisant à obtenir :

- ▶ une assurance raisonnable sur le fait que les Informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe p dans les chapitres 3.2, 3.3 et 3.4 du rapport de gestion, ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément au Référentiel ;
- ▶ une assurance modérée sur le fait que les autres Informations présentées dans les chapitres 3.2, 3.3 et 3.4 du rapport de gestion ne comportent pas d'anomalies significatives de nature à remettre en cause leur sincérité, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Nous avons effectué les travaux suivants :

- ▶ Nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa neutralité, sa clarté et sa fiabilité, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur.

- Nous avons vérifié la mise en place dans le groupe d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations. Nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des Informations. Nous avons mené des entretiens auprès des personnes responsables du reporting social et environnemental.
- Nous avons sélectionné les informations consolidées à tester ⁽¹⁾ et déterminé la nature et l'étendue des tests en prenant en considération leur importance au regard des conséquences sociales et environnementales liées à l'activité et aux caractéristiques du groupe ainsi que de ses engagements sociétaux.
- Concernant les informations quantitatives consolidées que nous avons considérées comme les plus importantes :
 - au niveau de l'entité consolidante et des entités contrôlées, nous avons mis en œuvre des procédures analytiques et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation de ces informations ;
 - au niveau des sites que nous avons sélectionnés ⁽²⁾ en fonction de leur activité, de leur contribution aux indicateurs consolidés, de leur implantation et d'une analyse de risque, nous avons :
 - conduit des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures et obtenir les informations nous permettant de mener nos vérifications ;
 - mis en œuvre des tests de détail sur la base de sondages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives.
 - Concernant les informations qualitatives consolidées que nous avons considérées les plus importantes, nous avons mené des entretiens et revu les sources documentaires associées pour corroborer ces informations et apprécier leur sincérité.
- Pour les autres informations consolidées publiées, nous avons apprécié leur sincérité et leur cohérence par rapport à notre connaissance de la société et, le cas échéant, par des entretiens ou la consultation de sources documentaires.
- Enfin, nous avons apprécié la pertinence des explications relatives, le cas échéant, à l'absence de certaines informations.

Pour les Informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe ■■ dans les chapitres 3.2, 3.3 et 3.4 du rapport de gestion, le degré de précision de la mesure et la réalisation de travaux de même nature mais plus approfondis que ceux réalisés sur les autres Informations, et en particulier en ce qui concerne le nombre de tests, nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable.

Conclusion

Assurance raisonnable

A notre avis, les Informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe ■■ dans les chapitres 3.2, 3.3 et 3.4 du rapport de gestion ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément au Référentiel.

(1) **Informations vérifiées en assurance raisonnable** (la contribution aux données groupe des entités sélectionnées pour nos tests est mentionnée entre parenthèses. Elle prend en compte les travaux menés lors de visites sur site et également les travaux complémentaires réalisés au niveau des entités) : Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS (53%) ; Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO 14001 (non EMAS) (53%) ; Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) (69%) ; Renouvelable – Electricité et chaleur produites (78%) ; Consommation d'énergie primaire (excluant l'autoconsommation) (50%) ; Consommation d'électricité (excluant l'autoconsommation) (54%) ; Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (incluant la biomasse) (49%) ; Emissions totales de GES (hors émissions tertiaires) (54%) ; Charge polluante traitée par les réseaux d'assainissement (DBO5 traitée) (94%) ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (à l'exclusion des déchets radioactifs) (80%) ; Indice linéaire de perte (88%) ; Effectifs totaux (55%) ; Effectifs cadres (47%) ; Effectifs non cadres (TSM et OET) (57%) ; Proportion de femmes dans l'effectif (50%) ; Effectif féminin total (50%) ; Pourcentage de l'effectif formé (53%).

Informations vérifiées en assurance modérée : Emissions de SO₂ (41%) ; Emissions de NOx (58%) ; Emissions de poussières (66%) ; Consommation totale d'eau industrielle et désalinisée (57%) ; Consommation d'eau de refroidissement et de réchauffement (82%) ; Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues) (52%) ; Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues) (45%) ; Quantités de lixiviats collectés et traités en interne et en externe (84%) ; Consommation d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) (8%) ; Proportion d'alternants dans l'effectif (63%) ; Pyramide des âges (55%) ; % des salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI (66%) ; % de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI (61%) ; Nombre d'embauches CDI (à périmètre constant) (56%) ; nombre d'embauches CDD (à périmètre constant) (53%) ; Taux d'embauches (55%) ; Taux d'embauches CDI (55%) ; Turnover (rapporté au nombre de démissions et de licenciements) (51%) ; Turnover volontaire (rapporté au nombre de démissions) (52%) ; Nombre total d'heures de formation (57%) ; Nombre d'heures de formation par personne formée (53%) ; Nombre de jours d'absence par personne (55%) ; Nombre d'accidents mortels (50%) ; Taux de fréquence des accidents du travail (TF) (rapporté au nombre d'accidents avec arrêt) (50%) ; Taux de gravité des accidents du travail (TG) (rapporté au nombre de jours d'arrêt de travail) (44%) ; Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays (59%) ; Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle (58%).

(2) **Environnement** : BEE : Electrabel SA (BU et site Awirs), Electrabel Nederland (BU et site Eems), Twinerg, Leini, Zolling, GDF Suez Energia Polska SA ; BEI : Tractabel Energia (Salto Osório, Salto Santiago, Cana Brava, Itasa, Estreito, Machadinho, Passo Fundo, Sao Salvador), Tocopilla, Iquique, Mejillones, Inversiones y Desarrollos, Bahia La Minas, SEGNA (Blackstone, Midlothian, Wise), Saltend, Tihama (Uthmaniyah, Ju'Aymah, Ras Tanura, Shedgum), Glow Energy (Phase 1&2, Phase 4, Phase 5, CFB3, SPP1, IPP), Loy Yang B, Hazelwood ; BI : GRT Gaz (siège et site de compression de Taisnières) ; BEE : Maïa Eolis, Combigo, Cycofos, CNR (puissance installée uniquement) ; B3G : GDF Suez E&P (BU et revue de la filiale GDF Suez E&P Norge), GNL ; BE : Agbar (BU et sites de Purton et Alicante), Degremont (BU et site de Milan San Rocco), United Water (BU et sites de New-York et Devens), Lyonnaise des Eaux France (BU et site de Dijon-Longvic), Sita France (BU, centre de tri de Gennevilliers et incinérateur de Lagny) et ECOCAT (site de Martorell), Sita UK (BU, revue de Processing Central, sites de Sidegate Lane Landfill et Packington Landfill), Sita Deutschland (BU, revue de la région SITA Süd et centre de tri de Bruchsal), Sita Polska (BU et site de Ryman Landfill), Sita Australia, Sita Waste Services.

Social : BEE : Electrabel Belgique, N-Allo, Electrabel Nederland, GDF Suez Energy Romania, GDF Suez Deutschland, CNR, Savelys, E&C ; BEI : Sena, E-CL, Glow, Hazelwood, Loy Yang B ; BES : INEO, ENDEL, Axima Concept, Axima Réfrigération France, Cofely Nederland, Cofely Limited, Cofely Deutschland, Cofely Services, Cofely AG, Fabricom, Cofely Sud-Est, Cofely Sud-Ouest, Cofely Centre-Ouest ; BINF : GrDF, GRT Gaz, USPI, Storengy ; B3G : GDF SUEZ E&P International ; BE : Agbar, Lyonnaise des Eaux France, Lydec, Safeg, United Water, Sita SRA Savac, Sita Centre-Ouest, Sita Sud-Ouest, Sita Deutschland, Sita Polska, Degremont, Sita Sverige, Sita Australia, Sita CZ.

Assurance modérée

L'information «Consommation totale d'eau pour le processus industriel» comporte une part d'erreur, qu'il ne nous a pas été possible de chiffrer, liée à une mauvaise application de la définition dans certaines entités visitées et à un dispositif de contrôle insuffisant au niveau de la collecte de cette information par les Branches concernées.

Sur la base de nos travaux et sous la réserve exposée ci-dessus, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les autres Informations sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Commentaires sur le référentiel

Sans remettre en cause les conclusions de nos travaux exprimées ci-dessus, nous attirons votre attention sur le fait que, comme indiqué dans la note méthodologique, les informations relatives aux maladies professionnelles ne portent que sur la France car le concept de reconnaissance auprès de l'employeur des maladies professionnelles qui s'applique en France ne se retrouve pas dans la plupart des pays dans le monde.

Fait à Neuilly-sur-Seine, le 6 mars 2013.

Les Commissaires aux Comptes

Pour 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

	Pages		Pages
4.1	RAPPORT DU PRESIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCEDURES DE CONTROLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES	114	
4.1.1	Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance	114	
4.1.2	Censeur	129	
4.1.3	Commissaire du gouvernement	129	
4.1.4	Conseil d'Administration : attributions – fonctionnement – activités	130	
4.1.5	Les Comités permanents du Conseil	131	
4.1.6	Principes et règles de détermination des rémunérations et avantages des mandataires sociaux	134	
4.1.7	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	134	
4.1.8	Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société	134	
4.2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, ETABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE L. 225-235 DU CODE DE COMMERCE, SUR LE RAPPORT DU PRESIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE LA SOCIETE GDF SUEZ	140	
4.3	DIRECTION GENERALE	141	
4.3.1	Le Comité de Direction Générale	141	
4.3.2	Le Comité Exécutif	142	
4.4	RAPPORT SPECIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS REGLEMENTES, TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIEES, CONTRATS DE SERVICES	143	
4.4.1	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	143	
4.4.2	Transactions entre parties liées	151	
4.4.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	151	
4.5	REMUNERATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	152	
4.5.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	152	
4.5.2	Rémunération des dirigeants non mandataires sociaux (membres du Comité de Direction Générale et autres membres du Comité Exécutif)	155	
4.5.3	Provision de retraite	155	
4.5.4	Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs	155	
4.5.5	Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	158	
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	160	
4.5.7	Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur	163	
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	167	
4.5.9	Actions gratuites et Actions de Performance consenties aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés	167	
4.5.10	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2012	168	

4.1 RAPPORT DU PRESIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE ET SUR LES PROCEDURES DE CONTROLE 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 2012 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 Exécutif 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 27 février 2013.

4.1.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION : COMPOSITION – MANDATS – RENSEIGNEMENTS – INDEPENDANCE

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.

Le mandat de l'ensemble des Administrateurs est de quatre ans à l'exception du premier mandat des Administrateurs représentant les salariés qui est de cinq ans, les mandats suivants étant de quatre ans. Les mandats des Administrateurs élus par l'Assemblée Générale 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. Les mandats des Administrateurs élus par les salariés viennent à échéance lors de la proclamation des résultats des élections visant au renouvellement ou au remplacement des Administrateurs salariés sortants conformément aux statuts.

Au cours de l'exercice 2012, le mandat d'Administrateur de Mme Anne Lauvergeon, arrivé à échéance à l'Assemblée Générale du 23 avril 2012, n'a pas été renouvelé.

Le Conseil a, également, pris acte de la démission de M. de Rudder à l'issue de l'Assemblée Générale du 23 avril 2012.

Les mandats de MM. Jean-Paul Bailly, Bruno Bézard, Olivier Bourges, Pierre-Franck Chevet, Ramon Fernandez et Pierre Mongin, Administrateurs représentants de l'Etat, arrivant également à échéance en 2012, l'Etat a, par arrêté du 19 avril 2012, nommé à cette fonction à compter du 23 avril 2012, MM. Bruno Bézard, Olivier Bourges, Ramon Fernandez, Pierre Mongin et Mme Stéphane Pallez et a ainsi décidé de réduire le nombre de ses représentants de 6 à 5.

Le Conseil a, par ailleurs, pris acte de la démission, à l'issue de sa séance du 19 septembre 2012, de M. René Carron, Administrateur

et de M. Bruno Bézard, Administrateur représentant de l'Etat. Concomitamment, le Conseil, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, a coopté Mme Ann-Kristin Achleitner, en remplacement de M. René Carron.

A 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'Etat français, en vertu de l'article 2 du décret-loi du 30 octobre 1935 compte tenu de la participation de l'Etat 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 5 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 4 sont des femmes, soit 26,67%.

Sur les 18 membres du Conseil d'Administration, 8 sont considérés comme indépendants (voir Section 4.1.1.5 «Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts»).

4.1.1.2 Administrateurs en exercice

ADMINISTRATEURS DESIGNES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Gérard Mestrallet (63 ans) Président-Directeur Général	16/07/2008	23/04/2012	2016	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Jean-François Cirelli (54 ans) Vice-Président, Directeur Général Délégué	15/09/2004	23/04/2012	2016	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Albert Frère* (86 ans) Vice-Président	16/07/2008	02/05/2011	2015	Groupe Bruxelles Lambert 24, avenue Marnix 1000 Bruxelles (Belgique)
Ann-Kristin Achleitner* (46 ans)	19/09/2012 ⁽¹⁾	-	2015	Residenzstrasse 27 D – 80333 Munich
Edmond Alphandéry* (69 ans)	16/07/2008	02/05/2011	2015	CNP Assurances 4, place Raoul Dautry 75015 Paris
Jean-Louis Beffa* (71 ans)	20/11/2004	23/04/2012	2016	Saint-Gobain Les Miroirs 18, avenue d'Alsace 92096 La Défense Cedex
Aldo Cardoso* (56 ans)	20/11/2004	02/05/2011	2015	45, boulevard de Beauséjour 75016 Paris
Paul Desmarais Jr* (58 ans)	16/07/2008	23/04/2012	2016	Power Corporation du Canada 751 square Victoria Montréal, H2Y 2J3, Québec (Canada)
Françoise Malrieu* (66 ans)	02/05/2011	-	2015	19 avenue Léopold II 75016 Paris
Lord Simon of Highbury* (73 ans)	16/07/2008	23/04/2012	2016	1 St James's Square London SW1Y 4PD (Royaume-Uni)

* **Administrateur indépendant.**

(1) Date de cooptation en remplacement de M. René Carron.

ADMINISTRATEURS REPRESENTANTS DE L'ETAT

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Olivier Bourges (46 ans)	05/10/2009	19/04/2012 ⁽²⁾	2016 ⁽³⁾	Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie Agence des Participations de l'Etat 139, rue de Bercy Télédéc 228 75572 Paris Cedex 12
Ramon Fernandez (45 ans)	27/03/2009	19/04/2012 ⁽²⁾	2016	Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie Direction Générale du Trésor et de la Politique économique 139, rue de Bercy Télédéc 230 75572 Paris Cedex 12
Pierre Mongin (58 ans)	09/11/2009	19/04/2012 ⁽²⁾	2016	RATP 54 quai de la Râpée 75599 Paris Cedex 12
Stéphane Pallez (53 ans)	19/04/2012 ⁽²⁾	-	2016	CCR 31, rue de Courcelles 75008 Paris

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

(3) Démission au 5 mars 2013.

ADMINISTRATEURS ELUS REPRESENTANT LES SALAIRES

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Alain Beullier (48 ans)	21/01/2009	-	2014	Elengy Terminal Méthanier BP 35 44550 Montoir-de-Bretagne
Anne-Marie Mourer (53 ans)	21/01/2009	-	2014	GrDF Sud-Est Immeuble VIP 66, rue de La Villette 69425 Lyon Cedex 03
Patrick Petitjean (60 ans)	21/01/2009	-	2014	GDF SUEZ 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie

ADMINISTRATEUR REPRESENTANT LES SALAIRES ACTIONNAIRES ELU PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Gabrielle Prunet (57 ans)	04/05/2009	-	2013	Lyonnaise des Eaux Pays Basque 15, avenue Charles Floquet BP 87 64202 Biarritz Cedex

4.1.1.3 Renseignements concernant les Administrateurs en exercice au 31 décembre 2012

Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Gérard Mestrallet, né le 1^{er} avril 1949, à Paris XVIII, de nationalité française

Diplômé de l'Ecole Polytechnique et de l'Ecole Nationale d'Administration, Gérard Mestrallet entre en 1984 à la Compagnie de Suez, en tant que Chargé de mission. En 1986, il est nommé Délégué Général Adjoint pour les affaires industrielles. En février 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

juin 1997, Président du Directoire de SUEZ Lyonnaise des Eaux. Ancien Président-Directeur Général de SUEZ, Gérard Mestrallet a été nommé Président-Directeur Général de GDF SUEZ 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 des Maires de Shanghai et de Chongqing, Administrateur de l'Université Tongji (Shanghai) et Docteur Honoris Causa de l'Université de Cranfield (UK).

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2012	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Président-Directeur Général	Président du Conseil d'Administration de GDF SUEZ Energie Services**, SUEZ Environnement Company* ** (France), d'Electrabel et de GDF SUEZ Energy Management Trading** (ex GDF SUEZ Belgium) (Belgique) Vice-Président du Conseil d'Administration d'Aguas de Barcelona** (Espagne) Président de la SAS GDF SUEZ Rassembleurs d'Energies** Administrateur de Saint-Gobain* (France), Pargesa Holding SA* (Suisse), International Power** (Royaume-Uni) Membre du Conseil de Surveillance de Siemens AG* (depuis le 23 janvier 2013)	Président-Directeur Général de SUEZ* Président du Conseil d'Administration de SUEZ Environnement* (France), SUEZ-TRACTEBEL, Electrabel (Belgique), Hisusa (Espagne) Vice-Président du Conseil d'Administration d'Electrabel (Belgique) et de Hisusa (Espagne) Membre du Conseil de Surveillance d'Axa*

* Société cotée.

** Groupe GDF SUEZ.

Jean-François Cirelli, né le 9 juillet 1958, à Chambéry (Savoie), de nationalité française

Diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'Ecole 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'Economie 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 2012	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** (France) et d'Eurogas (Belgique) Vice-Président d'Electrabel** (Belgique) Vice-Président de la Fondation d'entreprise GDF SUEZ** Administrateur de GDF SUEZ Energie Services**, SUEZ Environnement Company* ** (France), GDF SUEZ Energy Management Trading** (ex GDF SUEZ Belgium) (Belgique), International Power** (Royaume-Uni) Membre du Conseil de Surveillance de Vallourec*	Président-Directeur Général de Gaz de France* Président du Conseil d'Administration d'Electrabel** (Belgique) Président de la Fondation d'entreprise Gaz de France Vice-Président de SUEZ-TRACTEBEL** et d'Eurogas (Belgique) Administrateur de Neuf Cegetel* (France) Membre du Conseil de Surveillance d'Atos Origin*

* Société cotée.

** Groupe GDF SUEZ.

Albert Frère, né le 4 février 1926, à Fontaine-l'Évêque (Belgique), de nationalité belge

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 2012	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* CEO et Administrateur Délégué de Groupe Bruxelles Lambert* (Belgique) Président du Conseil d'Administration d'ERBE, Frère-Bourgeois, Financière de la Sambre (Belgique), Stichting Administratiekantoor Frère-Bourgeois (Pays-Bas) Vice-Président Administrateur Délégué et membre du Comité de Direction de Pargesa Holding SA* (Suisse) Président du Conseil de Surveillance de Métropole Télévision M6* (France) Président honoraire de la Chambre de Commerce et d'Industrie de Charleroi (Belgique) Administrateur de LVMH*, société civile du Château Cheval Blanc (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 Vice-Président du Conseil d'Administration de SUEZ* 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* (Italie)

* Société cotée.

Ann-Kristin Achleitner, née le 16 mars 1966, à Düsseldorf (Allemagne), de nationalité allemande

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 2012	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité d'Audit Membre du Comité pour l'Ethique, 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*, Metro AG*, 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. Ortnier-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 Economique 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 Economique 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'Etat bavarois des Sciences, de la Recherche et des Arts Membre du Groupe de Conseil Technique (TAG) du Forum Economique Mondial (WEF) Global Education Initiative – Entrepreneurship Education Présidente du Conseil Consultatif, Ashoka (Allemagne) Membre de la Commission d'experts «Future of the Social Market Economy», Gouvernement de l'Etat libre de Bavière (Allemagne) Présidente du Board of Trustees de Berufundfamilie GmbH Présidente (2007-2009) de Förderkreis Gründungs-Forschung e.V. (FGF), Membre du Conseil Consultatif de recherche de l'Institut für Mittelstandsforschung Bonn (IfM) Membre de l'Institute of Advanced Studies (IAS) à la Technische Universität München (TUM) Membre de la Commission d'experts «Finance» du Conseil Consultatif sur les Petites et Moyennes Entreprises du Ministère Fédéral d'Economie et de la Technologie, Berlin Membre du Comité Consultatif d'experts du journal «Finanz Betrieb»

* Société cotée

Edmond Alphandéry, né le 2 septembre 1943, à Avignon (Vaucluse), de nationalité française

Diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et Agrégé de sciences économiques, il est Professeur Emérite 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'Economie de mars 1993 à

mai 1995. Il a présidé le Conseil de Surveillance de la CNP de 1988 à 1993 et fut Président d'Electricité de France de 1995 à 1998. De juillet 1998 à juillet 2012, il a assumé à nouveau la Présidence de CNP Assurances. Depuis juin 2003, il est également Président du Centre des Professions Financières.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2012	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 Centre des Professions Financières Administrateur de Crédit Agricole CIB (ex-Calyon) et de Neovacs (France), Membre du «European Advisory Panel» de Nomura Securities (Royaume-Uni) Membre de l'«Advisory Board» de A.T. Kearney France Membre du Board de la Fondation «Stichting Continuïteit ST» (Pays-Bas)	Président du Conseil d'Administration de CNP Assurances* Président du Conseil de Surveillance de CNP Assurances* Président de CNP International Administrateur de Caixa Seguros (Brésil), de CNP Vita (Italie), de la société de presse «Affiches Parisiennes», SUEZ* et d'Icade Membre du «European Advisory Board» de Lehman Brothers

* Société cotée.

Jean-Louis Beffa, né le 11 août 1941, à Nice (Alpes-Maritimes), de nationalité française

Ancien élève de l'Ecole Polytechnique, il est également diplômé de l'Ecole Nationale Supérieure du Pétrole et de l'Institut d'Etudes 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 2012	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 Co-Président du Centre Cournot pour la recherche en économie Vice-Président du Conseil de Surveillance du Fonds de Réserve des Retraites Administrateur de Groupe Bruxelles Lambert* (Belgique) et de Saint-Gobain Corporation (Etats-Unis) Membre du Conseil de Surveillance de Le Monde, Société Editrice du Monde, Le Monde & Partenaires Associés SAS (France) et Siemens AG* (Allemagne) (jusqu'au 23 janvier 2013) Senior Advisor de Lazard Frères (France) Chairman de Asia Investment Banking de Lazard	Président-Directeur Général de Saint-Gobain* Président du Conseil d'Administration de Saint-Gobain* Président du Conseil de Surveillance de l'Agence de l'Innovation Industrielle Vice-Président du Conseil d'Administration de BNP Paribas* Administrateur de Gaz de France*, de Saint-Gobain* (France) et de Saint-Gobain Cristaleria (Espagne) Représentant permanent de la Compagnie de Saint-Gobain au Conseil d'Administration de Saint-Gobain PAM

* Société cotée.

Aldo Cardoso, né le 7 mars 1956, à Tunis (Tunisie), de nationalité française

Diplômé de l'Ecole 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 2012	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*, Imerys*, GE Corporate Finance Bank SAS (France), Mobistar* (Belgique) Censeur d'Axa Investment Managers (France)	Administrateur de Gaz de France*, Penauilles Polyservices*, Orange*, Accor*, Gecina*, Rhodia* Censeur de Bureau Veritas*

* Société cotée.

Paul Desmarais Jr, né le 3 juillet 1954, à Sudbury, Ontario (Canada), de nationalité canadienne

Paul Desmarais Jr a fait ses études à l'Université McGill à Montréal, puis à l'INSEAD de Fontainebleau. Il est titulaire d'une maîtrise en Administration. En 1984, il est élu Vice-Président 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, le Président du Comité Exécutif en mai 2005 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 2012	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Nominations et des Rémunérations	Président du Conseil et Co-Chef de la Direction de Power Corporation du Canada* Co-Président du Conseil de Corporation Financière Power* (Canada) Vice-Président du Conseil d'Administration et Administrateur Délégué de Pargesa Holding SA* (Suisse) Vice-Président du Conseil d'Administration et membre du Comité Permanent de Groupe Bruxelles Lambert* (Belgique) Fiduciaire et co-Président du Conseil Consultatif International de la Brookings Institution Administrateur et membre du Comité de Direction de Great-West Lifeco Inc.* et ses principales filiales, de la Société Financière IGM Inc.* (Canada) et ses principales filiales Administrateur de Lafarge*, Total* Membre du Conseil International de l'INSEAD et de l'Institut Européen d'Administration des Affaires Fondateur et membre du Conseil Consultatif International de HEC Montréal (Canada) Président du Conseil des Gouverneurs du Forum économique international des Amériques Fondateur et membre du Conseil Consultatif international de la faculté d'administration de l'Université McGill à Montréal Président du Comité Consultatif de Sagard Private Equity Partners Président du Conseil Canadien des Chefs d'Entreprise (CCCE) Membre du Conseil Consultatif mondial de l'Université Harvard Membre du Comité Consultatif international du Council on Foreign Relations	Vice-Président du Conseil d'Imerys* Administrateur de SUEZ* Membre du Conseil d'administration de l'INSEAD Membre du Conseil Consultatif International du groupe La Poste Membre du Conseil Consultatif International de Merrill Lynch

* Société cotée.

Françoise Malrieu, née le 7 février 1946 à Savigny-sur-Orge (Essonne), de nationalité française

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'Economie 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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société

Administrateur
Président du Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable
Membre du Comité d'Audit
Membre du Comité des Nominations et des Rémunérations

Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2012

Président du Conseil d'Administration de la Société de Financement de l'Economie Française – SFEF
Administrateur de La Poste et d'Aéroports de Paris*
Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Directeur Général de la Société Financière de Grenelle
Senior Advisor d'Aforge Finance
Contrôleur Délégué à la Mission de Contrôle des Rémunérations des Professionnels de Marché

* Société cotée.

Lord Simon of Highbury, né le 24 juillet 1939, à Londres (Royaume-Uni), de nationalité britannique

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

Administrateur
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 2012

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'Etudes Politiques Européennes (Belgique)
Membre de l'«Advisory Board» de Dana Gas International (Emirats 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)

Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années

Administrateur de SUEZ*
Deputy Chairman d'Unilever plc*, Cambridge University Council (Royaume-Uni)

* Société cotée.

Administrateurs représentants de l'Etat

Olivier Bourges, né le 24 décembre 1966, à Auxerre (Yonne), de nationalité française

Diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'Ecole Nationale d'Administration, Olivier Bourges a été de 1992 à 1996 Adjoint au Chef de bureau des banques à la Direction du Trésor puis jusqu'en juin 1998, représentant de la France au Conseil d'Administration de la Banque Mondiale, de l'AID, de la SFI et de la MIGA. De juillet 1998 à avril 2000, il occupa le poste de chef de bureau «Financement du

logement» à la Direction du Trésor et fut, de 2000 à 2002, Directeur des relations financières puis Directeur de la rentabilité des Véhicules jusqu'en 2005 chez Renault. De 2006 à 2007, il a été Vice-Président, *Corporate Planning and Program Management Office* chez Nissan North America à Nashville. Entre 2008 et septembre 2009, il a occupé le poste de Senior Vice President, Directeur du Contrôle de Gestion Groupe chez Renault. Depuis septembre 2009, il est Directeur Général Adjoint à l'Agence des Participations de l'Etat.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2012	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité d'Audit Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements Membre du Comité des Nominations et des Rémunérations	Administrateur de Dexia*, Thales*, La Poste, France Télécom* et Grand Port Maritime de Marseille	Administrateur de Banques Populaires Caisses d'Epargne

* Société cotée.

Ramon Fernandez, né le 25 juin 1967, à Paris XV^e, de nationalité française

Diplômé de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'Ecole 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'Economie, 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 Economique. 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'Economie et de l'Industrie.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2012	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Directeur Général du Trésor au ministère de l'Economie et des Finances Président de la Caisse de la dette publique et du Club de Paris Président du Comité consultatif sur la législation et la réglementation financière Président de l'Agence France Trésor, du Club de Paris 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'Etat, de CNP Assurances* 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'Etat 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'Etat dans toutes les formations de l'Autorité de contrôle prudentiel (ACP)	Administrateur de la Banque Centrale des Etats 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'Etat, de la CADES (Caisse d'Amortissement de la dette sociale) Membre du Conseil de Surveillance, en qualité de représentant de l'Etat, de la Banque BPCE Membre du Conseil d'analyse économique Membre du Haut conseil du secteur public

* Société cotée.

Pierre Mongin, né le 9 août 1954, à Marseille VIII^e, de nationalité française

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.

A l'issue d'études d'économie à Paris I (Maîtrise de sciences économiques) et diplômé de Sciences Po Paris, il a été élève 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

et 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. Edouard Balladur comme Chef de Cabinet du Premier ministre et Conseiller pour les DOM TOM. Il est nommé Préfet en avril 1993. Il exerce ensuite dans deux départements : l'Eure-et-Loir et le Vaucluse de 1995 à 1999. Il devient Préfet de la région Auvergne et Préfet du Puy de Dôme de 2002 à 2004. Il est nommé Directeur de Cabinet du ministre de l'Intérieur en 2004, puis Directeur de Cabinet du Premier ministre Dominique de Villepin en 2005. Il quitte Matignon pour rejoindre la RATP en juillet 2006.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2012	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements	Président-Directeur Général de la RATP 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	Administrateur de Transdev et Financière Transdev

Stéphane Pallez, née le 23 août 1959, à Paris XVI^e, de nationalité française

Diplômée de l'Institut d'Etudes Politiques de Paris et de l'Ecole 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'Economie 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'Etat, 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, Président-Directeur Général de la Caisse Centrale de Réassurances.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2012	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable	Président-Directeur Général de la Caisse Centrale de Réassurances (CCR) Administrateur de CNP Assurances*, CACIB (Crédit Agricole Corporate & Investment Bank) et PlaNet Finance	Présidente du Conseil d'Administration de la joint venture OBPS (Orange BNP Paribas Services) Présidente du Conseil d'Administration d'OBP (Orange Business Participations) Présidente du Conseil de Surveillance de Pages Jaunes Administrateur de FTCD et de TPSA (Pologne)

* Société cotée.

Administrateurs élus représentant les salariés

Alain Beullier, né le 26 mars 1964, à Laval (Mayenne), de nationalité française

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 2012	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	Délégué du personnel Délégué syndical Membre du CHSCT Responsable syndical

Anne-Marie Mourer, née le 20 avril 1959, à Clermont-Ferrand (Puy-de-Dôme), de nationalité française

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 commerciale de Lyon pour exercer des activités d'expertise en tant que Consultant Interne en marketing, puis, de 1996 à 2001, elle est responsable d'Energie Direct, structure pilote de marketing direct au sein de la Direction des Ventes Gaz. A

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 2012	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	Administrateur de Gaz de France*, GrDF

* Société cotée.

Patrick Petitjean, né le 23 août 1952, à Saint-Dizier (Haute-Marne), de nationalité française

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 2012	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	Administrateur de GRTgaz

Administrateur représentant les salariés actionnaires

Gabrielle Prunet, née le 5 décembre 1955, à Biarritz (Pyrénées-Atlantiques), de nationalité française

Gabrielle Prunet a intégré le service comptabilité de la Lyonnaise des Eaux Biarritz il y a 34 ans. Impliquée dans la vie du Comité

d'Etablissement, elle en a aussi assuré la trésorerie pendant plusieurs années. Elle a pris la responsabilité du Service informatique pendant 20 ans et du Service clientèle Recouvrement et Facturation. Elle est actuellement affectée au *Reporting*.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2012	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainée par la Fédération des services publics – CGT	Président du Conseil de Surveillance des fonds SPRING Président du Conseil de Surveillance des fonds LINK	Néant

4.1.1.4 Nombre d'actions et stock-options de GDF SUEZ détenues par les Administrateurs en exercice au 31 décembre 2012

	Nombre d'actions	Nombre de stock-options
Gérard Mestrallet	75 127**	812 403
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
Olivier Bourges	*	N/A
Aldo Cardoso	1 000	N/A
Paul Desmarais Jr	2 121	N/A
Ramon Fernandez	*	N/A
Françoise Malrieu	1 419	N/A
Pierre Mongin	*	N/A
Anne-Marie Mourer	54	N/A
Stéphane Pallez	101	N/A
Patrick Petitjean	107	N/A
Gabrielle Prunet	*	N/A
Lord Simon of Highbury	1 911	N/A

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

** 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 1^{er} février 2013, puis par le Conseil d'Administration du 27 février 2013,

Le Conseil s'est inspiré des recommandations du code AFEP-MEDEF consultable sur le site <http://www.medef.fr>.

Le Conseil a également tenu compte d'autres interprétations réalisées par divers organismes internationaux sur la gouvernance.

Le Conseil a notamment considéré l'analyse faite par la Commission européenne dans ses recommandations du 15 février 2005 sur «le rôle des Administrateurs non exécutifs et des membres du Conseil de Surveillance des sociétés cotées et les comités du Conseil d'Administration ou de Surveillance» (2005/162/CE). Il est ainsi rappelé l'article 13.1. de ces recommandations qui prévoit qu'«un Administrateur ne devrait être considéré comme indépendant que s'il n'est lié par aucune relation d'affaires, familiale ou autre – avec

la Société, l'actionnaire qui la contrôle ou la direction de l'une ou de l'autre – qui crée un conflit d'intérêts de nature à altérer sa capacité de jugement».

Le Conseil s'est enfin inspiré des travaux de l'OCDE repris dans le rapport consacré à «la méthodologie d'évaluation de la mise en œuvre des principes de l'OCDE sur le gouvernement d'entreprise» (1^{er} décembre 2006), en particulier le Principe VI.E («Le Conseil d'Administration doit être en mesure de porter un jugement objectif et indépendant sur la conduite des affaires de la Société»), et sa déclinaison (Principe VI.E.1 : «Le Conseil doit confier les tâches pouvant être source de conflits d'intérêts à un nombre suffisant d'Administrateurs sans fonction de direction et capables d'exercer un jugement indépendant.») Il est notamment rappelé l'extrait du paragraphe 315 (Principe VI.E) qui mentionne la présence d'Administrateurs indépendants «qui ne soient ni salariés de la Société ou de sociétés affiliées, ni étroitement reliés à elle ou à sa direction par des liens significatifs, qu'ils soient économiques, familiaux ou autres».

Sur ces bases, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a examiné au cas par cas la situation de chacun des Administrateurs et décidé à l'unanimité de qualifier cette situation comme suit.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ est composé de 18 Administrateurs dont 8 sont considérés comme indépendants. 10 Administrateurs sont considérés comme non indépendants parmi lesquels figurent les représentants de l'Etat, les représentants des salariés de la Société et les dirigeants mandataires sociaux.

- a) Albert Frère et Paul Desmarais Jr, qui représentent Groupe Bruxelles Lambert, actionnaire de GDF SUEZ à hauteur de 5,1% du capital (au 31 décembre 2012), sont considérés comme indépendants parce qu'ils ne participent pas au contrôle de la Société (GBL détient moins de 10% du capital de GDF SUEZ).
- b) Olivier Bourges, Ramon Fernandez, Pierre Mongin et Stéphane Pallez, tous représentants de l'Etat et nommés par lui, ne sont pas considérés comme indépendants.
- c) Alain Beullier, Anne-Marie Mourer et Patrick Petitjean, Administrateurs salariés de la Société ou de ses filiales, ainsi que Gabrielle Prunet, Administrateur représentant les salariés actionnaires, ne sont pas considérés comme indépendants.
- d) 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 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 correspondants au sein du Conseil et/ou du comité compétent. Il s'est engagé à respecter ces règles de comportement, conformément à l'article 5 de la Charte de l'Administrateur.

- e) Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a précisé que les situations de chacun des Présidents des Comités du Conseil respectaient les principes leur permettant d'être qualifiés d'indépendants.

Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 44,44%, étant précisé que le pourcentage de 50% ne peut être atteint pour des raisons relatives à la présence des Administrateurs représentants de l'Etat et aux Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires décrite au 4.1.1.1.

Conflits d'intérêts

A 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.

A la connaissance de GDF SUEZ, aucun des Administrateurs, ni dirigeants de GDF SUEZ n'a, au cours des 5 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 – Code de gouvernance») 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 au 7.1.

Au cours de l'exercice 2012, les mandats de Censeurs de Richard Goblet d'Alviella et Philippe Lemoine, arrivés à échéance à l'Assemblée Générale du 23 avril 2012, n'ont pas été renouvelés.

A la date du présent rapport, 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 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 à Huy (Belgique), de nationalité belge

Diplômé en Sciences Economiques de l'Université de Louvain-La-Neuve, de l'Institut du Management de l'INSEAD, il a également suivi la formation de Wharton International (*Advanced Management Program for SUEZ Group Executives*) ; il débute sa carrière chez

Deloitte Haskins & Sells en 1983 qui le nomme consultant en fusions et acquisitions, en Hollande, en 1987. Il rejoint la Société Générale de Belgique en 1988, en qualité d'Investment Manager, puis il est nommé contrôleur de gestion avant de devenir Conseiller auprès de la Direction Stratégie et Plan en 1992. Il rejoint la Compagnie de Suez en 1995, en qualité de Chargé de mission auprès du Président, puis de Secrétaire du Comité de Direction. Après la fusion de Suez avec Lyonnaise des Eaux en 1997, il est nommé Directeur Délégué en charge du plan, du contrôle et des comptabilités de Suez Lyonnaise des Eaux, avant d'être nommé, en 2000, Administrateur-Directeur Général et Chief Executive Officer d'Ondeo Nalco, filiale américaine de Suez. Il est rappelé au siège de Suez à Paris, en 2003, pour y être nommé successivement Directeur Général Adjoint, puis Directeur Général en charge des finances du Groupe Suez. En juillet 2008, il est nommé Directeur Général Adjoint de GDF SUEZ en charge des finances, membre du Comité Exécutif et du Comité de Direction. Le 12 avril 2011, Il est nommé Administrateur de Groupe Bruxelles Lambert, puis Administrateur Délégué en janvier 2012.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2012	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Censeur	Administrateur Délégué de Groupe Bruxelles Lambert* Administrateur de Legrand*, Lafarge* et Total* (France)	Président de GDF SUEZ CC, Genfina (Belgique) Administrateur de Distrigaz*, Fortis Banque*, Europalia, Groupe Bruxelles Lambert*, GDF SUEZ Belgium, Electrabel, SUEZ-TRACTEBEL (Belgique), SUEZ Environnement, SUEZ Environnement Company*, GDF SUEZ Energie Services (France), SUEZ Environnement North America, Leo Holding Company (USA), de Aguas de Barcelona (Espagne), International Power Plc (Royaume-Uni)

* Société cotée.

4.1.3 COMMISSAIRE DU GOUVERNEMENT

Le Commissaire du gouvernement est désigné auprès de la Société par le ministre chargé de l'Energie, par arrêté, en vertu de l'article 24.2 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. Il a pour mission d'assister, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et de ses Comités et de présenter, le cas échéant, des observations à toute Assemblée Générale.

Au cours de l'exercice 2012, le mandat de Commissaire du gouvernement de Florence Tordjman a pris fin lors de la nomination de Pierre-Franck Chevet, par arrêté du 15 juin 2012, Commissaire du

gouvernement, Florence Tordjman ayant été nommée, par le même arrêté, suppléante du Commissaire du gouvernement. Pierre-Franck Chevet a assuré ses fonctions jusqu'à sa nomination, par arrêté du 9 novembre 2012, en qualité de Président de l'Autorité de sûreté nucléaire.

A la date du présent rapport, ces fonctions sont assurées par Laurent Michel, nommé par le ministre chargé de l'Energie, par arrêté en date du 18 janvier 2013, et Florence Tordjman, nommée en dernier lieu par le même arrêté, en qualité de suppléante de Laurent Michel.

4.1.4 CONSEIL D'ADMINISTRATION : ATTRIBUTIONS – FONCTIONNEMENT – ACTIVITES

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'Etat 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 – Code de gouvernance

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.

Assiste également aux réunions du Conseil d'Administration, un Censeur, disposant d'une voix consultative, le Commissaire du gouvernement qui dispose également 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.

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 dispositions 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'Etat, 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 23 avril 2012. 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 leur rappelant les interdictions relatives à certaines opérations sur les titres de la Société, l'obligation de déclaration des opérations effectuées par les mandataires sociaux, les dirigeants et les personnes étroitement liées, ainsi que les règles applicables aux délits ou manquements d'initiés.

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».

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.

4.1.4.3 Activités du Conseil d'Administration

Au cours de l'exercice 2012, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, s'est réuni à quatorze reprises. Malgré l'ajout de quatre réunions non prévues au calendrier, le taux de participation a atteint 89%. Neuf séances sont programmées pour l'année 2013.

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 2011, la politique d'approvisionnement en matière énergétique, les prévisions budgétaires 2012 et 2013, l'examen de l'indépendance des Administrateurs, l'évaluation du Conseil, la convocation de l'assemblée des actionnaires et des porteurs de titres participatifs, la revue et cartographie des risques du Groupe, la mise à jour du plan d'optimisation des actifs, l'offre sur les titres International Power, les enjeux techniques de la production de gaz non-conventionnel, l'analyse comparée de la compétitivité et de la soutenabilité des différentes technologies de production d'électricité, le bilan santé et sécurité 2011, les informations financières des premier et troisième trimestres 2012, l'arrêté des comptes semestriels 2012, les documents de gestion prévisionnelle, l'option de paiement soit en numéraire soit en actions du solde du dividende 2011 et d'un acompte sur le dividende 2012, le point sur la situation nucléaire du Groupe, les modifications du capital social suite aux levées d'options, l'attribution gratuite d'actions à l'ensemble des salariés du Groupe, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale, le renouvellement de l'autorisation d'émettre des obligations et de l'autorisation concernant les cautions, avals et garanties, l'attribution d'actions de performance, les plans à moyen terme.

Un séminaire de réflexion stratégique du Conseil d'Administration, tenu à Spa (Belgique), a été consacré aux sujets suivants : compétitivité du portefeuille d'approvisionnement gazier, ambitions du Groupe sur la chaîne du GNL, évolution des marchés et stratégie électriques en Europe et zones géographiques de croissance du Groupe.

4.1.5 LES COMITES 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 le 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.

Quatre Comités assistent le Conseil d'Administration de GDF SUEZ : le Comité d'Audit, le Comité de la Stratégie et des Investissements,

le Comité des Nominations et des Rémunérations et le Comité pour l'Ethique, 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, Olivier Bourges, Françoise Malrieu 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 2012»).

Fonctionnement

L'article 3.1 du Règlement Intérieur définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité d'Audit, conformément à la réglementation et en tenant compte de son évolution.

Le Comité d'Audit a trois fonctions principales. La première est d'examiner de façon détaillée les projets de comptes, la pertinence et la permanence des principes et règles comptables utilisées ainsi que le contenu des documents rendus publics. Dans ce cadre, il est également chargé d'assurer le suivi du contrôle légal des comptes annuels et des comptes consolidés par les Commissaires aux comptes. La seconde est de prendre connaissance des procédures de contrôle interne et externe afin de veiller à ce que celles-ci couvrent de façon appropriée les zones de risques. La troisième est l'examen

régulier de la situation financière, de la situation de la trésorerie, des engagements et des risques significatifs du Groupe, ainsi que la politique du Groupe en matière de maîtrise des risques et de procédures d'évaluation et de gestion de ces risques.

Le Comité d'Audit s'est réuni à onze reprises au cours de l'année 2012, avec un taux moyen de participation de 94%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à neuf séances. Neuf séances sont programmées pour l'année 2013.

Activités

En 2012, le Comité a notamment abordé les sujets suivants : les prévisions budgétaires 2012, les estimations et prévisions de clôture 2011, l'arrêté des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2011, les estimations et options de clôture semestrielle, l'arrêté des comptes semestriels consolidés et sociaux au 30 juin 2012, les informations financières des 1^{er} et 3^e trimestres 2012, les options et hypothèses de clôture 2012, les tests de valeurs sur les actifs, l'application de la procédure de *look back*, la valorisation et le traitement comptable de l'opération International Power, l'option de paiement en actions GDF SUEZ du solde du dividende 2011 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2012, 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 2012 et l'indépendance de l'audit interne, la revue du contrôle interne Groupe et du rapport du Président sur le contrôle interne, le suivi des honoraires des Commissaires aux comptes en 2011 et 2012, l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leurs missions d'audit, l'indépendance et le programme de travail 2012 des Commissaires aux comptes, la revue et la cartographie des risques Groupe, le renforcement du contrôle des Grands Projets, l'activité de trading du Groupe et le risque lié aux systèmes d'information.

Le Comité de la Stratégie et des Investissements

Le Comité de la Stratégie et des Investissements est composé de six membres : Edmond Alphandéry (Président), Olivier Bourges, Aldo Cardoso, 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 dix reprises au cours de l'année 2012 avec un taux moyen de participation de 86%. Neuf séances sont programmées pour l'année 2013.

Activités

En 2012, le Comité a notamment abordé les sujets suivants : la politique d'approvisionnement en énergies du Groupe, les ambitions du Groupe dans le GNL, l'évolution des marchés et la stratégie électrique en Europe, la situation nucléaire du Groupe, le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement qui arrive à échéance en 2013.

Des sujets tels que le plan d'affaires à moyen et long terme, le budget, le plan de performance Perform 2015 ont été présentés au Comité lors de ses réunions communes avec le Comité d'Audit.

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.

Ce Comité a, en outre, travaillé sur des points plus généraux comme le plan d'optimisation des actifs du Groupe, les questions stratégiques issues du PAMT 2012-2017, l'analyse comparée de la compétitivité et de la soutenabilité des différentes technologies de production d'électricité, la préparation du séminaire stratégique annuel du Conseil et l'analyse de ses conclusions.

Le Comité des Nominations et des Rémunérations

Lors de sa séance du 8 février 2012, le Conseil d'Administration a approuvé, à l'unanimité, la fusion du Comité des Nominations et du Comité des Rémunérations en un nouveau comité dénommé Comité des Nominations et des Rémunérations à compter de l'Assemblée Générale du 23 avril 2012.

Il est composé depuis cette date de cinq membres : Jean-Louis Beffa (Président), Olivier Bourges, Paul Desmarais Jr, Françoise Malrieu 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 y compris, le cas échéant, les attributions d'actions de performance, 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. En outre, il examine les conditions dans lesquelles est mise en œuvre la convergence des conditions d'emploi entre les salariés venant de Gaz de France et ceux de SUEZ, de même que leur compétitivité par rapport aux groupes comparables à dimension mondiale.

Ce Comité procède également à des recommandations sur les actions de performance attribuées aux Directeurs Généraux Adjointes.

Le Comité des Nominations s'est réuni trois fois en 2012 et le Comité des Rémunérations s'est réuni deux fois en 2012. Le Comité des Nominations et des Rémunérations post-fusion des deux Comités s'est réuni trois fois en 2012. Le taux de participation global est de 68%.

Activités

Les activités du Comité des Nominations et des Rémunérations étaient séparées jusqu'au 23 avril 2012.

Le Comité des Nominations, puis le Comité des Nominations et des Rémunérations, a abordé notamment les sujets suivants : la réduction du nombre d'Administrateurs, l'amélioration de la diversité au sein du Conseil, le maintien des équilibres entre les représentations des différentes catégories d'Administrateurs, le renouvellement des mandats de Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli, le report à 67 ans de la limite d'âge du Président-Directeur Général, l'extension de 4 à 5 ans de la durée du premier mandat des Administrateurs salariés, la nomination de Gérard Lamarche comme Censeur, la qualité d'Administrateur indépendant des membres du Conseil, le mode d'exercice de la Direction Générale, la détermination des pouvoirs du Président-Directeur Général et du Vice-Président, Directeur Général Délégué, la fusion avec le Comité des Rémunérations ainsi que la modification corrélative du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration, la désignation des membres des Comités du Conseil et de leurs Présidents, le *succession planning* au sein du Groupe, la proposition de cooptation d'un Administrateur indépendant, et les modalités de renouvellement de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Le Comité des Rémunérations, puis le Comité des Nominations et Rémunérations, a abordé notamment les sujets suivants : 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 2011, les montants respectifs des deux parts variables correspondantes, les critères servant à l'appréciation de leur part variable pour l'exercice 2012, les conditions de performance de différents plans d'option d'achat et d'actions de performance, l'attribution d'actions de performance, les propositions faites par le management sur l'évolution de la rémunération des Administrateurs salariés, et le montant des jetons de présence versés aux présidents de certains Comités du Conseil d'Administration.

Le Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable

Le Comité pour l'Ethique, 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'Ethique, 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 pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable s'est réuni à cinq reprises au cours de l'année 2012, avec un taux moyen de participation de 85%. Cinq séances sont programmées pour l'année 2013.

Activités

Le Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable dont la composition a été renouvelée lors du Conseil d'Administration du 23 avril 2012 s'est fait présenter les dispositifs éthiques et de conformité ainsi que la politique de développement durable du Groupe.

En matière de management de la conformité éthique, il a examiné le référentiel applicable ainsi que le bilan des incidents éthiques dans les principaux domaines de risques en s'appuyant sur les outils de reporting mis en place par le Groupe.

Le Comité a constaté que la procédure de conformité annuelle, qui consiste à demander aux responsables de branches ou de directions fonctionnelles un engagement d'appliquer les dispositifs du Groupe, avait été respectée et le rapport du déontologue du Groupe lui a été présenté.

Il a enfin pris connaissance du dispositif éthique de la branche Energie International et examiné la politique éthique suivie à l'égard des agents commerciaux ainsi que le risque de réputation.

En matière de développement durable, le Comité a pris connaissance du rapport sur la performance environnementale du Groupe ainsi que du bilan annuel des plans d'actions développement durable.

Lui a également été présenté le bilan annuel en matière de santé et de sécurité au travail.

En application du Règlement Intérieur, l'évaluation du fonctionnement du Conseil en 2012 a été menée sous l'égide du Président du Comité en partenariat avec un expert indépendant et a été soumise au Conseil d'administration du 27 février 2013.

Le Conseil a approuvé les recommandations présentées par le Comité qui consistent à poursuivre les progrès déjà enregistrées après les recommandations de l'année dernière relatives à l'implication du Conseil dans les questions de ressources humaines, l'enrichissement des réflexions stratégiques par un plus grand nombre de synthèses et de sujets relevant de la Recherche & Développement.

Le Comité a également recommandé la mise en place d'un outil de suivi des décisions stratégiques.

4.1.6 PRINCIPES ET REGLES DE DETERMINATION DES REMUNERATIONS 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 le Document de Référence 2012, sous la Section 4.5 «Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction».

4.1.7 DISPOSITIONS STATUTAIRES APPLICABLES A LA PARTICIPATION DES ACTIONNAIRES AUX ASSEMBLEES GENERALES

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».

4.1.8 PROCEDURES DE CONTROLE INTERNE ET DE GESTION DES RISQUES MISES EN PLACE PAR LA SOCIETE

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 Exécutif et présenté au Comité d'Audit – sont de fournir une assurance raisonnable sur la maîtrise des opérations au regard des objectifs suivants :

- ▶ conformité aux lois et réglementations en vigueur ;
- ▶ fiabilité de l'information comptable et financière ;
- ▶ réalisation et optimisation des opérations.

L'ambition 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 le rapport sur le Comité d'Audit publié par l'AMF à la date du 14 juin 2010.

Orientations générales du contrôle interne

Les orientations générales de GDF SUEZ en matière de contrôle interne 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

Tout Directeur d'entité légale, de Business Unit, branche et direction fonctionnelle est responsable de la mise en œuvre d'un dispositif de contrôle interne efficace sur son périmètre de responsabilité. GDF SUEZ actualise chaque année le périmètre de déploiement du programme de contrôle interne INCOME qui permet aux dirigeants de superviser le niveau de contrôle interne le plus approprié au regard des risques et enjeux.

Ce périmètre est défini en prenant en compte des critères financiers combinés avec des critères relatifs aux risques de dysfonctionnement des activités, identifiés par les directions fonctionnelles et opérationnelles ; il couvre 177 entités en 2012.

Pour les entités qui, compte tenu de ces critères, sont hors de ce périmètre, est mis à disposition un questionnaire de contrôle interne détaillé 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 du Conseil d'Administration (voir Section 4.1.4 «Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités»), du Comité d'Audit (voir Section 4.1.5 «Les Comités permanents du Conseil»), du Président-Directeur Général, du Comité de Direction Générale, du Comité Exécutif (voir Section 4.3 «Direction Générale»), du Centre, des branches et des BU (voir Section 1.3 «Présentation des branches»), 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 Exécutif et au Comité d'Audit ;
- les branches et directions fonctionnelles 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 ; elles s'inscrivent dans une logique de mise en œuvre du programme INCOME 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 regroupement au sein de la Direction Audit et Risques des Services du Management des Risques, du Contrôle Interne et d'Audit Interne

facilite et renforce, dans un souci d'efficacité, le dialogue continu entre les démarches de management global des risques, de contrôle interne et d'audit interne.

Service du Management des Risques

(Voir Section 2.1.2 «Politique de management global 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 du référentiel et de mieux connaître et comprendre les attentes du management vis-à-vis du contrôle interne, a été créé en fin d'année 2010 l'Observatoire Managérial du Contrôle Interne. Cette instance de gouvernance, présidée par un membre du Comité Exécutif de GDF SUEZ, examine les évolutions du programme de contrôle interne proposées par le Directeur du Contrôle Interne, les soumet, avec son avis, pour décision au Comité Exécutif, suit leur mise en œuvre et porte les attentes du management à l'attention du Directeur du Contrôle Interne ; elle se réunit à un rythme semestriel. En outre, le Service du Contrôle Interne procède à l'amélioration continue du dispositif de contrôle interne en analysant les résultats des auto-évaluations du contrôle interne et ceux des audits internes et externes, afin de déterminer les plans d'actions nécessaires, coordonner leur mise en œuvre et en suivre leur bonne application.

Le Service du Contrôle Interne anime le réseau des correspondants et responsables en charge de piloter le contrôle interne 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 pour l'année à venir.

Dans ce rôle d'animation, il bénéficie du soutien des «Internal Control Officers» (ICO) – responsables en charge d'animer le contrôle interne au niveau de la branche – qui promeuvent le contrôle interne, pilotent la mise en œuvre du programme INCOME et évaluent les dispositifs de contrôle interne des BU et entités légales de la branche ; ils rendent compte au Directeur de leur branche et se coordonnent avec le Directeur du Contrôle Interne. Les ICO animent les correspondants contrôle interne auprès des Directeurs de BU ou d'entité légale de leur branche. Ceux-ci apportent un appui aux responsables d'activités pour la définition, le déploiement et l'exécution des contrôles et leur fournissent les éléments nécessaires à la supervision et au pilotage du contrôle interne ; ils rendent compte aux Directeurs de BU ou d'entité légale.

Le Service du Contrôle Interne anime directement les correspondants contrôle interne auprès des directions fonctionnelles qui assurent au sein de ces directions un rôle identique à celui des correspondants contrôle interne auprès des Directeurs de BU ou d'entité légale. 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 du Groupe, fonction indépendante et objective, est chargé d'évaluer le bon fonctionnement de l'Entreprise dans tous les domaines, la gestion des risques et, en particulier, la pertinence et l'efficacité du système de contrôle interne. Il exerce cette responsabilité en direct et s'appuie sur les organisations d'audit interne déployées dans les branches et sur lesquelles il exerce une autorité hiérarchique.

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*, le niveau approprié des ressources et des compétences ainsi que l'assurance qualité de l'audit interne.

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.

En parallèle des équipes d'audit interne des branches, des filières d'auditeurs experts, constituées d'auditeurs internes disposant des connaissances techniques requises et mettant leurs compétences particulières au service de l'ensemble des entités, 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 du Groupe établit annuellement son plan d'audit selon une démarche en quatre étapes :

- ▶ identification des entités concernées par le plan annuel d'audit ;
- ▶ analyse et évaluation des thématiques d'audit en concertation avec les différentes parties prenantes et en synergie avec le Management des Risques et le Contrôle interne ;
- ▶ consolidation des thématiques d'audit identifiées dans les différentes branches d'activité et entités du Groupe ;
- ▶ enrichissement du plan annuel d'audit par validation auprès des organes de Direction Générale du Groupe et des branches et présentation pour approbation au Comité d'Audit.

Le Service d'Audit Interne du Groupe émet un avis sur la qualité des dispositifs de contrôle interne (niveau de maîtrise, caractère adéquat) en se fondant notamment sur des travaux visant à évaluer la conception adéquate et le bon fonctionnement des systèmes de contrôle interne au sein du Groupe, en particulier par le biais de tests des contrôles clés identifiés dans chacune des principales entités.

Les missions d'audit donnent lieu à la formulation de recommandations – hiérarchisées en fonction de leur importance – destinées à améliorer les processus de management ainsi que l'efficacité du contrôle interne. Toutes les recommandations font l'objet de plans d'actions de la part du management. À l'échéance, les auditeurs vérifient la mise en œuvre effective des actions correctives ainsi que leur impact favorable sur les processus de management et sur le système de contrôle interne. La synthèse des constats et des actions correctives est présentée régulièrement aux dirigeants des filiales, aux Comités Exécutifs des branches et 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 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 2.1.2 «Politique de management global des risques»), un dialogue permanent 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 la maîtrise de certains risques ;
- ▶ partage de retours d'expérience de chacune des démarches mises en œuvre.

Activités de contrôle

Le dispositif de contrôle interne couvre une soixantaine de processus, 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 a été actualisé en 2012 par une décision signée par le Président-Directeur Général. Celle-ci consacre, en plus des dispositifs existants – suivi du programme de pilotage de contrôle interne, formalisation d'un engagement des dirigeants sur la mise en œuvre d'un dispositif de contrôle interne sur leur périmètre de responsabilité, existence d'une filière Contrôle Interne en appui au management et existence d'un Observatoire Managérial du Contrôle Interne – les principales évolutions suivantes :

- ▶ 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 ;
- ▶ 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 la synergie ;

- préparation et présentation aux directions des entités d'une synthèse annuelle du contrôle interne.

La filière Contrôle Interne est animée par des réunions à périodicité mensuelle. Ces réunions sont complétées par la création, en tant que de besoin, de groupes de travail et d'actions de sensibilisation et de formation, comme le portage au sein de la filière de la nouvelle politique de contrôle interne.

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 compétences. 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 Ethique 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 Stratégie et du Développement Durable 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 (liasses de reporting) ainsi que de leur contrôle interne.

Les responsabilités relatives à l'élaboration de l'information comptable et financière se déclinent à chaque niveau de l'organisation du Groupe (Centre, branches, BU et entités de reporting). Celles-ci incluent la mise en place et le maintien d'un système de contrôle interne efficient.

Le dispositif de contrôle interne relatif à l'information comptable et financière a pris en compte le cadre de référence de l'AMF. Ce dispositif couvre non seulement les processus de préparation de l'information financière, tant pour les arrêtés comptables que pour la consolidation, les phases prévisionnelles ou la communication 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 le Centre d'Expertise Normes Comptables (CENC), au sein de la Direction des Comptabilités. Il est accessible via intranet à l'ensemble de la communauté financière du Groupe. Sa mise à jour s'effectue de façon régulière en fonction de l'évolution des normes internationales ;
- les instructions de clôture diffusées préalablement à chaque phase de consolidation. Ces instructions 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. Ces instructions sont également disponibles via intranet.

Identification et évaluation des risques

Le suivi et la gestion des principaux risques identifiés s'organisent comme suit :

- les risques identifiés et les résultats obtenus via les différentes approches mises en place (ERIM 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 ad hoc vers les filières concernées ;
- les processus budgétaire et de plan d'affaires à moyen terme («PAMT»), le suivi des performances («Monthly Business Reviews»), les réunions régulières où les fonctions financières sont largement parties prenantes (Directions des Comptabilités, du Plan et du Contrôle, de la Finance, la Trésorerie et des Assurances, de la Fiscalité – voir le paragraphe «Environnement de contrôle»), 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 Siège, les Directions des Comptabilités d'une part, du Plan et du Contrôle de Gestion d'autre part, coordonnent les processus relatifs à l'élaboration de l'information comptable et financière. Ces directions centrales sont rattachées à la Direction Financière et coordonnent étroitement leurs activités lors de réunions hebdomadaires réunissant leurs principaux responsables.

Dans ce cadre, la Direction des Comptabilités anime le processus de production des comptes consolidés du Groupe GDF SUEZ qui bénéficie du soutien des équipes de consolidation et des départements de contrôle de gestion des branches dans ce rôle d'animation vis-à-vis des BU et des entités de reporting.

Chacun de ces acteurs, sur son périmètre de responsabilité, effectue les contrôles permettant d'assurer la diffusion, l'assimilation 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 leur sont communiquées par les branches.

Des centres d'expertise (Centre d'Expertise Outil de Consolidation – CEOC, décrit ci-dessous -, Centre d'Expertise Process Consolidation – regroupant les équipes des branches des métiers de l'Energie – et Centre d'Expertise Normes Comptables par exemple) existent au niveau du Siège afin d'optimiser le traitement et la résolution de problématiques techniques complexes. Ces Centres, qui résultent d'une mutualisation des ressources d'expertise au sein du Groupe en vue de leur mise à disposition, 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 dans le paragraphe «Fixation des objectifs et pilotage».

Acteurs des contrôles

A 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 préparé en accord avec les principales procédures établies au niveau du Groupe ;
- ▶ les différentes Directions Financières au niveau des branches qui sont en charge de la mise en œuvre des procédures auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles. Cela inclut, en particulier, un contrôle de gestion décentralisé (voir le paragraphe «Fixation des objectifs et pilotage») ;
- ▶ la Direction des Comptabilités, elle-même rattachée à la Direction Financière, qui est en charge du reporting financier, du contrôle des comptes sociaux (de la société GDF SUEZ et des véhicules financiers gérés par le Siège) et 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

Information et communication comptables

Les entités de reporting du périmètre de consolidation de GDF SUEZ utilisent toutes l'application informatique SMART pour leurs besoins de consolidation et de reporting de Contrôle de Gestion au Groupe.

La responsabilité de la gestion de cette application est assumée conjointement par :

- ▶ le CEOC, au sein de la Direction des Comptabilités, pour ce qui relève des missions d'administration (gestion des droits d'accès, relations avec les prestataires assurant le support, et exploitation), de paramétrage (l'identification des besoins d'évolution, la réalisation du cahier des charges et la validation des mises à jour sont effectuées par le Département Consolidation) et d'aide à l'exploitation par les utilisateurs (mise à disposition d'une hotline) ;
- ▶ 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.

Communication financière

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 notamment :

- ▶ la définition du processus de remontée et de validation des informations figurant dans le Document de Référence ;
- ▶ la supervision de la réalisation 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

GDF SUEZ dispose des fonctions nécessaires à la présentation d'une information financière fidèle et de qualité.

La Direction Communications et Marketing Groupe applique les principes relatifs à l'exercice de ces activités avec les médias, 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 Communications et Marketing Groupe 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 suivants : relations investisseurs et analystes, veille de marché et services marketing, relations avec les actionnaires individuels, y compris la communication envers les actionnaires salariés, mission exercée en appui de la Direction des Ressources Humaines Groupe et avec la contribution de la communication interne. En outre, la Communication Financière pilote et coordonne le processus de communication au marché comme 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 de GDF SUEZ 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'instructions à l'intention de chacune des branches qui incluent les hypothèses macro-économiques à prendre en compte (par exemple : taux de change, taux d'intérêt, prix des *commodities*), les indicateurs financiers et non financiers qui seront mesurés au cours de l'exercice suivant, 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, notamment, par les instructions périodiques élaborées par la Direction du Plan et du Contrôle de Gestion, l'application informatique SMART 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 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. La Direction Générale envoie à chaque branche la lettre budgétaire récapitulant ses objectifs quantitatifs et qualitatifs.

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 et la Direction Générale de la branche.

L'amélioration du processus relatif à l'élaboration et au traitement de l'information financière est l'une des responsabilités 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, qui sont effectuées dans les entités de reporting et aux différents niveaux de l'organisation, peuvent vérifier également la qualité des processus.

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 optimiser le dispositif de contrôle interne au moindre coût ;
- ▶ auto-évaluation du contrôle interne formalisée par une lettre d'attestation annuelle signée par tout Directeur de branche et Directeur fonctionnel portant sur son périmètre de responsabilité ;
- ▶ identification, suivi et pilotage de plans d'actions à enjeux Groupe.

Ainsi, à titre d'exemples, des actions transverses au Groupe ont été menées en 2012 par les équipes Contrôle Interne et Systèmes d'Information afin de renforcer le contrôle des accès aux applications, d'automatiser la détection et le traitement de conflits de tâches et de protéger les informations et les transactions sensibles. Le champ des contrôles dans le domaine de la sécurité des infrastructures informatiques a été de fait élargi en coopération avec les branches et entités du Groupe.

4.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES, ETABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE L. 225-235 DU CODE DE COMMERCE, SUR LE RAPPORT DU PRESIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE LA SOCIETE 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 2012.

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 6 mars 2013

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Ernst & Young et Autres

Mazars

Véronique Laurent

Pascal Macioce

Thierry Blanchetier

Pascal Pincemin

Charles-Emmanuel Chosson

Isabelle Sapet

4.3 DIRECTION GENERALE

Dans sa volonté de poursuivre la continuité de l'exercice de la Direction Générale selon le mode de cumul des fonctions de Président et de Directeur Général, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 23 avril 2012, a décidé que la fonction exécutive de GDF SUEZ continuera à être assurée par le Président du Conseil d'Administration et le Vice-Président, Directeur Général Délégué. La Direction Générale de la Société est en conséquence 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 COMITE DE DIRECTION GENERALE

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 dix 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 Energie Europe*

Dirk Beeuwsaert, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Energy International*

Valérie Bernis, *Directeur Général Adjoint, Communications et Marketing*

Jean-Louis Chaussade, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Environnement*

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 Energie Services*

(1) Depuis le 1er février 2013

4.3.2 LE COMITE EXECUTIF

Le Comité Exécutif examine les questions et décisions relatives principalement à la stratégie, au développement, à l'organisation du Groupe et à son pilotage d'ensemble. Il est composé à la date du présent document de 21 membres, dont les membres du Comité de

Direction Générale, ainsi que les responsables de certaines directions fonctionnelles. Il se réunit en principe mensuellement. Le Comité Exécutif est composé des membres suivants :

Gérard Mestrallet, *Président-Directeur Général*

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

Dirk Beeuwsaert, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Energy International*

Valérie Bernis, *Directeur Général Adjoint, Communications et Marketing*

Jean-Louis Chaussade, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Environnement*

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* ⁽¹⁾

Isabelle Kocher, *Directeur Général Adjoint, en charge des Finances*

Jérôme Tolot, *Directeur Général Adjoint, en charge de la branche Energie Services*

Bruno Bensasson, *membre du Comité Exécutif* ⁽²⁾, *Directeur de la Stratégie et du Développement durable*

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*

Pierre Clavel, *membre du Comité Exécutif* ⁽³⁾, *Directeur Adjoint de la branche Global Gaz & GNL, en charge du Business Development*

Phil Cox, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁴⁾, *Directeur Général de International Power plc*

Véronique Durand-Charlot, *membre du Comité Exécutif, Directeur des Systèmes d'Information*

Marc Florette, *membre du Comité Exécutif, Directeur de la Recherche et Innovation*

Yves de Gaulle, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁵⁾, *Chargé de missions auprès du Président-Directeur Général de GDF SUEZ en charge de la Politique des Energies Renouvelables*

Jean-Pierre Hansen, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁶⁾, *Président du Comité de Politique Énergétique*

Philippe Jeunet, *membre du Comité Exécutif, Conseiller auprès du Président-Directeur Général*

Christelle Martin, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁶⁾, *en charge des Ressources Humaines*

Didier Retali, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁶⁾, *Directeur de l'Audit et des Risques*

Paul Rorive, *membre du Comité Exécutif, Directeur du Développement Nucléaire*

Philippe Saimpert, *membre du Comité Exécutif* ⁽³⁾, *Chargé de mission auprès du Président-Directeur Général*

Edouard Sauvage, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁷⁾, *Directeur de la Stratégie*

Denis Simonneau, *membre du Comité Exécutif, Directeur des Relations Européennes et Internationales*

Emmanuel van Innis, *membre du Comité Exécutif* ⁽³⁾, *Chargé de mission auprès du Président-Directeur Général*

Willem Van Twembeke, *membre du Comité Exécutif* ⁽⁸⁾, *Directeur Général de International Power plc*

Les secrétariats du Comité de Direction Générale et du Comité Exécutif sont assurés par le Secrétariat Général.

(1) En charge d'Energie France jusqu'au 1^{er} février 2013

(2) Jusqu'au 10 février 2013

(3) Jusqu'au 28 février 2013

(4) Jusqu'au 1^{er} avril 2013

(5) Jusqu'au 1^{er} février 2013

(6) Depuis le 1^{er} mars 2012

(7) Depuis le 11 février 2013

(8) A compter du 1^{er} avril 2013

4.4 RAPPORT SPECIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS REGLEMENTES, TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIEES, CONTRATS DE SERVICES

4.4.1 RAPPORT SPECIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS REGLEMENTES

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

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.

1. Avec l'Etat français

Actionnaire et administrateurs concernés

Etat français, MM. Bailly, Bézard, Bourges, Chevet, Fernandez et Mongin, Administrateurs représentants de l'Etat.

Nature, objet et modalités : Convention relative au paiement du dividende en actions

Dans le cadre du projet de rachat des minoritaires d'International Power, correspondant à 30% du capital de la société, le Conseil d'administration dans sa séance du 2 avril 2012 a décidé qu'une partie du financement de cette opération de rachat pouvait être assuré par le paiement du dividende GDF SUEZ en actions. Les principaux actionnaires de GDF SUEZ, l'Etat français et le Groupe Bruxelles Lambert, étant d'accord sur le principe, le Conseil d'administration a

décidé de modifier le texte de la 3^e résolution relative au paiement du dividende qu'il avait adopté lors de sa séance du 8 février 2012, en y introduisant la faculté pour les actionnaires d'opter pour le paiement du solde du dividende de l'exercice 2011 en actions.

Le Conseil d'administration a, en outre, décidé d'ajouter une 26^e résolution offrant la possibilité aux actionnaires, sous réserve de la réalisation de l'opération de rachat des actions International Power non encore détenues par le Groupe GDF SUEZ, d'opter pour le paiement en actions de l'acompte sur le dividende de l'exercice 2012. En conséquence de ces décisions, le Conseil d'administration du 2 avril 2012 a autorisé le projet de convention par laquelle l'Etat s'engage :

- ▶ sous réserve que le Conseil d'administration d'International Power ait recommandé, à la date de l'Assemblée Générale, l'opération par laquelle le Groupe GDF SUEZ se porte acquéreur des actions International Power qu'il ne détient pas, à voter en faveur des résolutions permettant le paiement du dividende en actions tant pour le solde du dividende au titre de l'exercice 2011 que pour tout acompte sur dividende au titre de l'exercice 2012, et à exercer l'option pour le paiement en actions de la totalité du solde net de dividende au titre de l'exercice 2011 lui revenant, dans l'hypothèse où cette option de paiement en actions serait décidée par l'Assemblée Générale ;
- ▶ à exercer l'option pour le paiement en actions de la totalité de tout acompte sur dividende net lui revenant au titre de l'exercice 2012, dans l'hypothèse où cette option de paiement en actions de tout acompte sur dividende au titre de l'exercice 2012 serait décidée par l'Assemblée Générale.

L'Etat ayant levé l'option de paiement du dividende en actions, a reçu 33 078 268 actions au titre du solde du dividende de l'exercice 2011 et 41 560 866 actions au titre de l'acompte sur le dividende de l'exercice 2012, soit au total 74 639 134 actions.

2. Avec les sociétés Electrabel (filiale du Groupe à 100%), Crédit Agricole CIB

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'administration d'Electrabel, M. Cirelli Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ et Vice-Président d'Electrabel, M. Alphandéry, administrateur de GDF SUEZ et administrateur de Crédit Agricole CIB.

Nature, objet et modalités : Approbation d'une convention de financement relais dans le cadre de l'offre sur les actions d'International Power

A la suite des négociations entamées le 28 mars 2012 avec les administrateurs indépendants d'International Power, les parties sont convenues de soumettre à l'approbation des Conseils d'administration de GDF SUEZ et d'Electrabel, d'une part, et des

administrateurs indépendants d'International Power, d'autre part, les principaux termes d'une offre par laquelle Electrabel se porterait acquéreur à un prix de 418 pence (coupon détaché) par action, payable en numéraire, de l'ensemble des actions International Power non encore détenues par le groupe GDF SUEZ, valorisant le rachat des minoritaires d'International Power à environ 8,4 milliards d'euros.

Le Conseil d'administration du 15 avril 2012, a autorisé, à l'unanimité, l'opération ainsi que les termes de l'offre qui lui ont été présentés, et notamment :

- ▶ le projet de convention de financement-relais, à conclure conjointement par GDF SUEZ et Electrabel. En pratique, cette dernière achètera les 30% restants d'International Power et sera assortie d'une garantie que GDF SUEZ émettra en faveur d'Electrabel, pour permettre à celui-ci d'être co-emprunteur de 6 milliards d'euros. Cette convention serait une convention de crédit soumise au droit français, conclue par GDF SUEZ et Electrabel qui seraient co-emprunteurs, et ne donnant pas lieu à la prise de sûreté, mais dans le cadre de laquelle GDF SUEZ garantirait les obligations d'Electrabel en souscrivant une garantie autonome vis-à-vis des banques. La ligne de crédit ne pourrait être utilisée que pour financer ou refinancer l'offre de rachat des actions International Power, frais et coûts divers liés à l'opération, inclus.
- ▶ le montant de la garantie consentie par GDF SUEZ aux banques est autorisé par le Conseil d'administration pour un montant de 6,9 milliards d'euros au maximum.

L'offre a été initiée par Electrabel, détentrice de la participation actuelle du groupe dans International Power et une convention de financement relais (*Term Loan Facilities*) d'un montant maximal de 6 milliards d'euros, a été signée par Electrabel et GDF SUEZ – GDF SUEZ étant co-emprunteur – afin notamment de permettre au Groupe de disposer des fonds nécessaires au respect des engagements financiers qu'elle prendra dans le cadre de l'offre.

Le financement-relais de 6 milliards d'euros a été mis en place, mais a été intégralement remboursé et annulé en date du 18 décembre 2012, y compris la garantie en faveur d'Electrabel.

3. Avec les sociétés Electrabel et International Power (filiales du Groupe à 100%)

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ, Président du Conseil d'administration d'Electrabel et administrateur d'International Power, et M. 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'autorisé 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 GBP 955 millions pour couvrir les besoins liés aux refinancements de certains prêts spécifiques en

cours, et échéant 6 mois après la date de Closing (soit le 3 août 2011) ;

- ▶ Tranche C, d'un montant de GBP 1 197 millions 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 GBP 550 millions 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 45 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 18 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'International Power 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*.

Au 31 décembre 2012, les prêts et avances accordés par le Groupe GDF SUEZ à International Power s'élevaient à 1 483 M€. Les produits d'intérêts nets y afférant ont été de 26 millions d'euros en 2012.

4. Avec la société CNP Assurances

Administrateurs concernés

MM. Alphanéry, Bailly et Fernandez, administrateurs de GDF SUEZ et de CNP Assurances.

Nature, objet et modalités : Projet d'acquisition en consortium (Projet CRETE)

Le projet CRETE concerne l'acquisition du réseau de transport de gaz d'Open Grid Europe GmbH «OGE» en Allemagne auprès d'E.ON Ruhrgas AG «E.ON». OGE détient également 51% de Megal qui est le grand gazoduc qui traverse l'Allemagne pour approvisionner la France en gaz russe depuis plusieurs décennies et dont GRTgaz détient 44%.

L'acquisition de 100% d'OGE se serait faite par un consortium composé de GDF SUEZ, des fonds gérés et/ou conseillés par Industry Funds Management («IFM») et de CNP Assurances («CNP»).

Le consortium a remis une offre ferme pour l'acquisition d'OGE le 9 mai 2012. Il devait procéder à l'acquisition d'OGE par l'intermédiaire d'une société de droit allemand («BidCo»), elle-même détenue à 100% par une société de droit luxembourgeois («CRETE Holding»).

L'actionnariat de CRETE Holding était le suivant :

- IFM ou ses filiales : 50% ;
- GDF SUEZ : 38% ;
- CNP : 12%.

Par ailleurs, un pacte d'actionnaires relatif à CRETE Holding et à BidCo a été signé et des *equity commitment letters* (relatives à l'engagement de chaque membre du consortium de financer la structure d'acquisition en fonds propres à hauteur de sa quote-part) ont été remises à E.ON, d'une part, et aux autres membres du Consortium (dont CNP), d'autre part.

L'autorisation demandée au Conseil d'administration portait sur l'acquisition d'OGE à un prix maximal de 2,801 milliards d'euros. L'acquisition devait se faire par emprunt de 2,1 milliards d'euros, la part equity étant limitée à 851 millions d'euros (dont 323 millions d'euros pour la quote-part de 38% de GDF SUEZ).

Le Conseil d'administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 23 avril 2012, a expressément autorisé la réalisation de cette opération d'investissement dont le projet lui a été présenté.

L'offre de GDF SUEZ n'a finalement pas été retenue par E.ON.

5. Avec la société Suez Environnement Company (filiale du Groupe à 35,8%)

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président-Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'administration de Suez Environnement Company, et M. Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ et administrateur de Suez Environnement Company.

a. Nature, objet et modalités : Contrat de mandat relatif à la résolution des litiges argentins

A la suite des défaillances du Gouvernement argentin, SUEZ avait engagé en 2003 une procédure d'arbitrage international devant le CIRDI pour recouvrer les dettes liées aux sociétés Aguas Argentinas SA et Aguas Provinciales de Santa Fé, filiales de SUEZ Environnement.

Faute d'indemnisation à ce jour, GDF SUEZ a donné mandat à SUEZ Environnement pour faire appel à un fonds afin de rechercher des solutions potentielles dans le cadre des procédures arbitrales CIRDI concernant les sociétés Aguas Argentinas S.A. et Aguas Provinciales de Santa Fé.

Dans sa séance du 23 avril 2012, le Conseil d'administration de votre Société, a autorisé à l'unanimité la conclusion de l'accord avec un fonds et donné tous pouvoirs à M. Gérard MESTRALLET, Président Directeur Général, avec faculté de délégation, aux fins de procéder à la finalisation et à la signature de l'accord.

Cet accord, signé en avril 2012, n'a reçu aucune application et a pris fin le 30 juin 2012.

b. Nature, objet et modalités : Pacte d'actionnaires et accord de coopération industrielle et commerciale

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 L233-3 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 partie au Pacte avaient fait part à l'unanimité de leur décision de ne pas renouveler celui-ci et que cette décision rejoignait l'intention de GDF SUEZ, le Conseil d'administration a autorisé 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, le Pacte ne sera pas renouvelé et prendra fin le 22 juillet 2013 à l'égard de l'ensemble des parties.

En conséquence, le non-renouvellement du Pacte à son échéance entraînera pour GDF SUEZ la perte de contrôle de SUEZ Environnement, la fin du concert entre les parties au Pacte, la sortie de SUEZ Environnement du périmètre de consolidation par intégration globale et la mise en équivalence des activités de Suez Environnement dans les comptes consolidés de GDF SUEZ.

Par ailleurs, 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 22 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». Les accords d'application qui seront négociés en vertu de cet accord cadre porteront sur cinq domaines prioritaires : 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, le non-renouvellement du pacte d'actionnaires, ainsi que la signature du projet de lignes directrices et orientations de coopération industrielle et commerciale qui lui a été présenté.

6. Avec la société Crédit Agricole CIB

Administrateurs concernés

M. Alphandéry et Mme Pallez, administrateurs de GDF SUEZ et de Crédit Agricole CIB.

Nature, objet et modalités : 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 et traversant la mer Baltique de la Russie à l'Allemagne. Ses actionnaires actuels sont OAO Gazprom (51%), E.ON Ruhrgas AG («E.ON») (15,5%), Wintershall Oil AG (15,5%), NV Nederlandse Gasunie (9%) et GDF SUEZ SA («GDF SUEZ») (9%).

Le Groupe est entré dans le capital de Nord Stream AG le 1er juillet 2010 via l'acquisition par GDF SUEZ Holding Switzerland AG (filiale à 100% de GDF International, qui est une filiale à 100% de GDF SUEZ) de 4,5% auprès d'E.ON et de 4,5% auprès de Wintershall.

Le financement du projet s'effectue en deux phases (Phase I et Phase II), correspondant aux deux pipelines.

Le financement de projet de la Phase I a été autorisé par le Conseil d'administration du 23 juin 2010. Cette autorisation du financement de projet de la Phase I a été confirmée par le Conseil d'administration du 13 janvier 2011 suite à certains amendements apportés afin de constater l'entrée de GDF SUEZ au projet le 1er 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 1er 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 1er 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 le Conseil 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 12 mois et sont donc expirées, sans avoir produit d'effets 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 dont la conclusion est envisagée seront émises au profit de Nord Stream AG et de Société Générale agissant en tant que *Security Agent* pour son compte et pour l'ensemble des banques prêteuses 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, a autorisé la conclusion et l'émission des garanties susvisées et donné tous pouvoirs au Président-Directeur Général, avec faculté de délégations, afin de signer les contrats de garantie susvisés.

Ces garanties 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'effets.

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.

7. Avec l'Etat français

Actionnaire et administrateurs concernés

Etat français, MM. Bailly, Bézard, Bourges, Chevet, Fernandez et Mongin, Administrateurs représentants de l'Etat.

Nature, objet et modalités : Contrat de Service Public

GDF SUEZ a signé en décembre 2009 un contrat de service public avec l'Etat français. Ce contrat a pour objet de constituer la référence des engagements pris par GDF Suez S.A, 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 sur la période 2010-2013.

Le Gouvernement publiera, chaque année, un arrêté fixant les conditions d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel pour l'année à venir. Entre deux arrêts, GDF SUEZ saisira la Commission de Régulation de l'Energie (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 M. Gérard Mestrallet, Président Directeur Général, ainsi que M. Jean-François Cirelli, Vice Président Directeur Général Délégué, à signer avec l'Etat un avenant au présent contrat

portant sur les mouvements tarifaires, qui seront désormais mensuels et non plus trimestriels.

B. Conventions et engagements déjà approuvés par l'assemblée générale

Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs

a) 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.

1. Avec Suez Environnement Company (filiale du Groupe à 35,8%)

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président-Directeur-Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'administration de Suez Environnement Company, et M. Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ et administrateur de Suez Environnement Company.

Nature, objet et modalités : Accord de financement avec Suez Environnement Company

L'accord cadre de financement initial conclu le 5 juin 2008 entre Suez, Suez Environnement et Suez Environnement Company prenant fin au 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.

Au 31 décembre 2012, le montant des prêts et des avances en compte courant accordés par le Groupe GDF SUEZ au Groupe SUEZ Environnement Company s'élevait à 144 millions d'euros. Les produits financiers nets générés se sont élevés à 7,3 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2012.

2. Avec Electrabel et International Power Plc (filiales du Groupe à 100%)

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'administration d'Electrabel, M. Cirelli, Vice Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ et vice-président d'Electrabel et M. Alphandéry, administrateur de GDF SUEZ et membre de l'European Advisory Council de Nomura, banque conseil d'International Power Plc.

Nature, objet et modalités : Rapprochement de GDF SUEZ avec International Power

Des pourparlers ont été engagés avec International Power fin 2009, qui ont abouti dans le courant de l'été 2010 à un projet de rapprochement sur la base de l'acquisition par GDF SUEZ de 70% du capital d'International Power par voie d'apports d'actifs provenant de la branche GDF SUEZ Energie International d'Electrabel et assortie du versement d'un dividende exceptionnel de 92 pence par action aux actionnaires d'International Power.

Le Conseil d'administration, dans sa séance du 19 juillet 2010 a autorisé le Président-Directeur Général, M. Gérard Mestrallet, à présenter une offre à International Power et lui a donné tous pouvoirs pour négocier, arrêter les termes de l'accord et signer le *Memorandum of understanding*.

A la suite de l'autorisation donnée par le Conseil d'administration du 19 juillet 2010, un projet d'accord a été conclu entre GDF SUEZ et International Power, le 8 août 2010, qui a été autorisé par les Conseils d'administration des deux sociétés réunis le 9 août 2010.

Le Conseil d'administration du 9 août 2010 a, notamment, autorisé à l'unanimité la conclusion du *Memorandum of understanding*, ainsi que sa signature, et donné tous pouvoirs au Président-Directeur Général afin de poursuivre la négociation.

Dans sa séance du 15 septembre 2010, le Conseil d'administration a pris acte de l'avis favorable émis par le Comité d'Entreprise Européen du Groupe et autorisé la signature :

- ▶ du *Merger Agreement*, équivalent en droit français du traité d'apport ; il contient notamment la description des actifs et passifs apportés, la parité d'échange et certaines déclarations et garanties ;
- ▶ du *Relationship Agreement* qui est un pacte conclu entre GDF SUEZ, Electrabel et International Power ; il régit essentiellement la gouvernance d'International Power ;
- ▶ du *Services Agreement*, conclu entre Electrabel et International Power pour une durée de 5 ans renouvelable annuellement et qui prévoit la fourniture par Electrabel de services de support dans divers domaines relatifs à la stratégie, le contrôle interne, l'audit et la gestion des risques, la finance, la fiscalité, les systèmes d'information, la gestion des ressources humaines et la communication ;
- ▶ de l'*Expatriate Services Agreement*, conclu entre Electrabel et International Power pour une durée de 5 ans renouvelable annuellement et qui prévoit la fourniture par Electrabel de services de gestion des expatriés pour le compte d'International Power ;
- ▶ du *Financing Framework Agreement* qui détermine les conditions applicables aux accords de financement entre Electrabel, GDF SUEZ et International Power (accord amendé au cours de l'exercice écoulé : cf. Paragraphe A.3).

A la suite de ces décisions du Conseil, le *Memorandum of understanding* a été transformé en accords engageants, qui ont été

signés le 13 octobre 2010, et l'Assemblée Générale des actionnaires d'International Power a approuvé l'opération, à 99%, le 16 décembre 2010.

Le closing du rapprochement est intervenu le 3 février 2011.

Les prestations facturées à International Power en 2012 s'élèvent à 26 millions d'euros au titre du Services Agreement et à 17 millions d'euros au titre de l'*Expatriate Services Agreement*.

3. Avec les sociétés Suez Environnement Company (filiale du Groupe à 35,8%), Groupe Bruxelles Lambert, Caisse des Dépôts et Conciliations, CNP Assurances, Sofina, Areva

Administrateurs concernés

M. Frère, administrateur de GDF SUEZ et Président Directeur Général du Groupe Bruxelles Lambert, M. Mestrallet, Président Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'administration de Suez Environnement Company, MM. Desmarais Jr. et Beffa, administrateurs de GDF SUEZ et du Groupe Bruxelles Lambert, M. Bailly, administrateur de GDF SUEZ et de CNP Assurances, et M. Fernandez, administrateur de GDF SUEZ, de CNP Assurances et membre de la Commission de Surveillance de la CDC.

Nature, objet et modalités : Dispositions diverses prises par le Conseil d'administration de SUEZ dans le cadre de la mise en bourse de 65% du capital de SUEZ Environnement Company et de sa scission partielle

Le Conseil d'administration de Suez du 4 juin 2008 a décidé de mettre en place un certain nombre de dispositions pour accompagner SUEZ Environnement Company, à savoir :

- ▶ un pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company, d'une durée de 5 ans renouvelables, entre les sociétés SUEZ, Groupe Bruxelles Lambert, Sofina, la Caisse des dépôts et consignations, Areva et CNP Assurances.

A la suite de la signature le 5 juin 2008 du pacte d'actionnaires précité, il a été décidé de conclure un avenant à ce pacte, portant sur le fonctionnement opérationnel du groupe SUEZ Environnement Company, que le Conseil d'administration de GDF SUEZ avait expressément autorisé, dans sa séance du 22 octobre 2008. L'avenant est entré en vigueur le 18 décembre 2008.

Ce pacte a perduré en 2012 sans modification, jusqu'au 5 décembre, date à laquelle le Conseil d'administration a décidé de le dénoncer, en accord avec les autres membres du pacte d'actionnaires. Ce pacte prendra donc fin le 23 juillet 2013 (cf. Paragraphe A.5.b.) ;

- ▶ un contrat de coopération et de fonctions partagées entre SUEZ et SUEZ Environnement Company, dont l'objet est de définir les modalités de coopération entre GDF SUEZ et Suez Environnement Company.

Un contrat de coopération et de fonctions partagées a été conclu entre Suez et Suez Environnement Company. A travers ce contrat, Suez et Suez Environnement Company ont 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 a été transféré à GDF SUEZ.

A la suite de la décision du Conseil d'administration du 5 décembre 2012 (cf. Paragraphe A.5.b.), ce contrat de coopération et de fonctions partagées sera revu ;

- un contrat de licence de marque, aux termes duquel Suez concéderait à Suez Environnement pour une durée de 5 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 ;
- dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de Suez («l'Apport-Distribution»), Suez et Suez Environnement ont 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 Fe, s'y rapportant ou en découlant (les «Droits Argentins»).

Le Conseil d'administration de Suez a expressément autorisé cette convention lors de sa séance du 4 juin 2008.

L'accord avec le fonds n'ayant pas été renouvelé à son échéance en juin 2012 (cf. Paragraphe A.5), ce protocole d'accord initial reste en vigueur.

Suez Environnement a refacturé, en 2012, 2,5 millions d'euros d'honoraires d'avocats et de conseils à GDF SUEZ S.A.

b) 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.

4. 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%)

Administrateurs concernés

M. Bailly, administrateur de GDF SUEZ et de CNP Assurances, et 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 18 mois, à l'exception de la garantie spécifique relative à l'environnement dont la durée est de 20 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 2012.

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 20 ans (renouvelable une fois pour une période de 10 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 2012.

5. Avec la société Electrabel (filiale du Groupe à 100%)

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'administration 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 de Suez, dans sa séance du 4 juillet 2007, a expressément autorisé 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 et d'une période maximale allant jusqu'au 31 mars 2013.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2012.

6. Avec les sociétés du Groupe GDF SUEZ membres du G.I.E. GDF SUEZ Alliance

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'administration de GDF SUEZ Energie Services

Nature, objet et modalités : adhésion au G.I.E. Suez Alliance (devenu GDF Suez Alliance)

Le Conseil d'administration de SUEZ, dans sa séance du 4 juillet 2001, a autorisé la création d'un véhicule de financement ad hoc, le G.I.E. SUEZ Alliance, devenu G.I.E. GDF SUEZ Alliance, et l'adhésion de SUEZ à ce G.I.E.

Il a, en outre, décidé l'octroi par SUEZ d'une garantie au profit des autres membres du G.I.E., filiales de SUEZ. Ainsi, en sa qualité de société tête du groupe, GDF SUEZ est le garant ultime à l'égard des autres membres pour toute dette que l'un de ceux-ci aurait à payer et qui dépasserait sa quote-part.

Ces conventions n'ont pas eu d'effet sur l'exercice 2012.

7. Avec les sociétés du Groupe GDF SUEZ non membres du G.I.E. GDF SUEZ Alliance

Administrateurs concernés

M. Mestrallet, Président Directeur Général de GDF SUEZ, 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 de SUEZ a expressément autorisé l'élargissement des activités du G.I.E. SUEZ Alliance (devenu G.I.E. GDF 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 2012.

8. Avec GDF SUEZ Energie Services (filiale du Groupe à 100%)**Administrateurs concernés**

M. Mestrallet, Président Directeur Général de GDF SUEZ et Président du Conseil d'administration de GDF SUEZ Energie 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 Energie 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 2012.

Neuilly sur Seine et Paris-La Défense, le 6 mars 2013

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Ernst & Young et Autres

Mazars

Pascal Pincemin

Pascal Macioce

Thierry Blanchetier

Véronique Laurent

Charles-Emmanuel Chosson

Isabelle Sapet

4.4.2 TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIEES

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

A 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 REMUNERATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

4.5.1 REMUNERATION 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, en tenant compte des comparaisons effectuées dans les sociétés comparables en France et en Europe, ainsi que, pour la partie variable de la rémunération, du taux de satisfaction des objectifs quantitatifs et qualitatifs assignés à chacun.

4.5.1.1 Rémunération fixe

La rémunération fixe 2012 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 (voir 4.5.1.2 ci-dessous). A 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 2012 par GDF SUEZ à Gérard Mestrallet a été de 1 339 687 euros, montant auquel s'ajoute le montant de sa retraite obligatoire depuis le 1^{er} mai 2012 (60 313 euros), pour un total de 1 400 000 euros y compris l'avantage en nature de 5 079 euros.

Le total de la rémunération fixe effectivement perçue en 2012 par Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué, s'est élevé à 1 001 028 euros, en ce compris l'avantage en nature (1 028 euros).

La rémunération fixe 2013 des deux dirigeants mandataires sociaux demeure inchangée.

4.5.1.2 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'élèvera à 831 641 euros, soit 28% de sa rémunération de référence au titre de 2012.

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 Electriques 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 Electriques 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.

4.5.1.3 Indemnités de départ et clause de non-concurrence

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.

4.5.1.4 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) Se référer à la section 4.5.1.2.

4.5.1.5 Rémunération variable

La rémunération variable versée en 2012 au titre de l'exercice 2011 a été fixée par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 29 février 2012, sur proposition du Comité des Rémunérations, à 1 683 898 euros pour Gérard Mestrallet (soit une diminution de 12,2% par rapport à la rémunération variable versée au titre de 2010) et 842 036 euros pour Jean-François Cirelli (soit une diminution de 17,6% par rapport à la rémunération variable versée au titre de 2010).

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 1/3 EBITDA et *free cash flow*, 1/3 *earnings per share* ajusté du Groupe et ROCE, 1/3 Efficio et dette nette du Groupe. Les objectifs cibles quantitatifs pour 2011 ont été calés sur le budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été arrêté par le Conseil d'Administration du 2 mars 2011.

S'agissant de la part variable au titre de l'exercice 2012 qui sera versée en 2013, 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 1/2 RNRPG (Résultat net récurrent part du Groupe), par action et pour 1/2 *free cash flow*, ROCE et dette nette. Les objectifs cibles quantitatifs pour 2012 ont été calés sur le budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été arrêté par le Conseil d'Administration du 29 février 2012.

Au titre de 2012, le pourcentage de bonus cible de Gérard Mestrallet est fixé à 130% de sa rémunération fixe et plafonné à 150% ; pour Jean-François Cirelli, le bonus cible est égal à 100% avec un maximum de 120%.

Lors de sa séance du 27 février 2013, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a fixé comme suit le montant des rémunérations variables au titre de 2012 (Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli ayant, compte tenu de la difficulté de l'environnement, renoncé à une partie de la rémunération variable résultant de l'application des paramètres fixés) :

- pour Gérard Mestrallet : 1 600 000 euros, contre 1 683 898 euros au titre de 2011, soit une diminution de 5,2% ;
- pour Jean-François Cirelli : 840 000 euros, contre 842 036 euros au titre de 2011, soit une diminution de 0,2%.

4.5.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

En euros	2012		2011	
	Montants dus au titre de 2012	Montants versés en 2012	Montants dus au titre de 2011	Montants versés en 2011
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>				
Rémunération fixe	1 400 000 ⁽¹⁾	1 400 000 ⁽¹⁾	1 400 000	1 400 000
Rémunération variable ⁽²⁾	1 600 000	1 683 898	1 683 898	1 917 099
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature ⁽³⁾	5 079	5 079	5 469	5 469
TOTAL	3 005 079	3 088 977	3 089 367	3 322 568
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⁾	840 000	842 036	842 036	1 022 501
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature ⁽⁴⁾	1 028	1 028	1 216	1 216
TOTAL	1 841 028	1 843 064	1 843 252	2 023 717

(1) Dont CNAV, ARRCO et AGIRC (60 313 euros).

(2) Le montant global de la rémunération variable due au titre de 2011 a été décidé le 29 février 2012 et versé en mars 2012. Le montant global de la rémunération variable due au titre de 2012 a été décidé le 27 février 2013 et versé en mars 2013.

(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 2012	Exercice 2011
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	3 005 079	3 089 367
Valorisation des options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	3 005 079	3 089 367
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	1 841 028	1 843 252
Valorisation des options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	1 841 028	1 843 252

L'ensemble des rémunérations et avantages du Président-Directeur Général et du Vice-Président, Directeur Général Délégué, se répartit comme suit au titre de 2012 :

En euros	Rémunérations fixes	Rémunérations variables	Rémunérations totales	Valorisation des options attribuées ⁽¹⁾	Valorisation des Actions de Performance attribuées ⁽¹⁾
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	1 405 079*	1 600 000	3 005 079	0	0
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	1 001 028	840 000	1 841 028	0	0

* Dont CNAV, ARRCO et AGIRC (60 313 euros).

(1) Aucun « long term incentive » n'est attribué au titre de 2012 aux deux dirigeants mandataires sociaux.

4.5.2 REMUNERATION DES DIRIGEANTS NON MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITE DE DIRECTION GENERALE ET AUTRES MEMBRES DU COMITE EXECUTIF)

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 2012 au titre de l'exercice 2011 a été déterminée pour 50% sur des critères économiques (EBITDA, *free cash flow*, RNRPG (Résultat net récurrent part du Groupe) et Efficio), et pour 50% sur des critères qualitatifs.

TABEAU DE SYNTHESE DES REMUNERATIONS BRUTES, AVANTAGES EN NATURE INCLUS, DES DIRIGEANTS NON MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITE DE DIRECTION GENERALE ET AUTRES MEMBRES DU COMITE EXECUTIF)*

	2012	2011
GDF SUEZ		
Fixe (en euros)	11 160 974	11 864 960
Variable (en euros)	11 784 093	11 091 951
TOTAL (EN EUROS)	22 945 067	22 956 911
Nombre de membres	25	26

* 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 2011, sept membres pour huit mois, trois membres pour onze mois, six mois et trois mois ; en 2012, 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 millions d'euros au 31 décembre 2012. 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 REMUNERATION 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 et des censeurs aux séances du Conseil et à celles des Comités du Conseil. 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.

REGLE DE REPARTITION DES REMUNERATIONS DES ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS ET DES CENSEURS DESIGNES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE**Administrateur**

• Part fixe	35 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	2 571 euros par séance 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'Ethique, 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 Rémunérations (jusqu'au 23 avril 2012)*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 (jusqu'au 23 avril 2012)*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 (depuis le 23 avril 2012)*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

4.5 REMUNERATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Sur ces bases, il a été versé, au titre de l'exercice 2012, aux mandataires sociaux non dirigeants les jetons de présence 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 REMUNERATIONS VERSEES AUX ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS ET AUX CENSEURS DESIGNES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

En euros	Exercice 2012 ⁽¹⁾	Exercice 2011 ⁽¹⁾
Albert Frère	47 855 ⁽²⁾⁽⁹⁾	42 713 ⁽²⁾
Ann-Kristin Achleitner ⁽⁴⁾	26 284 ⁽²⁾	N/A
Edmond Alphandéry	93 664	83 997
Jean-Louis Beffa	72 330	76 997
Aldo Cardoso	108 997	104 997
René Carron ⁽⁵⁾	62 997	75 997
Paul Desmarais Jr	64 330 ⁽²⁾	68 997 ⁽²⁾
Anne Lauvergeon ⁽⁶⁾	28 617	74 997
Françoise Malrieu ⁽³⁾	84 331	41 330
Thierry de Rudder ⁽⁶⁾	42 759 ⁽²⁾⁽⁹⁾	96 997
Lord Simon of Highbury	74 331 ⁽²⁾	67 997 ⁽²⁾
Richard Goblet d'Alviella (censeur) ⁽⁶⁾	19 522 ⁽²⁾	37 997 ⁽²⁾
Philippe Lemoine (censeur) ⁽⁶⁾	22 093	37 997
Gérard Lamarche (censeur) ⁽⁷⁾	30 426 ⁽²⁾⁽⁹⁾	N/A
TOTAL	778 536	811 013

(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 de 25% qui frappe les jetons de présence versés aux Administrateurs résidant hors de France.

(3) Administrateur depuis le 2 mai 2011.

(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) Cette rémunération est versée à Groupe Bruxelles Lambert.

(9) Ces jetons de présence sont versés à Groupe Bruxelles Lambert.

4.5.4.2 Les Administrateurs représentants de l'Etat

Les Administrateurs représentants de l'Etat 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 (353 519 euros) est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

Il s'agit de : Jean-Paul Bailly (jusqu'au 23 avril 2012), Bruno Bézard (jusqu'au 19 septembre 2012), Olivier Bourges, Pierre-Franck Chevet (jusqu'au 23 avril 2012), Stéphane Pallez (depuis le 23 avril 2012), Ramon Fernandez et Pierre Mongin.

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 et Gabrielle Prunet.

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 de l'ex-SUEZ SA avait appliqué ce dispositif nominativement : pour chaque membre du Comité Exécutif, le Conseil d'Administration avait fixé un nombre d'actions à détenir en portefeuille à l'horizon de cinq ans. Lorsque ce nombre d'actions était atteint, l'obligation d'immobiliser en actions issues de la levée d'options 25% de la plus-value brute, et de conserver 25% des Actions de Performance acquises tombait.

Ce dispositif a été repris par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, lors de sa séance du 12 novembre 2008, pour l'ensemble des membres du Comité Exécutif de GDF SUEZ, puis lors de sa séance du 20 janvier 2010. Il est rappelé que l'obligation de détention d'actions a été fixée par le Conseil d'Administration à 200% de la rémunération fixe pour les deux dirigeants mandataires sociaux⁽¹⁾, et à respectivement 150% et 100% de cette même rémunération fixe pour les autres membres du Comité de Direction Générale et pour les autres membres du Comité Exécutif. Le délai fixé pour atteindre ces seuils est de quatre années à partir de janvier 2010 pour les dirigeants de l'ex-société SUEZ SA et de cinq années pour les dirigeants de l'ex-société Gaz de France SA.

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. A l'intérieur de chacune de ces périodes trimestrielles, le mandataire 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 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 2012

Autorisation de l'Assemblée Générale du 2 mai 2011

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de GDF SUEZ du 2 mai 2011 a décidé, dans sa quinzième 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 de renouveler l'autorisation de consentir des stock-options.

Plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2011 (Conseil du 29 février 2012)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 29 février 2012, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 2 mai 2011, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains membres du personnel de GDF SUEZ Trading, filiale du Groupe GDF SUEZ, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009 relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers et avec la Directive européenne CRD3 du 24 novembre 2010. Les principales caractéristiques de ce plan figurent en page 215 du Document de Référence 2011 de GDF SUEZ déposé auprès de l'AMF sous le n° D.12-0197 le 28 mars 2012.

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

(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 20.2.3) n'a pas été imposée.

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 mondial d'attribution gratuite d'actions du 30 octobre 2012

Se référer à la section 3.2.5 du présent Document de Référence.

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2012 (Conseils du 5 décembre 2012 et du 27 février 2013)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 5 décembre 2012, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 23 avril 2012, 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. Les principales caractéristiques de ce plan sont les suivantes :

- un plan sous double condition de performance, en application duquel 1 839 330 actions de Performance sont attribuées à 547 bénéficiaires, y compris les membres du Comité Exécutif hors dirigeants mandataires sociaux ;
- un plan sous une seule condition de performance, en application duquel 1 716 765 actions de Performance sont attribuées à 6 437 bénéficiaires, la majorité recevant de 60 à 150 actions de Performance chacun. Le timing et les conditions générales fixés par le Conseil d'Administration sont les suivants :

Période d'acquisition	Du 5 décembre 2012 au 14 mars 2016 (2017 pour certains pays)
Condition de présence⁽¹⁾	Au 14 mars 2016 (2017 pour certains pays)
Date d'acquisition définitive	15 mars 2016 (2017 pour certains pays)
Période de conservation⁽²⁾	Du 15 mars 2016 au 14 mars 2018 (pas de conservation si acquisition en 2017)
Date de cessibilité	A partir du 15 mars 2018 (2017 pour certains pays)
Conditions de performance⁽³⁾ :	
Plan à double condition	pour moitié sur le <i>RNRPG</i> (Résultat Net Récurrent Part du Groupe) de GDF SUEZ pour les exercices 2014 et 2015 par rapport au <i>RNRPG</i> cible de ces mêmes exercices pour moitié sur le <i>TSR</i> (performance boursière, dividende réinvesti) du titre GDF SUEZ par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone)
Plan à une seule condition	sur le <i>TSR</i> (performance boursière, dividende réinvesti) du titre GDF SUEZ par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone)

(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 2014 et 2015 par rapport au *RNRPG* cible de ces mêmes exercices (au pro forma) :

★ *RNRPG* 2014+2015 < 90% *RNRPG* cible 2014+2015 : taux de réussite de 0%

★ *RNRPG* 2014+2015 = 90% *RNRPG* cible 2014+2015 : taux de réussite de 33%

★ *RNRPG* 2014+2015 > 90% *RNRPG* cible 2014+2015 et < *RNRPG* cible 2014+2015 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%

★ *RNRPG* 2014+2015 ≥ *RNRPG* cible 2014+2015 : 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 janvier-février 2016 par rapport à novembre-décembre 2012.

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 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 membres du personnel de

GDF SUEZ Trading, filiale du Groupe GDF SUEZ, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec la Directive européenne CRD3 du 24 novembre 2010, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers et avec l'arrêté du 13 décembre 2010.

L'attribution a concerné 38 personnes au sein de GDF SUEZ Trading, pour un nombre total de 94 764 Actions de Performance GDF SUEZ ; ses caractéristiques sont semblables à celles du plan du 29 février 2012 (conditions de présence et de performance). Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 27/02/2013 au 14/03/2015 pour environ la moitié des titres Du 27/02/2013 au 14/03/2016 pour les titres restants
Condition de présence ⁽¹⁾	Au 14/03/2015 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2016 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2015 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2016 pour les titres restants
Période de conservation ⁽²⁾	Du 15/03/2015 au 14/03/2017 pour environ la moitié des titres Du 15/03/2016 au 14/03/2018 pour les titres restants
Date de cessibilité	A partir du 15/03/2017 pour environ la moitié des titres A partir du 15/03/2018 pour les titres restants
Conditions de performance	- Sur l'EBITDA de GDF SUEZ Trading pour l'exercice 2014 pour environ la moitié des titres - Sur l'EBITDA de GDF SUEZ Trading pour l'exercice 2015 pour les titres restants

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité.

(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

4.5.6 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D'ACTIONS CONSENTIES A ET LEVEES 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 2012 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

4.5.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ levées durant l'exercice 2012 par les dirigeants mandataires sociaux de GDF SUEZ

	Plan	Nombre d'options levées durant l'exercice	Prix d'exercice (en euros)
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	Plan Suez du 17/11/2004	314 841*	16,84
TOTAL		314 841	
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	N/A	N/A	N/A
TOTAL		N/A	

* Options de souscription d'actions.

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 31/12/2011 d'actions pouvant être achetées	6 334 254	5 088 999
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⁾	214 700	81 824
Solde au 31/12/2012	6 119 554	5 007 175

(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 EUR ; dès que le cours GDF SUEZ aura atteint ce cours cible en clôture de bourse, les options soumises à cette condition peuvent être exercées.

(4) Levées du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012.

(5) Annulées du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012.

(6) Pour les cadres dirigeants du Groupe, 50% des options sont sous conditions «simples». Ces conditions seront testées en novembre 2013.

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.

	Plan 2002	Plan 2004	Plan 2005	Plan 2006	Plan 2007
Date de l'AG d'autorisation	04/05/2001	27/04/2004	27/04/2004	27/04/2004	04/05/2007
Nombre total au 31/12/2011 d'actions pouvant être souscrites	1 617 337	5 062 400	5 691 132	5 741 657	4 472 214
Dont : nombre total au 31/12/2011 d'actions pouvant être souscrites par les dirigeants mandataires sociaux ⁽¹⁾	0	314 841	408 899	403 504	0
Point de départ d'exercice des options ⁽²⁾	20/11/2006	17/11/2008	09/12/2009	17/01/2011	14/11/2011
Date d'expiration	19/11/2012	16/11/2012	08/12/2013	16/01/2015	13/11/2015
Modalités d'exercice	Pas de modalités particulières				
Prix de souscription en euros	15,71	16,84	22,79	36,62	41,78
Levées du 01/01/2012 au 31/12/2012	1 303 646	3 301 054	0	0	0
Annulées du 01/01/2012 au 31/12/2012	313 691	1 761 346	27 098	36 751	37 954
Solde au 31/12/2012	0	0	5 664 034	5 704 906	4 434 260

(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».

Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% sont sous conditions «simples». Ces conditions étaient remplies en novembre 2008. Ces conditions étaient remplies en novembre 2008.

(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 décembre 2009.

Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% sont sous conditions «simples». Ces conditions étaient remplies en décembre 2009.

(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 janvier 2011.

Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% sont sous conditions «simples». Ces conditions étaient remplies en janvier 2011.

(6) 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 2012

Plan	SUEZ 09/12/2005	SUEZ 17/01/2007
Date exerçable	09/12/2009	17/01/2011
Date fin	08/12/2013	16/01/2015
Prix de levée ou d'achat en euros	22,79	36,62
Solde d'options au 31/12/2011 :		
• Condition de présence uniquement	185 863	180 515
• Condition de performance	185 863 ⁽¹⁾	185 824 ⁽³⁾
• Condition de performance majorée	37 173 ⁽²⁾	37 165 ⁽⁴⁾

(1) Les options étaient sous une condition de performance, cette condition était remplie en décembre 2009.

(2) Les options étaient sous une condition de performance majorée, cette condition était remplie en décembre 2009.

(3) Les options étaient sous une condition de performance, cette condition était remplie en janvier 2011.

(4) 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 2012

Néant.

4.5.7 ACTIONS DE PERFORMANCE ATTRIBUEES 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 2012 à chaque dirigeant mandataire social de GDF SUEZ

Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	Néant
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	Néant

4.5.7.2 Actions de Performance GDF SUEZ devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social de GDF SUEZ durant l'exercice 2012

	Plan	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Nombre d'actions devenues disponibles
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	Néant			
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	Plan Gaz de France 28/05/2008	01/06/2010	01/06/2012	15 actions GDF SUEZ ⁽¹⁾

(1) Ces actions ne peuvent être cédées durant l'exercice du mandat social.

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 :	2007	2008	
	Plan 2007	Plan du 01/06/2008	Plan 2008
Date de l'AG d'autorisation	04/05/2007	04/05/2007	16/07/2008
Date du CA de décision	14/11/2007	06/05/2008	12/11/2008
Valeur de l'action en euros ⁽¹⁾	42,4	39,0	28,5
Début de la période d'acquisition ⁽²⁾	14/11/2007	01/06/2008	12/11/2008
Fin de la période acquisition	14/03/2010 ⁽³⁾	31/05/2012 ⁽⁷⁾	14/03/2011 ⁽⁹⁾
Début de la période de conservation	15/03/2010 ⁽⁴⁾	Néant ⁽⁷⁾	15/03/2011 ⁽⁴⁾
Fin de la période de conservation	14/03/2012 ⁽⁵⁾	Néant ⁽⁷⁾	14/03/2013 ⁽¹⁰⁾
Conditions associées	⁽⁶⁾	⁽⁸⁾	⁽¹¹⁾
Droits en acquisition au 31/12/2011	183 973	18 551	143 959
Actions acquises du 01/01/2012 au 31/12/2012	174 694	6 826	766
Actions annulées du 01/01/2012 au 31/12/2012	9 009	11 725	4 391
Solde des droits au 31/12/2012	0	0	138 802

(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, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2012.

(4) Pour la France et la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(5) Pour la France et la Belgique ; pour l'Italie et l'Espagne, le 14/03/2013 ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(6) Condition sur l'EBITDA 2009, remplie à 60,1%.

(7) Sauf pour la France : fin de période d'acquisition le 31/05/2010, début de conservation le 01/06/2010 et fin de conservation le 31/05/2012.

(8) Condition 50% sur l'EBITDA 2009 du Groupe remplie à 60,1% ; 50% sur l'EBITDA et le Capex de SITA UK des exercices 2008 à 2011 remplie à 0,5%.

(9) Pour la France, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2013.

(10) Pour la France et la Belgique ; pour l'Italie et l'Espagne, le 14/03/2014 ; pour les autres pays, pas de période de conservation.

(11) Condition sur l'EBITDA 2010, remplie à 38,54%.

(12) Pour la France, la Belgique, l'Italie et l'Espagne ; pour les autres pays, le 14/03/2014.

(13) 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.

(14) Condition sur l'EBITDA 2011, remplie à 89,4%.

(15) Condition 50% sur l'EBITDA 2011, et 50% sur l'évolution du cours par rapport à Eurostoxx Utilities ; remplie à 94,7%.

(16) Pour la moitié des titres.

(17) Pour la moitié des titres.

(18) ROE GDF SUEZ Trading 2011 pour 1/3 (condition remplie à 100%) et ROE GDF SUEZ Trading 2012 pour 2/3.

4.5 REMUNERATIONS ET AVANTAGES DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

	2009			2010		2011		2012	
	Plan 2009	Plan du 20/01/2010	Plan Traders 03/03/2010	Plan 2010	Plan Traders 02/03/2011	Plan 2011	Plan Traders 29/02/2012	Plan 2012	Plan Traders 27/02/2013
	04/05/2009	04/05/2009	04/05/2009	03/05/2010	03/05/2010	02/05/2011	02/05/2011	23/04/2012	23/04/2012
	10/11/2009	20/01/2010	03/03/2010	13/01/2011	02/03/2011	06/12/2011	29/02/2012	05/12/2012	27/02/2013
	24,8	18,5	21,5	18,1	23,3	11,3	15,1	8,1	9,2
	10/11/2009	20/01/2010	03/03/2010	13/01/2011	02/03/2011	06/12/2011	29/02/2012	05/12/2012	27/02/2013
	14/03/2012 ⁽¹²⁾	14/03/2012	14/03/2012 ⁽¹⁶⁾ 14/03/2013 ⁽¹⁷⁾	14/03/2014 ⁽¹⁹⁾	14/03/2014 ⁽¹⁶⁾ 14/03/2014 ⁽¹⁷⁾	15/03/2015 ⁽²²⁾	14/03/2014 ⁽¹⁶⁾ 14/03/2015 ⁽¹⁷⁾	14/03/2016 ⁽²⁵⁾	14/03/2015 ⁽¹⁶⁾ 14/03/2016 ⁽¹⁷⁾
	15/03/2012 ⁽⁴⁾	15/03/2012	15/03/2012 ⁽¹⁶⁾ 15/03/2013 ⁽¹⁷⁾	15/03/2014 ⁽¹⁹⁾	15/03/2013 ⁽¹⁶⁾ 15/03/2014 ⁽¹⁷⁾	15/03/2015 ⁽²²⁾	15/03/2014 ⁽¹⁶⁾ 15/03/2015 ⁽¹⁷⁾	15/03/2016 ⁽²⁵⁾	15/03/2015 ⁽¹⁶⁾ 15/03/2016 ⁽¹⁷⁾
	14/03/2014 ⁽¹³⁾	14/03/2014	14/03/2014 ⁽¹⁶⁾ 14/03/2015 ⁽¹⁷⁾	14/03/2016 ⁽¹⁹⁾	15/03/2015 ⁽¹⁶⁾ 15/03/2016 ⁽¹⁷⁾	14/03/2017 ⁽²²⁾	15/03/2016 ⁽¹⁶⁾ 15/03/2017 ⁽¹⁷⁾	14/03/2018 ⁽²⁵⁾	15/03/2017 ⁽¹⁶⁾ 15/03/2018 ⁽¹⁷⁾
	(14)	(15)	(18)	(20)	(21)	(23)	(24)	(26)	(27)
	1 640 304	348 660	47 779	3 388 734	57 337	2 996 920	70 778	3 556 095	néant
	1 130 519	330 180	15 926	7 430	0	5 680	0	0	0
	196 973	18 480	0	31 050	595	25 595	680	0	0
	312 812	0	31 853	3 350 254	56 742	2 965 645	70 098	3 556 095	0

(19) Pour la France, la Belgique, l'Espagne et la Roumanie, pour les autres pays, acquisition le 14/03/2015 sans période de conservation.

(20) 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.

(21) EBITDA GDF SUEZ Trading 2012 pour 50% et EBITDA GDF SUEZ Trading 2013 pour 50%.

(22) 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.

(23) 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.

(24) EBITDA GDF SUEZ Trading 2013 pour 50% et EBITDA GDF SUEZ Trading 2014 pour 50%.

(25) 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.

(26) 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.

(27) EBITDA GDF SUEZ Trading 2013 pour 50% et EBITDA GDF SUEZ Trading 2014 pour 50%.

4.5.7.4 Historique des Actions de Performance détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2012

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
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. section 4.5.5.1 du présent Document de Référence).

(4) Condition remplie.

(5) Condition partiellement remplie.

4.5.7.5 Historique des Actions de Performance détenues par Jean-François Cirelli au 31 décembre 2012

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
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	60 000 ⁽⁶⁾
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. section 4.5.5.1 du présent Document de Référence).

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 SALARIES NON MANDATAIRES SOCIAUX LES PLUS DOTES ET LEVEES PAR LES DIX SALARIES NON MANDATAIRES SOCIAUX AYANT EXERCE LE NOMBRE D'OPTIONS LE PLUS ELEVE

4.5.8.1 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties durant l'exercice 2012 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 2012 par les dix salariés non mandataires sociaux de GDF SUEZ, dont le nombre d'options achetées ou souscrites est le plus élevé

Nombre total d'options levées	Prix moyen pondéré (en euros)	Plans
257 928	15,71	20/11/2002*
467 651	16,84	17/11/2004*

* Options de souscription.

4.5.9 ACTIONS GRATUITES ET ACTIONS DE PERFORMANCE CONSENTIES AUX DIX SALARIES NON MANDATAIRES SOCIAUX LES PLUS DOTES

ACTIONS DE PERFORMANCE CONSENTIES DURANT L'EXERCICE 2012 PAR GDF SUEZ ET PAR TOUTE SOCIETE COMPRISE DANS LE PERIMETRE D'ATTRIBUTION DES ACTIONS GDF SUEZ, AUX DIX SALARIES NON MANDATAIRES SOCIAUX LES PLUS DOTES DE L'EMETTEUR ET DE CES SOCIETES

Nombre total d'actions attribuées	Valeur de l'action * (en euros)	Sociétés émettrices	Plans
207 415	9,17	GDF SUEZ	05/12/2012
350	11,71	GDF SUEZ	30/10/2012

* Valeur moyenne, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.5.10 RECAPITULATIF DES OPERATIONS DECLAREES PAR LES DIRIGEANTS ET LES MANDATAIRES SOCIAUX DURANT L'ANNEE 2012

ACTIONS GDF SUEZ

	Date de la transaction	Type de la transaction	Quantité	Prix unitaire (en euros)	Prix de l'opération (en euros)
Gérard Mestrallet	24/05/2012	Souscription*	2 763	16,43	45 396,09
Personne liée à M. Gérard Mestrallet	24/05/2012	Souscription*	242	16,43	3 976,06
Dirk Beeuwsaert	24/05/2012	Souscription*	1 421	16,43	23 347,03
Albert Frère	11/05/2012	Souscription*	54	16,43	887,22

* Dividende en actions.

OPTIONS DE SOUSCRIPTION D'ACTIONS GDF SUEZ

	Date de la transaction	Type de transaction	Plan concerné	Nombre de stock-options exercées	Prix d'exercice ou de cession unitaire (en euros)	Prix de cession (en euros)
	02/07/2012	Levée*	Plan Suez du 17/11/2004	88 564	16,84	1 491 417,76
Gérard Mestrallet	02/07/2012	Vente*		88 564	18,3411	1 624 361,18
	01/11/2012	Levée*	Plan Suez du 17/11/2004	226 277	16,84	3 810 504,68
	01/11/2012	Vente*		37 713	17,6814	666 818,84
Gérard Mestrallet	01/11/2012	Vente*		188 564	17,6894	3 335 584,02
	03/08/2012	Levée*	Plan Suez du 17/11/2004	30 171	16,84	508 079,64
Dirk Beeuwsaert	03/08/2012	Vente*		30 171	18,4397	556 344,19
	02/11/2012	Levée*	Plan Suez du 17/11/2004	30 171	16,84	508 079,64
Dirk Beeuwsaert	02/11/2012	Vente*		30 171	17,69	533 770,25

* Options exercées par l'intermédiaire d'un mandataire professionnel suite à la mise en place d'un système de levée programmée des options de souscription et d'achat d'actions GDF SUEZ (se référer à la section 4.5.5.2 «Dispositif de gestion programmée des stock-options» ci-dessus).

Informations sur le capital et l'actionnariat

	Pages		Pages
5.1	INFORMATIONS SUR LE CAPITAL SOCIAL	5.2	ACTIONNARIAT
	170		182
5.1.1	Capital social et droits de vote	5.2.1	Cotation boursière
	170		182
5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	5.2.2	Répartition du capital – Evolution et profil de l'actionnariat
	171		183
5.1.3	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	5.2.3	Franchissements de seuil légal
	171		183
5.1.4	Evolution du capital au cours des cinq derniers exercices	5.2.4	Action spécifique
	176		184
5.1.5	Rachat d'actions	5.2.5	Politique de distribution des dividendes
	178		184
5.1.6	Titres non représentatifs du capital		
	179		

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 mnémotique 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, Vigeo World 120, Vigeo Europe 120 et ASPI Eurozone.

Au 31 décembre 2012, 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	2013	2014	2015	2016	2017	De 2018 à 2022	> 2022	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	11	2	-	1	-	1	1	6	13 020	0,1%
Immobilisations corporelles	6 748	2 622	116	86	94	150	1 960	1 721	86 597	7,8%
Titres de participation	5 551	1 388	57	58	54	87	500	3 407	6 359	87,3%
Comptes bancaires	288	154	2	-	-	3	46	82	11 383	2,5%
Autres actifs	270	175	-	5	-	3	2	84	40 431	0,7%
TOTAL	12 868	4 341	175	150	148	245	2 509	5 300	157 790	8,2%

Remarque : le total du nantissement sur titres peut porter sur des titres consolidés dont la valeur est nulle dans le bilan consolidé (élimination de ces titres par la consolidation).

5.1.1.3 Droits de vote

Aux termes de l'article 11 des statuts de la Société, sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Au 31 décembre 2012, la Société comptait, après déduction des actions en autodétention, 2 357 290 256 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'Etat 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'Etat, se référer à la Section 5.2.4 «Action spécifique»).

5.1.2 CAPITAL POTENTIEL ET TITRES DONNANT ACCES AU CAPITAL

Il n'existe, au 31 décembre 2012, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital de GDF SUEZ.

Au 31 décembre 2012, 15 803 200 options de souscription d'actions peuvent donner lieu à la création de 15 803 200 actions GDF SUEZ.

En cas d'exercice de ces options de souscription d'actions, le capital potentiel de GDF SUEZ représenterait 100,65% du capital social de GDF SUEZ au 31 décembre 2012 et le pourcentage de dilution représenterait 0,65% du capital, étant précisé que la participation

de l'Etat dans le capital de la Société doit rester supérieure au tiers, conformément aux dispositions de l'article 24 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, tel que modifié par l'article 39 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006.

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 MOBILIERES DONNANT DROIT A L'ATTRIBUTION DE TITRES DE CREANCES 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 DONNEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 3 MAI 2010

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
6°	Emission, avec maintien du droit préférentiel de souscription, d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société ou de filiales et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(1) (2)} représentatives de créances	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 12° résolution de l'AGM du 23 avril 2012)
7°	Emission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou de filiales, ou d'actions de la Société auxquelles donneraient droit des valeurs mobilières à émettre par des filiales, y compris à l'effet de rémunérer des titres apportés dans le cadre d'une offre publique d'échange et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(1) (2)} représentatives de créances	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 13° résolution de l'AGM du 23 avril 2012)

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010, pour les émissions décidées au titre des 6°, 7°, 8°, 10° résolutions.

(2) Le plafond global des émissions décidées en vertu des 6°, 7°, 8°, et 10° résolutions de l'AGM du 3 mai 2010 et des 13° et 14° résolutions de l'AGM du 2 mai 2011 est fixé, par la 13° résolution de l'AGM du 3 mai 2010, à 310 millions d'euros.

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
8 ^e	Emission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, dans le cadre de placement privé au profit d'investisseurs qualifiés ou d'un cercle restreint d'investisseurs et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(1) (2)} représentatives de créances	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 14 ^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012)
10 ^e	Emission d'actions et/ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, dans la limite de 10% du capital social, à l'effet de rémunérer des apports en nature consentis à la Société et constitués de titres de capital	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	250 millions d'euros pour les actions ^{(1) (2)} + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières ^{(1) (2)} représentatives de créances	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 16 ^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012)
14 ^e	Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	Montant global des sommes pouvant être incorporées	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 20 ^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012)
15 ^e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions autodétenues	26 mois (jusqu'au 3 juillet 2012)	10% du capital par période de 24 mois	Annulation de 36 898 000 actions du capital social le 9 août 2010, soit 1,63% du capital social au 9 août 2010	Autorisation caduque (privée d'effet par la 21 ^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012)

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2010, pour les émissions décidées au titre des 6^e, 7^e, 8^e, 10^e résolutions.

(2) Le plafond global des émissions décidées en vertu des 6^e, 7^e, 8^e, et 10^e résolutions de l'AGM du 3 mai 2010 et des 13^e et 14^e résolutions de l'AGM du 2 mai 2011 est fixé, par la 13^e résolution de l'AGM du 3 mai 2010, à 310 millions d'euros.

AUTORISATIONS DONNEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 2 MAI 2011

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 2 novembre 2012)	Prix maximum d'achat : 55 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 12 milliards d'euros	GDF SUEZ détenait 2,35% de son capital au 23 avril 2012	Autorisation caduque (privée d'effet par la 5 ^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012)
13 ^e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Epargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2013)	40 millions d'euros ⁽¹⁾	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 17 ^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012)
14 ^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 2 novembre 2012)	20 millions d'euros ⁽¹⁾	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 18 ^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012)
15 ^e	Autorisation de procéder à l'attribution d'actions gratuites en faveur des salariés et/ ou des mandataires sociaux de la Société et/ ou des sociétés du Groupe	18 mois (jusqu'au 2 novembre 2012)	Détention maximum : 0,5% du capital	Attribution le 22 juin 2011 de 4 199 167 actions gratuites, le 6 décembre 2011 de 2 996 920 actions de performance et le 29 février 2012 de 70 778 actions de performance, soit un total de 0,32% du capital au 29 février 2012	Autorisation caduque (privée d'effet par la 22 ^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012)

(1) Le plafond global des émissions décidées en vertu des 13^e et 14^e résolutions de l'AGM du 2 mai 2011 et des 6^e, 7^e, 8^e, et 10^e résolutions de l'AGM du 3 mai 2010 est fixé, par la 13^e résolution de l'AGM du 3 mai 2010, à 310 millions d'euros.

AUTORISATIONS DONNEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE 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 23 octobre 2013)	Prix maximum d'achat : 40 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 9 milliards d'euros	GDF SUEZ détenait 2,30% de son capital au 31 décembre 2012	7,70% du capital
12 ^e	Emission, 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 23 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	Emission, 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 23 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	Emission, 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 23 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
15 ^e	Augmentation du nombre de titres ou valeurs mobilières à émettre en cas d'émissions de titres avec ou sans droit préférentiel de souscription réalisées en application des 12 ^e , 13 ^e et 14 ^e résolutions, dans la limite de 15% de l'émission initiale.	26 mois (jusqu'au 23 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 résolutions est fixé, par la 19^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012, à 275 millions d'euros.

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Autorisation non utilisée
16 ^e	Emission 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 23 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 ^e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Epargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 23 juin 2014)	40 millions d'euros ⁽²⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
18 ^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 23 octobre 2013)	10 millions d'euros ⁽²⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
20 ^e	Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	26 mois (jusqu'au 23 juin 2014)	Montant global des sommes pouvant être incorporées	Néant	Intégralité de l'autorisation
21 ^e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions autodétenues	26 mois (jusqu'au 23 juin 2014)	10% du capital par période de 24 mois	Néant	Intégralité de l'autorisation
22 ^e	Autorisation de procéder à l'attribution d'actions gratuites en faveur des salariés et/ou des mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés du Groupe	18 mois (jusqu'au 23 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 millions d'actions de performance, soit 0,40% du capital au 27 février 2013	0,10% du capital

(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 résolutions est fixé, par la 19^e résolution de l'AGM du 23 avril 2012, à 275 millions d'euros.

5.1.4 EVOLUTION DU CAPITAL AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

EMISSION D' ACTIONS

Date	Événement	Nominal (en euros)	Prime (en euros)	Capital (en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale par action (en euros)
22/07/2008	Augmentation du capital social au titre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France	1 207 660 692	27 756 244 783	2 191 532 680	2 191 532 680	1,00
21/01/2009	Augmentation du capital social résultant de l'exercice des levées d'options de souscription d'actions	2 111 140*	-	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**	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

* Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2008.

** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2009.

*** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2010.

**** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2011.

***** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2012.

Date	Événement	Nominal (en euros)	Prime (en euros)	Capital (en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale par action (en euros)
24/08/2010	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 2 016 272 actions suite aux augmentations de capital réservées aux entités ayant pour objet exclusif de souscrire, détenir et céder des actions GDF SUEZ dans le cadre du plan international d'actionnariat salarié du Groupe	2 016 272	37 865 588,16	2 249 175 953	2 249 175 953	1,00
13/01/2011	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 1 119 804 options de souscription d'actions	1 119 804***	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****	17 838 829,31	2 252 636 208	2 252 636 208	1,00
21/05/2012	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 69 002 807 actions dans le cadre de l'option du paiement d'une partie du dividende 2011 en actions	69 002 807	1 057 241 969,05	2 321 639 015	2 321 639 015	1,00
01/08/2012	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 134 434 options de souscription d'actions	134 434	2 070 175,10	2 321 773 449	2 321 773 449	1,00
22/10/2012	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 86 580 374 actions dans le cadre de l'option du paiement de l'acompte sur dividende 2012 en actions	86 580 374	1 362 479 204,55	2 408 353 823	2 408 353 823	1,00
22/01/2013	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 4 470 266 options de souscription d'actions	4 470 266*****	69 395 152,92	2 412 824 089	2 412 824 089	1,00

* Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2008.

** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2009.

*** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2010.

**** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2011.

***** Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes de GDF SUEZ au 31 décembre 2012.

Au total, 160 187 881 actions GDF SUEZ ont été créées entre le 1^{er} janvier 2012 et la date du présent Document de Référence.

5.1.5 RACHAT D'ACTIONS

5.1.5.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 23 avril 2012, 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 2012 ;
- ▶ montant maximum cumulé des acquisitions, net de frais : 9 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 2012.

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2012, la Société a acquis 2 640 600 actions pour une valeur globale de 50,0 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 18,92 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, GDF SUEZ a cédé 2 465 600 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 48,2 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 19,53 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2012, GDF SUEZ a acquis 18 969 160 actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise pour une valeur globale de 356,6 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 18,80 euros).

Entre le 1^{er} janvier et le 27 février 2013, GDF SUEZ a acquis 652 500 actions pour une valeur globale de 9,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,05 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, GDF SUEZ a cédé 285 000 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 4,3 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 14,93 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 27 février 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.

Au 27 février 2013, la Société détenait 2,32 % de son capital, soit 55 895 805 actions, dont 7 242 500 actions dans le cadre du contrat de liquidité et 48 653 305 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 23 avril 2013 (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 23 avril 2013.

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 ou de plans d'attribution gratuite d'actions ;
- ▶ 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 27 février 2013 : 55 895 805 actions, soit 2,32% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 185 millions d'actions, représentant 7,68% du capital, soit un montant maximum de 7,4 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé, conformément à la cinquième résolution proposée à l'Assemblée Générale du 23 avril 2013, pour une durée de 18 mois à compter de la date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 23 octobre 2014.

5.1.6 TITRES NON REPRESENTATIFS 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.

CARACTERISTIQUES DES TITRES PARTICIPATIFS DE LA TRANCHE A

Valeur nominale unitaire	762,25 euros	
Rémunération*	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	

* La rémunération annuelle minimale s'élève à 85% du taux moyen obligataire et la maximale à 130% du taux moyen obligataire.

Au 31 décembre 2012, 562 402 titres participatifs de la tranche A étaient en circulation, soit un encours nominal de 428 690 924,50 euros. Leur valeur de marché, sur la base du cours de clôture du 31 décembre 2012 (soit 685 euros) s'élevait à 385 245 370 euros.

REMUNERATION UNITAIRE DU TITRE PARTICIPATIF DE LA TRANCHE A SUR LES TROIS DERNIERS EXERCICES

En euros	2012	2011	2010
Rémunération fixe	14,87	17,11	17,21
Rémunération variable	49,25	49,64	48,06
Rémunération totale théorique	64,12	66,75	65,26
Rémunération minimale	20,06	23,09	23,22
Rémunération maximale	30,68	35,31	35,51
Rémunération brute par titre	30,68	35,31	35,51

GDF SUEZ est soumise 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.

EVOLUTION DES COURS EXTREMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR LE TITRE PARTICIPATIF DE LA TRANCHE A A PARIS

	Cours le + haut (en euros)	Cours le + bas (en euros)	Volume des transactions (en titres)
2012			
Janvier	794	790	389
Février	799	786	792
Mars	800	790	1 056
Avril	790	772	761
Mai	780	772	345
Juin	787	769	493
Juillet	785	756	1 221
Août	772	756	1 401
Septembre	765	754	1 806
Octobre	763	712	1 355
Novembre	708	688	3 989
Décembre	690	668	2 210

Source : Reuters.

5.1.6.2 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 12 septembre 2012 et a reçu le visa de l'AMF.

5.1.6.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2012 émises par la Société et émises ou garanties par le GIE GDF SUEZ Alliance, dont la Société est membre, sont indiquées ci-après.

Emetteur	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Echéance	Montant en cours (en devises) (en millions)	Place de cotation	Code ISIN
GDF SUEZ	EUR	4,750%	19/02/2003	19/02/2013	968	Paris Luxembourg	FR0000472326
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	662	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	600	Luxembourg	BE0934260531
GDF SUEZ*	EUR	6,250%	24/10/2008	24/01/2014	845	Luxembourg	FR0010678151
GDF SUEZ*	EUR	6,875%	24/10/2008	24/01/2019	1 200	Luxembourg	FR0010678185
GDF SUEZ*	GBP	7,000%	30/10/2008	30/10/2028	500	Luxembourg	FR0010680041
GDF SUEZ*	JPY	3,180%	18/12/2008	18/12/2023	15 000	Aucune	FR0010697193
GDF SUEZ*	EUR	5,625%	16/01/2009	18/01/2016	1 500	Luxembourg	FR0010709279
GDF SUEZ*	EUR	6,375%	16/01/2009	18/01/2021	1 000	Luxembourg	FR0010709451
GDF SUEZ*	JPY	Yenlibor3m + 120 bp	05/02/2009	05/02/2014	18 000	Aucune	FR0010718205
GDF SUEZ*	GBP	6,125%	11/02/2009	11/02/2021	700	Luxembourg	FR0010721704
GDF SUEZ*	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*	GBP	5,000%	01/10/2010	01/10/2060	1 100	Paris	FR0010946855
GDF SUEZ*	EUR	2,750%	18/10/2010	18/10/2017	1 000	Paris	FR0010952739
GDF SUEZ*	EUR	3,500%	18/10/2010	18/10/2022	1 000	Paris	FR0010952770
GDF SUEZ*	EUR	5,950%	16/03/2011	16/03/2111	300	Paris	FR0011022474
GDF SUEZ*	EUR	3,046%	17/10/2011	17/10/2018	150	Paris	FR0011131846
GDF SUEZ*	CHF	1,500%	20/10/2011	20/10/2017	300	SIX	CH013975685-9
GDF SUEZ*	EUR	3,896%	24/10/2011	24/10/2023	100	Paris	FR0011133495
GDF SUEZ*	EUR	3,125%	21/11/2011	21/01/2020	1 000	Paris	FR0011147305
GDF SUEZ*	EUR	1,500%	01/06/2012	01/02/2016	1 000	Paris	FR0011261890
GDF SUEZ*	EUR	2,250%	01/06/2012	01/06/2018	1 000	Paris	FR0011261916
GDF SUEZ*	EUR	3,000%	01/06/2012	01/02/2023	1 000	Paris	FR0011261924
GDF SUEZ*	EUR	2,500%	02/07/2012	21/01/2020	400	Aucune	FR0011278506
GDF SUEZ*	JPY	1,260%	06/07/2012	06/07/2022	10 000	Paris	FR0011283134
GDF SUEZ*	EUR	1,500%	20/07/2012	20/07/2017	750	Paris	FR0011289222
GDF SUEZ*	EUR	2,625%	20/07/2012	20/07/2022	750	Paris	FR0011289230
GDF SUEZ*	CHF	1,125%	09/10/2012	09/10/2020	275	SIX	CH0195288102
GDF SUEZ*	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

* Emissions réalisées dans le cadre du programme EMTN.

5.1.6.4 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 29 août 2012 et a reçu l'approbation de la Banque de France. Au 31 décembre 2012, l'encours s'établissait à 3 974 millions d'euros.

La Société a également un programme de *US Commercial Paper* de 4,5 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2012, l'encours s'établissait à 1 241 millions de dollars US.

5.2 ACTIONNARIAT

5.2.1 COTATION BOURSIERE

EVOLUTION DES COURS EXTREMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION GDF SUEZ A PARIS

	Cours le + haut* (en euros)	Cours le + bas* (en euros)	Volume des transactions**
2012			
Janvier	21,79	20,36	3 854 247
Février	21,56	19,40	4 876 315
Mars	20,06	19,16	4 636 014
Avril	19,58	17,39	6 130 917
Mai	17,33	15,98	5 132 734
Juin	18,76	15,95	5 805 032
Juillet	18,90	16,75	5 147 103
Août	20,23	18,21	4 178 059
Septembre	20,01	17,40	5 988 717
Octobre	17,98	17,33	4 342 410
Novembre	17,82	16,14	4 782 854
Décembre	17,45	15,10	7 271 738

* Cours issu des cours journaliers de clôture.

** 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 REPARTITION DU CAPITAL – EVOLUTION ET PROFIL DE L'ACTIONNARIAT

Au 31 décembre 2012, la Société comptait 2 412 824 089 actions, dont 55 533 833 actions autodétenues.

Durant l'exercice 2012, le capital de la Société a été augmenté de 160 187 881 actions de 1 euro nominal : création de 155 583 181 actions dans le cadre de l'option de paiement du dividende en actions et de 4 604 700 actions suite à des levées d'options de souscription d'actions.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT DE GDF SUEZ DES TROIS DERNIERS EXERCICES

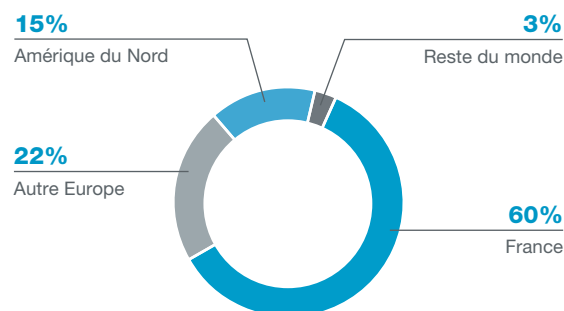
	31 décembre 2012		31 décembre 2011		31 décembre 2010	
	% du capital	% des droits de vote*	% du capital	% des droits de vote	% du capital	% des droits de vote
Etat	36,7	37,6	36,0	36,6	36,0	36,5
Groupe Bruxelles Lambert (GBL)	5,1	5,2	5,2	5,3	5,2	5,3
Actionnariat salarié	2,3	2,3	2,9	3,0	2,8	2,8
Groupe CDC	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
CNP Assurances	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Sofina	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6
Autodétention	2,3	-	1,7	-	1,1	-
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns
Public	50,2	51,3	50,5	51,4	51,2	51,7
	100%	100%	100%	100%	100%	100%

* Calculé sur le nombre de droits de vote exerçables au 31 décembre 2012.

A fin novembre 2012, GDF SUEZ a réalisé une enquête sur les titres au porteur identifiables faisant ressortir 135,8 millions d'actions détenues par des individuels.

Les «individuels et autres» et les «institutionnels» représentent respectivement 11% et 40% du capital.

La répartition géographique du capital (hors détention et non identifiés) s'établit comme suit :



5.2.3 FRANCHISSEMENTS DE SEUIL LEGAL

Aucun franchissement de seuil légal à la hausse ou à la baisse n'a été notifié à la Société pour l'exercice 2012.

A la connaissance de la Société, à la date du présent Document de Référence, seuls l'Etat et Groupe Bruxelles Lambert, agissant seul ou

de concert, détiennent 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 SPECIFIQUE

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'Etat 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'Etat 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'Etat, 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'Etat 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'Economie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'Economie 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'Economie. Le ministre chargé de l'Economie, avant l'expiration du délai d'un mois susvisé, peut renoncer au droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre chargé de l'Economie communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre chargé de l'Economie 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.

A 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 6.1.1.8 «Perspectives», ne constituent en aucun cas un engagement de la Société et les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'Administration pour établir ses propositions à l'Assemblée Générale.

Dans sa séance du 19 septembre 2012, le Conseil d'Administration a décidé la mise en paiement, en actions ou 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 2012.

Le Conseil d'Administration a décidé de soumettre à l'Assemblée Générale des actionnaires du 23 avril 2013 la distribution d'un dividende au titre de l'exercice 2012 d'un montant net de 1,50 euro par action (identique au dividende ordinaire versé au titre de l'exercice 2011), 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)
2007	N/A*
2008	2,20**
2009	1,47
2010	1,50
2011	1,50

* Dividende net par action en 2007 : 1,26 euro pour Gaz de France et 1,36 pour SUEZ.

** 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 FINANCIERE	186	6.4	COMPTES SOCIAUX	331
6.1.1	Rapport d'activité	186	6.4.1	Etats financiers sociaux	332
6.1.2	Rapport des Commissaires aux comptes sur les informations financières Pro Forma relatives à l'exercice 2012	205	6.4.2	Notes aux comptes sociaux	336
6.1.3	Trésorerie et capitaux propres	205	6.4.3	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	375
6.2.	COMPTES CONSOLIDES	207	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices	376
6.2.1	Etats financiers consolidés	209	6.5	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS	377
6.2.2	Notes aux comptes consolidés	216			
6.3	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDES	329			

6.1. EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIERE

6.1.1 RAPPORT D'ACTIVITE

Dans un environnement économique et réglementaire difficile, principalement dans les marchés matures, le Groupe GDF SUEZ présente pour l'année 2012 des résultats solides.

Le chiffre d'affaires de 97,0 milliards d'euros est en progression brute de + 7,0% par rapport à l'année 2011 (croissance organique de + 5,8%). Cette croissance provient d'une hausse des ventes de gaz et d'électricité en France en lien notamment avec des conditions climatiques plus favorables qu'en 2011 et d'un rattrapage tarifaire, de la progression des ventes chez Global Gaz & GNL, tant dans l'Exploration-Production qu'au sein des activités GNL, et de la poursuite du développement du Groupe à l'International, notamment en Amérique latine et en Asie.

L'EBITDA, qui s'élève à 17,0 milliards d'euros, est en croissance brute de + 3,0% (croissance organique de + 3,6%). Cette progression brute s'explique par le retour à des conditions climatiques proches de la normale en 2012, les effets de rattrapage tarifaire en France relatif à 2011, l'impact des mises en service dans tous les métiers du Groupe, les effets du plan de performance du Groupe ainsi que par une plus grande contribution de l'Exploration-Production et GNL. Ces éléments de croissance permettent de compenser la perte d'EBITDA des sociétés cédées dans le cadre du programme d'optimisation du portefeuille d'actifs du Groupe, les effets défavorables de l'évolution des *spreads* gaz – électricité sur le facteur de charge du parc de centrales à gaz du Groupe, les indisponibilités des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 en Belgique ainsi que plus globalement les conséquences sur la performance du Groupe des conditions économique et réglementaire difficiles dans les marchés matures où il opère.

Le résultat opérationnel courant (ROC) est en croissance brute de + 6,0% (croissance organique de + 8,8%) pour atteindre 9,5 milliards

d'euros. Cette progression s'explique par l'effet conjoint de la croissance de l'EBITDA et une stabilisation des dotations nettes aux amortissements et provisions.

Marqué par la constatation de pertes de valeur essentiellement sur des actifs européens, le résultat net part du Groupe s'élève à 1,6 milliard d'euros, en recul par rapport à celui au 31 décembre 2011. Le résultat net part du Groupe au 31 décembre 2011 était par ailleurs favorablement impacté par des résultats de cessions et de réévaluations, portant notamment sur les sociétés intercommunales en Belgique, les titres GDF SUEZ LNG Liquefaction et EFOG.

Le résultat net récurrent part du Groupe, à 3,8 milliards d'euros, est en augmentation de + 10,9% par rapport à l'année 2011. Cette amélioration s'explique par la progression du résultat opérationnel courant partiellement compensée par la hausse de la charge d'impôt en résultant. Le résultat financier récurrent, le résultat récurrent des entreprises associées ainsi que la part des participations ne donnant pas le contrôle restent stables par rapport à l'année dernière.

La marge brute d'autofinancement opérationnelle, qui s'élève à 16,6 milliards d'euros, est en légère hausse par rapport au 31 décembre 2011, en ligne avec la progression de l'EBITDA.

La dette nette, qui s'établit à 43,9 milliards d'euros à fin décembre 2012, intègre les conséquences de l'opération de rachat des minoritaires d'International Power (IPR), en partie atténuées par le programme d'optimisation d'actifs ayant conduit à des cessions partielles ou complètes comme les champs éoliens de Maestrale en Italie ou les actifs éoliens au Canada. Corrigée du paiement reçu début 2013 relatif à la cession de SPP, la dette nette ajustée s'élève à 42,8 milliards d'euros.

6.1.1.1 Evolution de l'activité et du résultat des opérations

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	97 038	90 673	+7,0%
EBITDA	17 026	16 525	+3,0%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(7 113)	(7 115)	
Charges nettes décaissées des concessions	(275)	(294)	
Paiements fondés sur des actions	(118)	(138)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	9 520	8 978	+6,0%

Le **chiffre d'affaires** du Groupe au 31 décembre 2012 s'établit à 97,0 milliards d'euros, en hausse de + 7,0% par rapport à l'année 2011. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 5,8%.

Les effets de périmètre ont un impact négatif de - 154 millions d'euros.

- ▶ Les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 786 millions d'euros au chiffre d'affaires et correspondent essentiellement à la contribution du mois de janvier des actifs acquis d'International

Power début février 2011, à l'augmentation de la participation du Groupe dans le champ de Njord en Norvège, à l'impact année pleine du rachat par la branche Infrastructures de capacités de stockage de gaz naturel en Allemagne ainsi qu'à diverses petites acquisitions portées tant par la branche Energie Services que par SUEZ Environnement.

- ▶ Les sorties de périmètre (- 940 millions d'euros) concernent principalement les cessions d'EFOG (Exploration-Production),

des sociétés Eurawasser et Bristol Water au sein du périmètre de SUEZ Environnement, de l'entité G6 Rete Gas en Italie au sein de la branche Energie Europe ainsi que des changements de méthode de consolidation de Senoko à Singapour et Al Hidd au Bahreïn (branche Energy International) suite à une modification de contrôle.

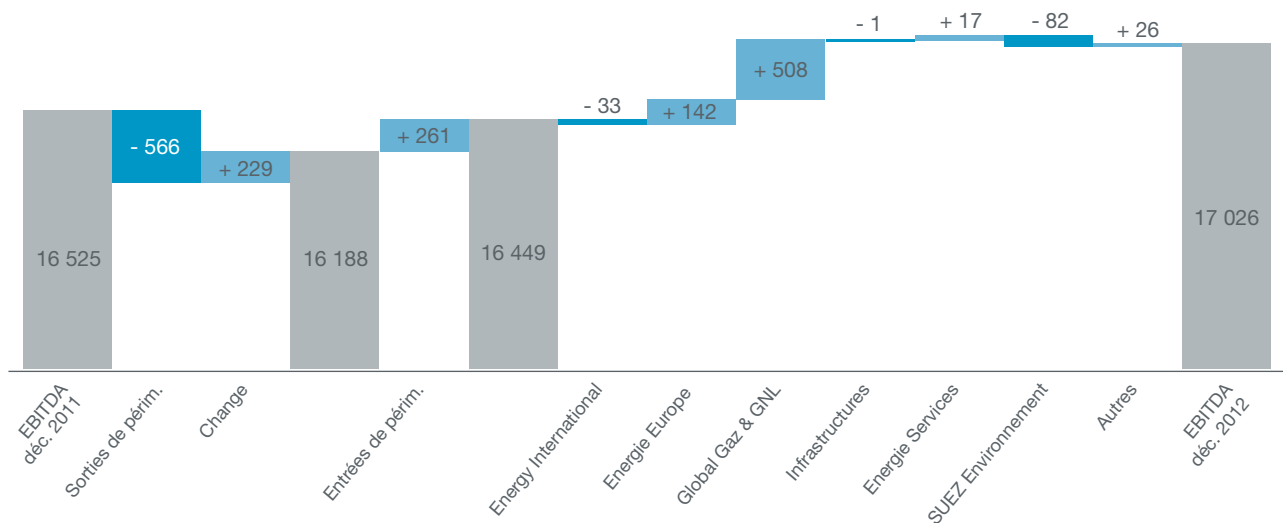
Les effets de change impactent le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de 1 208 millions d'euros, du fait principalement de l'évolution du dollar américain et de la livre sterling.

L'évolution organique du chiffre d'affaires contributif des branches du Groupe est contrastée : en forte croissance chez Global Gaz & GNL, Infrastructures et Energie Europe, en faible croissance chez Energie Services et chez SUEZ Environnement, et en décroissance modérée chez Energy International.

L'**EBITDA** progresse de + 3,0% pour s'établir à 17,0 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'**EBITDA** est en hausse de + 3,6%.

EVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact net négatif de - 305 millions d'euros :

- ▶ les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 261 millions d'euros à l'EBITDA et correspondent principalement aux événements déjà évoqués ci-avant ;
- ▶ les sorties de périmètre représentent - 566 millions d'euros et concernent les mêmes objets que ceux cités pour le chiffre d'affaires.

Les impacts de change s'élèvent à + 229 millions d'euros.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à + 577 millions d'euros (+ 3,6%), et s'explique comme suit :

- ▶ pour la branche Energy International, l'EBITDA, qui s'établit à 4 327 millions d'euros, est en recul organique de - 0,8%. La contribution positive des mises en service, notamment au Brésil et en Thaïlande et la croissance des pays émergents, ne permettent pas de compenser la fin de conditions de commercialisation exceptionnelles au Chili, les contractions de marge en Amérique du Nord et en Europe du fait de conditions de marché particulièrement défavorables. La branche procède d'ailleurs sur ces marchés à une adaptation de son outil industriel, avec au Royaume-Uni par exemple des fermetures de centrales programmées ;
- ▶ l'EBITDA de la branche Energie Europe, à 4 180 millions d'euros, progresse en organique de + 3,5% sous les effets du retour à un climat normal, de meilleures conditions d'approvisionnement en gaz, du rattrapage tarifaire en France au titre de 2011, partiellement compensés par les pressions concurrentielles, les indisponibilités des centrales nucléaires belges de Doel 3 et Tihange 2, la baisse

des prix de marché de l'électricité et la hausse des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité en Belgique ;

- ▶ la branche Global Gaz & GNL montre une forte croissance organique de son EBITDA à 2 377 millions d'euros, soit + 27,8%, portée par les activités d'exploration-production (effets volumes et prix favorables) et par une augmentation significative des opérations de reroutage de cargos GNL, notamment vers l'Asie ;
- ▶ l'EBITDA de la branche Infrastructures, à 3 049 millions d'euros, est stable en organique, bénéficiant d'un retour à un climat moyen mais pénalisé par la moindre commercialisation des capacités de stockage en France et par une hausse des charges d'exploitation prise en compte dans le tarif de distribution entré en vigueur en juillet 2012 ;
- ▶ la branche Energie Services connaît une légère croissance organique de son EBITDA à 1 018 millions d'euros (+ 1,7%), ce qui démontre sa capacité de résistance dans un contexte économique difficile sur la plupart de ses marchés européens ;
- ▶ SUEZ Environnement, avec un EBITDA de 2 426 millions d'euros, est en recul organique de - 3,3%, en raison notamment de la dégradation de l'activité économique qui affecte significativement les volumes traités et le cours des matières secondaires pour les activités de déchets en Europe. La bonne résistance des activités Eau Europe, la croissance de l'International et la contribution du plan de performance permettent cependant d'atténuer cette tendance.

Le **résultat opérationnel courant** est en croissance brute de + 6,0% par rapport à 2011 et s'établit à 9,5 milliards d'euros. Les dotations nettes aux amortissements et provisions restent quasiment stables,

l'effet des mises en service intervenues sur ces douze derniers mois étant compensé par l'effet des sorties de périmètre et la non reconduction d'éléments non récurrents enregistrés en 2011 dans le

cadre de l'acquisition d'International Power. Hors effets de change et de périmètre, l'indicateur est en croissance organique de + 8,8%, principalement expliquée par la croissance de l'EBITDA.

6.1.1.2 Evolution des activités du Groupe

6.1.1.2.1 Branche Energy International

En millions d'euros	31 déc. 2012							31 déc. 2011							Variation brute en %
	Total *	Amérique latine	Amérique du Nord	Royaume-Uni et Autres Europe	Moyen-Orient, Turquie et Afrique	Asie	Australie	Total *	Amérique latine	Amérique du Nord	Royaume-Uni et Autres Europe	Moyen-Orient, Turquie et Afrique	Asie	Australie	
Chiffre d'affaires	16 044	3 827	4 412	3 382	1 217	2 045	1 160	15 754	3 694	4 830	3 410	1 175	1 764	877	+1,8%
EBITDA	4 327	1 690	1 092	625	247	401	387	4 225	1 736	1 015	600	304	332	347	+2,4%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 391)	(462)	(444)	(216)	(30)	(123)	(112)	(1 470)	(404)	(445)	(310)	(59)	(94)	(156)	
Paielements fondés sur des actions	(6)	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	2 931	1 228	649	409	217	278	275	2 754	1 332	570	290	245	238	191	+6,4%

* La branche Energy International comprend aussi une fonction «siège», dont les coûts ne sont pas détaillés dans le tableau ci-dessus.

Le **chiffre d'affaires** de la branche Energy International s'est établi à 16 044 millions d'euros, soit une croissance brute de 1,8% (recul organique de - 3,0%), principalement générée par :

- ▶ un impact négatif des effets de périmètre de - 67 millions d'euros résultant principalement de la contribution de janvier 2012 des actifs d'International Power acquis au début du mois de février 2011, compensé par la modification de la méthode de consolidation de Senoko à Singapour suite à un changement de contrôle, et de la centrale d'Al Hidd à Bahreïn suite à une cession partielle réalisée en mai ;
- ▶ la croissance organique de + 3,3% en Amérique latine qui découle principalement de la hausse du chiffre d'affaires au Brésil suite à la mise en service de nouvelles centrales électriques ;
- ▶ la forte croissance organique (+ 28%) en Asie qui découle à la fois de la mise en service de nouvelles centrales en Thaïlande (Gheco One en août 2012 et Glow Phase 5 en fin d'année 2011) et des excellents résultats de la centrale hydroélectrique Glow Energy au Laos ;
- ▶ les moins bons résultats obtenus en Amérique du Nord, principalement en raison de la chute des cours du gaz naturel qui a entraîné la baisse du prix de l'électricité et réduit le montant des recettes provenant des ventes de gaz.

L'**EBITDA** a enregistré une progression de 2,4% à 4 327 millions d'euros, bénéficiant de l'impact positif de 136 millions d'euros des variations de périmètre et des taux de change favorables. Sur une base organique, l'EBITDA a reculé de - 0,8% consécutivement à un certain nombre d'éléments exceptionnels favorables en 2011 et à une conjoncture difficile dans les marchés développés amputant la croissance enregistrée dans les marchés émergents.

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 2 931 millions d'euros, soit une croissance organique de 5,9% reflétant principalement les ajustements comptables non récurrents enregistrés en 2011 liés à l'acquisition d'International Power.

Amérique latine

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique latine s'est établi à 3 827 millions d'euros, soit une progression brute de 132 millions d'euros correspondant à une croissance organique de 121 millions d'euros (+ 3,3%) par rapport à 2011. Cette évolution est partiellement due à la croissance du chiffre d'affaires au Brésil suite à la mise en service progressive d'unités dans la centrale hydroélectrique d'Estreito (436 MW). Elle est également due à une augmentation du prix de vente moyen principalement issu des augmentations mécaniques de prix provoquées par l'inflation dans les contrats de vente. Au Chili, la contribution positive apportée par la mise en service, en milieu d'année 2011, des centrales CTA et CTH, d'une capacité de 264 MW, a été compensée par la baisse des recettes provenant de la vente de gaz naturel liquéfié (GNL) à mesure de la disparition progressive des fortes marges prévues dans les contrats initiaux d'approvisionnement en gaz. Au Pérou, l'évolution a été positive grâce aux nouveaux contrats *Power Purchase Agreement* (PPA) et aux conditions de tarification favorables.

Les ventes d'électricité ont augmenté de 3,7 TWh à 52,8 TWh, alors que les ventes de gaz ont reculé de 2,3 GWh, principalement au Chili, s'élevant finalement à 14,7 TWh.

L'**EBITDA** s'est établi à 1 690 millions d'euros et est stable en organique, son évolution reflétant principalement :

- ▶ la mise en service progressive d'unités dans la centrale hydroélectrique d'Estreito et l'augmentation des prix moyens au Brésil contrebalancées par
- ▶ la fin des conditions exceptionnelles de certains contrats au Chili en 2011 et
- ▶ la non reconduction des éléments exceptionnels perçus en 2011 au titre des retards de mise en service des centrales à charbon au Chili (CTA / CTH) et au Panama (Bahia Las Minas).

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 1 228 millions d'euros, soit un recul de - 58 millions d'euros ou - 4,5% sur une base organique. Ce recul reflète l'évolution de l'EBITDA et l'augmentation de la dotation aux amortissements qui ont suivi la mise en service de la centrale hydro-électrique d'Estreito (Brésil) ainsi que des centrales CTA et CTH (Chili).

Amérique du Nord

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique du Nord s'est établi à 4 412 millions d'euros, soit un recul de - 812 millions d'euros (soit - 15,7%) sur une base organique. Ce repli est principalement dû à la chute importante du prix du gaz naturel sur le marché NYMEX, qui a entraîné une baisse du prix de l'électricité et réduit les recettes provenant de la vente de gaz.

En 2012, les ventes d'électricité ont baissé de 0,4 TWh pour passer à 78,8 TWh en Amérique du Nord, alors que les ventes de gaz naturel, à l'exclusion des ventes intra-groupe, ont chuté de 12,8 TWh pour passer à 50,6 TWh ⁽¹⁾.

L'**EBITDA** s'est établi à 1 092 millions d'euros, soit un niveau stable en organique. Les excellents résultats enregistrés dans les activités gazières non américaines (en hausse de 37 millions d'euros) qui ont bénéficié des indemnités perçues suite à la résiliation d'un contrat au Mexique et de la légère amélioration de la production électrique, ont été suffisants pour compenser :

- ▶ la baisse du prix de vente du GNL (recul de - 21 millions d'euros, soit - 10,2% sur une base organique) ;
- ▶ la baisse de performance de l'activité de retail (recul de - 39 millions d'euros), qui a affiché des volumes légèrement inférieurs (- 2,6%) à des marges plus faibles.

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 649 millions d'euros, soit une hausse de 47 millions d'euros ou 7,7% de croissance organique. Cette progression s'explique principalement par la fin de l'amortissement d'un contrat d'achat d'électricité arrivé à échéance et par la diminution des dotations aux amortissements des centrales de Choctaw et Hot Spring suite à leur comptabilisation dans les actifs destinés à être cédés. La centrale de Choctaw a été vendue en février et celle de Hot Spring en septembre.

Royaume-Uni et Autres Europe ⁽²⁾

Le **chiffre d'affaires** de la région Royaume-Uni et Autres Europe s'est établi à 3 382 millions d'euros en 2012, soit un recul de - 409 millions d'euros ou - 11,4% sur une base organique.

Les ventes d'électricité de la période se sont établies à 35,4 TWh (en progression de 0,5 TWh), les volumes inférieurs générés par les actifs de production continentaux ayant été compensés par les volumes supérieurs des activités de vente au détail (en progression de 1,8 TWh). Les ventes de gaz ont été de 23 TWh, en recul de 0,5 TWh, en raison des plus faibles volumes au Royaume-Uni.

Au Royaume-Uni, le secteur de la production a subi l'impact de la baisse du prix de l'électricité. Toutefois, le Royaume-Uni a pu profiter d'une augmentation des prix et des volumes dans l'activité de vente au détail.

L'**EBITDA** s'est élevé à 625 millions d'euros, en recul de - 7,7% ou - 48 millions d'euros sur une base organique. Les actifs de production au Royaume-Uni ont souffert de la conjoncture difficile du marché,

même si cette dernière a été en partie compensée par les bons résultats des services auxiliaires de First Hydro. Dans ce contexte défavorable, le Groupe a fermé les centrales de Shotton (210 MW) et de Derwent (210 MW) en fin d'année 2012.

En Europe continentale, les éoliennes ont bénéficié de conditions météorologiques favorables, en particulier en Italie, alors que les centrales hydroélectriques espagnoles ont souffert du manque de pluie au premier semestre de l'année.

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 409 millions d'euros, soit une augmentation de 83 millions d'euros ou 27,8% sur une base organique. Le recul de l'EBITDA a été compensé par les ajustements comptables non-récurrents enregistrés en 2011 liés à l'acquisition d'International Power.

Moyen-Orient, Turquie et Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la région Moyen-Orient, Turquie et Afrique s'est élevé à 1 217 millions d'euros, en augmentation de 6,6% ou 75 millions d'euros sur une base organique. Cette progression est le fruit d'un redressement des ventes d'énergie en Turquie, bien que sans effet sur les marges, et d'une augmentation des recettes provenant des activités d'exploitation et de maintenance.

L'**EBITDA** s'est élevé à 247 millions d'euros, en repli de - 21 millions d'euros ou - 8,1% sur une base organique. Ce recul est principalement imputable à la plus faible contribution des activités de développement.

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 217 millions d'euros, soit une augmentation de 3,6% ou 7 millions d'euros sur une base organique. Le recul de l'EBITDA a été compensé par la réduction des charges d'amortissement des centrales électriques d'Al Hidd (Bahreïn) et de Sohar (Sultanat d'Oman) suite à leur comptabilisation dans les actifs destinés à la vente. La participation dans la centrale d'Al Hidd est maintenant comptabilisée selon la méthode de mise en équivalence consécutivement à sa cession partielle au mois de mai.

Asie

La région Asie a continué d'enregistrer une très forte croissance, avec un **chiffre d'affaires** en hausse de 28,0% sur une base organique, atteignant ainsi 2 045 millions d'euros. Les ventes d'électricité ont augmenté de 1,5 TWh, passant à 23,3 TWh.

Cette croissance est en partie due à l'activité soutenue en Thaïlande, grâce à la contribution sur une année pleine de Glow Phase 5 (342 MW, mise en service en octobre 2011), à la mise en service de Gheco One (660 MW) en août 2012 et au redressement du volume des activités de distribution de gaz de PTT NGD. Après la sécheresse de 2011, la centrale hydroélectrique au Laos a fortement été sollicitée en 2012. L'augmentation reflète aussi la meilleure performance de Senoko à Singapour au cours du premier semestre de l'année. Depuis le 1^{er} juillet 2012, Senoko est consolidée par mise en équivalence.

L'**EBITDA** s'est élevé à 401 millions d'euros, en progression de 23,7% ou 74 millions d'euros sur une base organique. Cette croissance est imputable à la première contribution de Gheco One et à l'optimisation des activités d'exploitation de Glow SPP qui a permis d'améliorer la performance des centrales thermiques. Cette progression a été renforcée par la performance positive des activités d'exploitation et de maintenance au Pakistan et en Indonésie.

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 278 millions d'euros, en hausse de 46 millions d'euros ou 20,5% sur une base organique,

(1) Il convient de remarquer que les ventes de gaz naturel, y compris intra-groupe, se sont élevées à 73,7 TWh avec une diminution organique de 11,2 TWh.

(2) GDF SUEZ Energie Royaume-Uni et Autres Europe inclut des actifs qui faisaient auparavant partie de la région Royaume-Uni et Autres Europe d'International Power, mais n'inclut pas les autres actifs ou activités de production de GDF SUEZ répartis en Europe.

reflétant l'évolution de l'EBITDA et l'impact sur les amortissements des mises en service (Gheco One).

Australie

Le **chiffre d'affaires** en Australie s'est élevé à 1 160 millions d'euros, soit une croissance organique de 11,2%. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation du prix de l'électricité vendue en gros dans les Etats de Victoria et de South-Australia après le lancement du plan de réduction des émissions de carbone le 1^{er} juillet 2012.

Les ventes d'électricité sont demeurées stables à 24,1 TWh, alors que celles de gaz naturel ont augmenté de 0,1 TWh à 2,4 TWh.

L'**EBITDA** s'est élevé à 387 millions d'euros, en recul organique de - 28 millions d'euros (- 7,4%) par rapport à 2011, principalement en raison d'un climat plus doux, d'une consommation en baisse et d'éléments exceptionnels ayant impacté favorablement le premier semestre 2011 (dédommagements perçus en 2011 de compagnies d'assurances).

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 275 millions d'euros, en hausse de 20,4% ou 42 millions d'euros sur une base organique. Cette progression s'explique principalement par les ajustements comptables non récurrents enregistrés en 2011 et liés à l'acquisition d'International Power.

6.1.1.2.2 Branche Energie Europe

	31 déc. 2012			31 déc. 2011			
En millions d'euros	Total *	Central Western Europe	Autres Europe	Total *	Central Western Europe	Autres Europe	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	44 418	35 804	8 614	41 269	33 444	7 824	+7,6%
EBITDA	4 180	3 427	880	4 078	3 126	1 066	+2,5%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 670)	(1 200)	(467)	(1 690)	(1 229)	(459)	
Paievements fondés sur des actions	(16)	(13)	-	(18)	(14)	-	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	2 494	2 214	413	2 370	1 883	606	+5,2%

* Dont coûts des fonctions corporate de branche.

La nouvelle branche Energie Europe regroupe toutes les activités anciennement portées par la branche Energie France, les activités européennes de la branche Energie Europe et International (à

l'exception de celles de la nouvelle branche Energy International) et les activités Approvisionnements et Ventes aux Grands Comptes de la branche Global Gaz & GNL.

Volumes vendus par la branche

En TWh	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Ventes de gaz	658	638	+3,1%
Ventes d'électricité	193	198	-2,2%

Le **chiffre d'affaires** contributif de la branche Energie Europe s'établit à 44 418 millions d'euros, en progression de + 7,6%. Les ventes de gaz atteignent 658 TWh dont 141 TWh aux grands comptes. Les ventes d'électricité s'élèvent à 193 TWh. A fin décembre, la branche sert environ 16 millions de clients particuliers en gaz et plus de 5 millions en électricité.

L'**EBITDA** de la branche progresse de + 2,5% à 4 180 millions d'euros. L'année 2012, marquée par un retour à un climat normal, a bénéficié de l'amélioration des conditions d'approvisionnement en gaz du Groupe et du rattrapage tarifaire du quatrième trimestre 2011 malgré une pression concurrentielle et réglementaire accrue, la baisse des prix de marché de l'électricité, l'indisponibilité des centrales nucléaires belges de Doel 3 et Tihange 2 et un effet périmètre défavorable en Italie (cession de G6 Rete Gas au second semestre 2011).

Le **résultat opérationnel courant** suit une évolution légèrement plus favorable que celle de l'EBITDA sous l'effet de moindres dotations aux amortissements et provisions.

Central Western Europe (CWE)

Le **chiffre d'affaires** contributif de CWE s'établit à 35 804 millions d'euros, en progression de + 7,1%, les bonnes performances en France, en Allemagne et aux Pays-Bas excédant le tassement des ventes en Belgique.

L'**EBITDA** de CWE progresse de + 9,6% (croissance brute) sous l'effet notamment du retour à un climat normal, du rattrapage tarifaire en France relatif à 2011, de l'amélioration des conditions d'approvisionnement en gaz et de la hausse des cargaisons GNL vers l'Asie ⁽¹⁾, partiellement compensés par la hausse des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité en Belgique, la baisse globale des prix de marché de l'électricité en Europe et l'indisponibilité de deux tranches nucléaires en Belgique.

Le **résultat opérationnel courant** suit une évolution favorable similaire à celle de l'EBITDA.

(1) Activité dont la marge est partagée entre la branche Energie Europe et Global Gaz & GNL.

CWE France

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011 *	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	17 183	14 922	+15,2%
EBITDA	1 175	543	+116,3%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(470)	(413)	
Paiements fondés sur des actions	(5)	(5)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	700	125	+461,4%

* Données pro forma incluant notamment les ventes des grands clients gaz en France, comptabilisées dans la branche Global Gaz & GNL dans la présentation des résultats 2011.

Volumes vendus en France

En TWh	31 déc. 2012	31 déc. 2011 *	Variation brute en %
Ventes de gaz **	288	280	+2,9%
Ventes d'électricité	50	41	+22,3%

* Données pro forma incluant notamment les ventes des grands clients gaz en France, comptabilisées dans la branche Global Gaz & GNL dans la présentation des résultats 2011.

** Données contributives branche.

Correction climatique France

En TWh	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud ; signe positif = climat froid)	(0,9)	(30,4)	+29,5

A fin décembre 2012, le chiffre d'affaires contributif de la France s'établit à 17 183 millions d'euros. Ce chiffre est en progression de 2 261 millions d'euros par rapport à celui de 2011.

Les **ventes de gaz** naturel progressent de + 8 TWh, la différence de climat entre les deux périodes permettant de plus que compenser les pertes de clients. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 86% sur le marché des particuliers et d'environ 58% sur le marché d'affaires.

Les **ventes d'électricité** progressent de + 9,2 TWh grâce à la croissance des ventes aux clients directs et des ventes sur le marché liées à l'augmentation de la production d'électricité. Celle-ci atteint en effet 31,5 TWh (30,2 TWh en 2011) avec les mises en service de fermes éoliennes, une meilleure hydraulité qu'en 2011 (le premier semestre 2011 avait été particulièrement sec), compensée en partie

par la baisse de production des centrales au gaz (conditions de marché défavorables).

L'**EBITDA** progresse de 632 millions d'euros principalement du fait du climat 2012 moins défavorable que celui de 2011 (impact positif sur les ventes de gaz et l'hydraulicité), le moindre retard tarifaire 2012 que celui observé en 2011 et les effets de rattrapage tarifaire relatif au quatrième trimestre 2011 inscrit dans les comptes 2012 pour un montant proche de 210 millions 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 575 millions d'euros en raison de la progression de l'EBITDA, partiellement compensée par l'accroissement des amortissements (mise en service de nouveaux parcs éoliens) et de l'impact de reprises de provisions en 2011.

CWE Benelux – Allemagne

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	14 210	15 319	-7,2%
EBITDA	1 883	2 165	-13,0%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(665)	(735)	
Paiements fondés sur des actions	(6)	(9)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	1 212	1 421	-14,6%

Le **chiffre d'affaires** de Benelux-Allemagne s'établit à 14 210 millions d'euros, en retrait de - 7,2% par rapport à 2011. Les volumes d'électricité vendus s'élèvent à 103 TWh, en baisse de - 14% sous l'effet du tassement des ventes en Belgique. La production d'électricité s'élève à 66 TWh en retrait de près de - 13 TWh, en raison notamment de l'indisponibilité de deux tranches nucléaires et d'une baisse de la production aux Pays-Bas, conséquence de *spreads* défavorables pour les unités au gaz.

- En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité diminuent avec des volumes en retrait de - 17% à 84,7 TWh principalement liés à la baisse des ventes sur les marchés et à des pertes de clients professionnels.
- Aux Pays-Bas, les ventes d'électricité sont stables à 9,2 TWh.

- En Allemagne, les ventes d'électricité augmentent de + 3% à 9,4 TWh sous l'effet d'une meilleure disponibilité du parc.

Les volumes de gaz vendus sont en contraction de - 14 TWh (- 10%), en raison de pertes de clients Business et Grands Comptes en Belgique et de moindres ventes sur les marchés, partiellement compensées par des conditions climatiques plus froides.

L'**EBITDA** de Benelux-Allemagne est en baisse de - 13,0%, sous l'effet de l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 pendant respectivement 24 et 14 semaines, de la hausse des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité et de la baisse des ventes en Belgique, partiellement compensé par une amélioration de la rentabilité en Allemagne.

Le **résultat opérationnel courant** suit une évolution similaire à celle de l'**EBITDA**.

Autres Europe

En millions d'euros

	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	8 614	7 824	+10,1%
EBITDA	880	1 066	-17,4%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(467)	(460)	
Paievements fondés sur des actions	-	-	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	413	606	-31,8%

La zone Autres Europe voit son **chiffre d'affaires** s'accroître de + 10,1%, portée par une activité soutenue en Italie.

L'**EBITDA** Autres Europe est en retrait de - 17,4%, pénalisé par un effet de périmètre défavorable en Italie (cession de G6 Rete Gas au second semestre 2011) et par des performances en baisse en

Slovaquie et en Hongrie notamment du fait d'un environnement réglementaire difficile.

La décroissance observée au niveau du **résultat opérationnel courant** est proche de celle de l'**EBITDA**, les dotations nettes aux amortissements et provisions étant stables.

6.1.1.2.3 Branche Global Gaz & GNL

En millions d'euros

	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	4 759	3 135	+51,8%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	7 945	6 824	+16,4%
EBITDA	2 377	2 074	+14,6%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 255)	(1 154)	
Paievements fondés sur des actions	(3)	(3)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	1 119	917	+22,1%

La branche Global Gaz & GNL regroupe désormais les activités d'exploration-production et de ventes de GNL. Les activités d'approvisionnements et de ventes aux grands comptes ont en effet été transférées à la branche Energie Europe.

Le **chiffre d'affaires** contributif s'élève à 4 759 millions d'euros, en hausse brute de 1 624 millions d'euros (+ 51,8%) par rapport à 2011, dont 1 651 millions d'euros de croissance organique ⁽¹⁾ (+ 54,3%).

Le chiffre d'affaires contributif a été globalement porté par la progression de l'activité de l'exploration-production ainsi que la forte activité GNL, avec :

- une hausse du niveau de la production contributive d'hydrocarbures de l'exploration-production soutenue par la production du champ de Gjøa en Norvège et l'impact de la hausse du prix des commodités. La production contributive Groupe d'hydrocarbures à fin décembre 2012 est en hausse de 6,0 Mbep ⁽²⁾, à 43,6 Mbep vs 37,6 Mbep à fin décembre 2011 ;

(1) Impact cession EFOG en décembre 2011 partiellement compensée par l'acquisition de 20% de Njord en juillet 2011 ; cession GDF SUEZ LNG Liquefaction en décembre 2011 sans impact sur le chiffre d'affaires.

(2) Baisse de - 2,9 Mbep de la production totale soit 54,9 Mbep à fin décembre 2012 vs. 57,8 Mbep à fin décembre 2011 (moindres ventes internes liées principalement à la cession d'EFOG).

- une progression des ventes externes de GNL de 19 TWh, soit 60 TWh totalisant 66 cargaisons dont 39 vers l'Asie à fin décembre 2012 contre 41 TWh totalisant 45 cargaisons dont 25 vers l'Asie à fin décembre 2011.

Au 31 décembre 2012, l'**EBITDA** de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 2 377 millions d'euros contre 2 074 millions d'euros à fin décembre 2011, en croissance brute de 303 millions d'euros (+ 14,6%), dont 508 millions d'euros de croissance organique⁽¹⁾

(+ 27,8%). Cette croissance est portée par l'activité exploration-production avec l'évolution favorable du prix des commodités constatée sur la période et la hausse de la production du champ de Gjøa en Norvège, ainsi que par la meilleure performance d'arbitrage GNL, notamment sur l'Asie.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 1 119 millions d'euros à fin décembre 2012, en croissance brute de 202 millions d'euros (+ 22,1%).

6.1.1.2.4 Branche Infrastructures

En millions d'euros

	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	2 031	1 491	+36,2%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 216	5 703	+9,0%
EBITDA	3 049	2 991	+1,9%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 239)	(1 189)	
Paiements fondés sur des actions	(5)	(10)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	1 805	1 793	+0,7%

Le **chiffre d'affaires** total de la branche Infrastructures, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 6 216 millions d'euros, en hausse de + 9,0% par rapport à 2011, sous l'effet principalement de l'augmentation des opérations d'achats-ventes de gaz réalisées pour maintenir les performances techniques et physiques des stockages, dans un contexte marqué par une moindre commercialisation des capacités en France et par un climat plus froid (versus un climat chaud en 2011).

L'évolution du chiffre d'affaires reprend également les éléments suivants :

- la hausse des quantités acheminées par GrDF en raison d'un climat plus froid en 2012 qu'en 2011 (+ 33,5 TWh) ;
- la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (baisse de - 1,85% au 1^{er} juillet 2011 et hausse de + 8,0% au 1^{er} juillet 2012) ;
- la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de transport au 1^{er} avril 2011 (hausse de + 2,9%) et au 1^{er} avril 2012 (hausse de + 6%) ;
- l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne par Storengy le 31 août 2011. GDF SUEZ devient ainsi numéro 1 en Europe en termes de vente de capacités de stockage.

Le chiffre d'affaires contributif atteint 2 031 millions d'euros, en progression de + 36,2% par rapport à décembre 2011. Cette croissance contributive tirée notamment par les conditions climatiques et les augmentations tarifaires décrites ci-avant traduit également :

- l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne par Storengy le 31 août 2011 ;
- 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 techniques des stockages.

L'**EBITDA** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 3 049 millions d'euros, en hausse de + 1,9% par rapport à décembre 2011, bénéficiant d'un retour à un climat moyen mais pénalisé par la moindre commercialisation des capacités de stockage en France et par une hausse des charges d'exploitation prise en compte dans le tarif de distribution entré en vigueur en juillet 2012.

Le **résultat opérationnel courant** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 805 millions d'euros soit + 0,7% par rapport à 2011.

6.1.1.2.5 Branche Energie Services

En millions d'euros

	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 693	14 206	+3,4%
EBITDA	1 018	1 005	+1,2%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(317)	(308)	
Charges nettes décaissées des concessions	(30)	(28)	
Paiements fondés sur des actions	(11)	(14)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	660	655	+0,7%

Le **chiffre d'affaires** de la branche Energie Services progresse de + 3,4% à 14 693 millions d'euros au 31 décembre 2012, soit une croissance brute de + 487 millions d'euros.

La progression organique ressort à + 2,7% et s'explique par :

- la progression de l'activité des réseaux en France (+ 9,7%) avec en particulier les effets positifs des hausses tarifaires et du retour à un climat plus froid sur les premier et dernier trimestres ;
- la croissance des activités Installations en France (+ 2,4%) et au Benelux (+ 4,7%) et dans une moindre mesure des activités de Services en France (+ 1,0%) ;
- la quasi-stabilité du pôle International (+ 0,9%) avec des résultats contrastés selon les zones géographiques (croissance en Europe du Nord et au Grand International, baisse en Europe du Sud) ;
- la baisse de l'activité d'ingénierie (- 0,7%) qui subit le ralentissement des investissements dans l'énergie en Europe, qu'elle arrive cependant à compenser en partie par le développement des contrats au Grand International.

L'**EBITDA** de la branche Energie Services progresse de + 1,2% à 1 018 millions d'euros en 2012, soit une augmentation de + 12 millions d'euros. La croissance organique s'établit à + 17 millions d'euros (+ 1,7%) malgré les éléments défavorables suivants :

- la non reconduction d'un élément non récurrent (indemnité de 17 millions d'euros début 2011) ayant impacté positivement l'EBITDA des activités de cogénération en Italie ;
- la fin des contrats de cogénération gaz en France et les effets de pincement tarifaire tant pour les activités de cogénération que de réseaux de chaleur en France ;
- des contractions de marges, notamment en ingénierie.

Ces éléments sont compensés par :

- les effets du retour à des conditions climatiques plus froides ;
- les mesures de réduction des coûts, notamment sur les frais généraux ;
- l'impact positif de la mise en service de la barge de forage SWIFT exploitée pour le compte de SHELL en mai 2011, de la bonne performance de l'activité Oil & Gas au Royaume-Uni et de la bonne tenue des activités Installation et Services en Belgique et dans une moindre mesure en France.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 660 millions d'euros versus 655 millions d'euros en 2011. Son évolution suit celle de l'EBITDA de la branche et est également impactée par des provisions pour risques supplémentaires dans un contexte macro-économique difficile en Europe.

6.1.1.2.6 Branche SUEZ Environnement

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	15 093	14 819	+1,8%
EBITDA	2 426	2 513	-3,5%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 036)	(1 179)	
Charges nettes décaissées des concessions	(245)	(265)	
Paiements fondés sur des actions	(24)	(29)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	1 121	1 039	+7,9%

Le **chiffre d'affaires** de l'année 2012 s'élève à 15 093 millions d'euros, en hausse de + 1,8% par rapport à 2011 et en croissance organique de + 0,3%. L'Eau Europe, en croissance organique de + 3,3%, bénéficie d'indices de prix positifs, du développement des offres de services (France, Espagne) et de volumes en progression au Chili qui compensent un léger repli des consommations en Espagne et des prestations de travaux en net repli dans ce pays. L'activité Déchets Europe est stable (+ 0,1%, organique), sous l'effet de la résistance des prix de traitement en France, du chiffre d'affaires de construction d'unités de valorisation (France, Royaume-Uni) et de la progression des taxes (France, UK) alors que les volumes traités (- 2,5%) et le prix des matières secondaires se sont contractés dans un contexte économique particulièrement défavorable. Le segment International a bénéficié d'une activité bien orientée sur la plupart des zones géographiques et des métiers, notamment en Asie-Pacifique (Eau et Déchets en Chine, Déchets en Australie) mais est néanmoins en recul organique de - 2,3% en raison de la fin de la construction de l'usine de Melbourne dont la mise en service est intervenue avec succès le 17 décembre dernier.

L'**EBITDA** s'élève à 2 426 millions d'euros, en décroissance organique de - 3,3% par rapport à 2011 compte tenu du repli significatif des Déchets Europe (- 10,9%) dont les volumes traités, le mix d'activité

et le prix de matières secondaires ont été pénalisant durant l'année écoulée. L'Eau Europe (+ 0,6%) bénéficie de la mise en vigueur de hausses tarifaires sur les trois principaux pays et de l'amélioration des marges sur les nouvelles offres en cours de commercialisation qui compensent la baisse des activités travaux en Espagne. Le segment International est en croissance de + 3,3% sous l'effet de hausses tarifaires dans plusieurs Etats en Amérique du Nord, de volumes bien orientés dans les Déchets (Australie, Chine, Pologne) et l'Eau (Chine, Maghreb). Le plan de performance COMPASS, en ce compris les mesures exceptionnelles d'ajustement à la conjoncture dans l'activité du déchet, ont contribué à hauteur de 150 millions d'euros de gains par rapport à 2011.

Le **résultat opérationnel courant** progresse de + 7,9% (croissance brute) par rapport à 2011 à 1 121 millions d'euros et de 10,7% en variation organique. Cette forte amélioration du résultat traduit la fin du chantier de construction à Melbourne sur lequel l'essentiel des surcoûts attendus avaient été provisionnés en 2011 et très partiellement accrus au premier semestre 2012. Les tendances des autres zones géographiques et métiers sont conformes à celles constatées au niveau de l'EBITDA.

La performance opérationnelle de l'année 2012 est détaillée dans le rapport d'activité de SUEZ Environnement.

6.1.1.2.7 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires			
EBITDA	(351)	(360)	+2,6%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(205)	(127)	
Paiements fondés sur des actions	(54)	(63)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	(610)	(550)	-10,9%

Au 31 décembre 2012, l'**EBITDA** de la branche Autres (- 351 millions d'euros) est en légère amélioration par rapport à l'année dernière, en lien notamment avec les efforts de performance réalisés par les fonctions corporate du Groupe.

En revanche, le **résultat opérationnel courant** est en dégradation par rapport au 31 décembre 2011 du fait principalement de provisionnements accrus.

6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant	9 520	8 978	+6,0%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	109	(105)	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(2 474)	(532)	
Restructurations	(342)	(189)	
Effets de périmètre	155	1 514	
Autres éléments non récurrents	165	18	
Résultat des activités opérationnelles	7 133	9 684	-26,3%
Résultat financier	(2 756)	(2 606)	
Impôts sur les bénéfices	(2 054)	(2 119)	
Quote-part de résultat des entreprises associées	433	462	
RESULTAT NET	2 755	5 420	-49,2%
Résultat net part du Groupe	1 550	4 003	-61,3%
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	1 205	1 418	

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 7 133 millions d'euros, en recul (- 26,3%) par rapport à 2011, en raison notamment d'importantes pertes de valeur constatées en 2012 et des effets de périmètre positifs non récurrents (résultats de cession et de réévaluation) de 2011.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières a un impact positif de 109 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact négatif de 105 millions d'euros au 31 décembre 2011. L'impact de la période résulte principalement de l'effet positif du déboucement de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2011, partiellement compensé par un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes.

Les pertes de valeur s'élèvent à 2 474 millions d'euros et se répartissent essentiellement entre les branches Energie Europe (1 523 millions d'euros) et Energy International (409 millions d'euros). Outre les pertes de valeur sur goodwill (294 millions d'euros, dont 176 millions d'euros relatifs au goodwill sur la participation dans SPP en cours de cession), les pertes de valeur portent principalement sur les actifs européens, qui pâtissent de conditions économiques

dégradées, dont 513 millions d'euros sur une centrale thermique aux Pays-Bas, 294 millions d'euros sur les actifs thermiques en Italie, 152 millions d'euros sur diverses centrales au Royaume-Uni, 90 millions d'euros sur une centrale à charbon en Allemagne suite au remplacement de pièces défectueuses, 42 millions d'euros sur des actifs de production d'électricité en Grèce compte tenu du contexte économique actuel du pays ainsi que des problèmes techniques sur une centrale à cycle combiné.

Enfin, le Groupe a constaté une perte de valeur de 144 millions d'euros sur la participation dans l'opérateur gazier GASAG, et de 84 millions d'euros sur ses titres cotés Acea.

Le RAO est par ailleurs également impacté par :

- des charges de restructuration de 342 millions d'euros, qui comprennent chez GDF SUEZ Energie 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 Belgique, aux Pays-Bas et en Hongrie, ainsi que les coûts engendrés par l'arrêt définitif de l'activité de Photovoltaic. Chez SUEZ Environnement (78 millions d'euros), ce poste enregistre principalement les coûts liés aux plans de restructuration décidés par Agbar dans ses activités

espagnoles et par Degrémont (essentiellement en France), ainsi que les coûts des plans d'adaptation liés au ralentissement de l'activité sur le segment Déchets Europe. Les restructurations intègrent également des coûts d'adaptation au contexte économique chez GDF SUEZ Energie Services (53 millions d'euros) ;

- 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 + 155 millions d'euros correspondant principalement aux produits liés aux cessions de 60% des activités d'énergies renouvelables au Canada (136 millions d'euros) et des titres de la société intercommunale bruxelloise Sibelga (105 millions d'euros), partiellement compensés par l'impact des opérations relatives à la cession de Breeze II (- 35 millions d'euros) ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de + 165 millions d'euros au 31 décembre 2012, dont un produit de 233 millions d'euros qui correspond 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.

Le résultat financier au 31 décembre 2012 s'établit à - 2 756 millions d'euros, contre - 2 606 millions d'euros au 31 décembre 2011. Cette évolution résulte principalement d'un effet volume sur la dette nette (hausse de la dette nette moyenne) compensée par une

baisse des taux, et d'effets non récurrents principalement liés à des restructurations de dettes.

Le taux effectif d'impôt récurrent est stable (32,9% en 2012 contre 33,2 en 2011).

La quote-part de résultat des entreprises associées est en baisse de 29 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2011. Cette évolution s'explique principalement par certaines dépréciations d'actifs enregistrées par celles-ci en 2012 et par les opérations intervenues en 2011 sur les intercommunales wallonnes et flamandes.

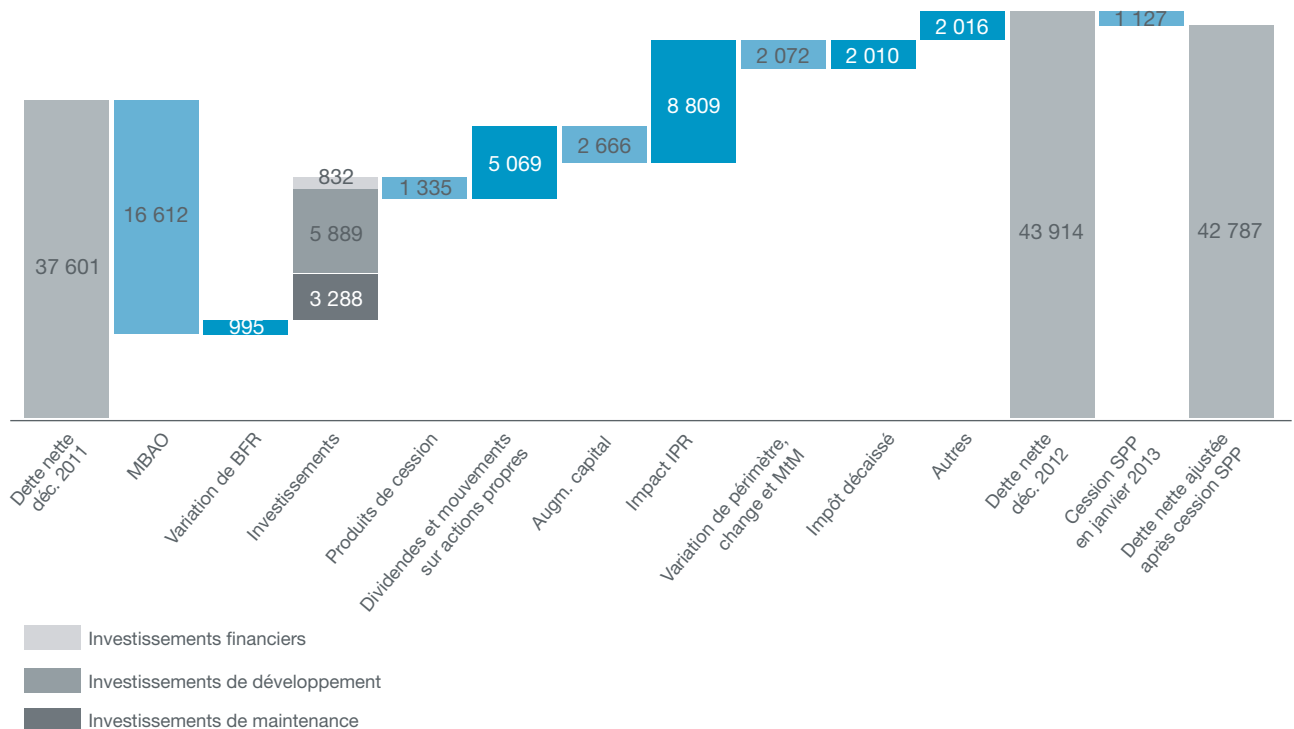
Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à 1 205 millions d'euros, en diminution par rapport à 2011 suite au rachat d'International Power et à la dégradation des résultats de SUEZ Environnement.

6.1.1.4 Evolution de l'endettement net

La dette nette du Groupe à fin 2012, ajustée du paiement reçu début 2013 au titre de la cession de SPP s'établit à 42,8 milliards d'euros et augmente de 5,2 milliards d'euros par rapport à son niveau de fin décembre 2011 (37,6 milliards d'euros). Cette évolution résulte essentiellement du rachat des minoritaires d'International Power plc (8,8 milliards d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



Le ratio dette nette ajustée sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2012 à 2,51. Il se calcule comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Endettement financier net	43 914	37 601
Paiement relatif à la cession SPP *	(1 127)	-
Endettement financier net ajusté	42 787	37 601
EBITDA	17 026	16 525
Ratio Dette nette ajustée / EBITDA	2,51	2,28

* Paiement reçu le 23 janvier 2013.

6.1.1.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 16 612 millions d'euros au 31 décembre 2012, en hausse de + 495 millions d'euros par rapport à 2011. L'évolution de la MBAO (+ 3,0%) est en ligne avec celle de l'EBITDA, l'effet positif sur l'EBITDA lié à la reprise de provisions pour avantages à long terme (versement de primes uniques pour 260 millions d'euros) équilibre l'effet positif lié à MEGAL dans la MBAO.

6.1.1.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) augmente de 995 millions d'euros. Cette évolution provient pour l'essentiel des appels de marge (449 millions d'euros) et des instruments dérivés (363 millions d'euros).

6.1.1.4.3 Investissements nets des produits de cessions

Hors impact de l'opération de rachat des minoritaires d'International Power plc (8,8 milliards d'euros), les investissements de l'année 2012 s'élèvent à 10 009 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 832 millions d'euros comprenant l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'AES et le rachat complémentaire de titres portant le

projet Jirau. Une part significative des autres investissements financiers a trait à des prêts à des sociétés associées ou à des coentreprises ;

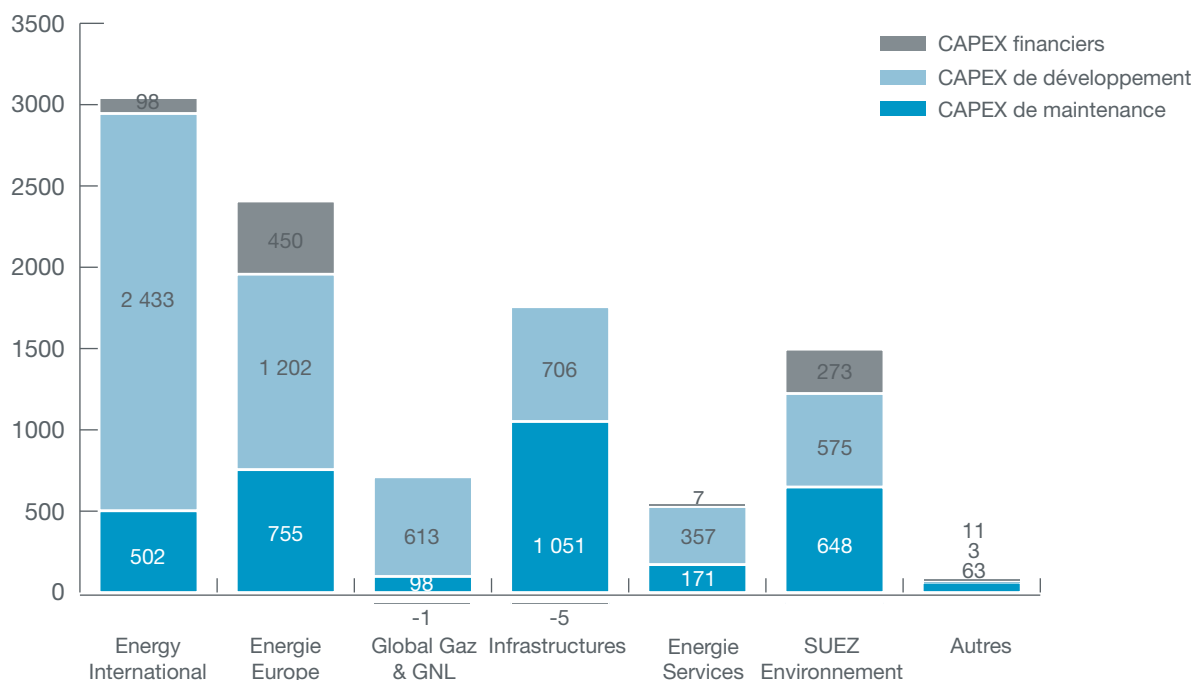
- des investissements de développement de 5 889 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés par la branche Energy International dans le cadre de la construction de centrales au Brésil (Jirau) et au Pérou (Chilca et Quitaracsa), ainsi que de parcs éoliens au Canada, et la branche Energie Europe pour la construction de deux centrales à charbon à Wilhelmshaven et Maasvlakte et de parcs éoliens en Pologne ;

- et des investissements de maintenance de 3 288 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant de 1 335 millions d'euros et portent essentiellement sur la cession de 60% des actifs éoliens au Canada pour 351 millions d'euros, la cession de la participation dans Sibelga par Electrabel pour un prix de 211 millions d'euros, la cession de Eurawasser chez SUEZ Environnement pour 95 millions d'euros et la cession de 40% de Hidd Power Company pour 87 millions d'euros, ainsi que les cessions des centrales de Hot Spring et Choctaw pour respectivement 196 millions d'euros, et 74 millions d'euros (le règlement du solde du prix de cession est intervenu en janvier 2013).

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

En millions d'euros



6.1.1.4.4 Rachat d'actions, dividendes et augmentation de capital

Le total des dividendes versés par GDF SUEZ SA à ses actionnaires s'élève à 3 360 millions d'euros. Ce montant correspond au solde du dividende au titre de 2011 soit 0,67 euro par action, pour un montant de 1 474 millions d'euros, et à l'acompte sur le dividende, soit 0,83 euro par action, pour un montant de 1 887 millions d'euros. Les dividendes ont été versés en cash pour 767 millions d'euros, alors que la rémunération des actionnaires ayant fait le choix du paiement sous forme d'actions a représenté 2 594 millions d'euros.

Le solde des augmentations de capital, soit 73 millions d'euros, se rapporte aux levées de stock-options.

Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 1 352 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs procédé à des rachats d'actions propres pour 359 millions d'euros.

6.1.1.4.5 Endettement au 31 décembre 2012

Hors coût amorti mais après impact du change des dérivés, la dette nette est exprimée à 65% en euros, 16% en dollars américains et 6% en réals brésiliens à fin 2012.

La dette nette est libellée à 78% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,8 ans.

Au 31 décembre 2012, 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 15,6 milliards d'euros.

6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles) s'établissent à 99,6 milliards d'euros, en recul de 3,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2011. Cette variation résulte pour l'essentiel des amortissements et pertes de valeur (- 8,9 milliards d'euros), des cessions (- 0,5 milliard d'euros), des variations de périmètre (- 1,3 milliard d'euros) et des transferts en actifs classés comme détenus en vue de la vente (- 2,5 milliards d'euros), partiellement compensés par les acquisitions (+ 9,1 milliards d'euros).

Les **goodwills** diminuent de 1,3 milliard d'euros à 30,0 milliards d'euros, diminution résultant notamment de variations de périmètre (- 0,6 milliard d'euros), du transfert de SPP en actifs disponibles à la vente (- 0,3 milliard d'euros) et de la finalisation des travaux d'allocation du *goodwill* lié à l'acquisition de sites de stockage en Allemagne en août 2011.

Les **titres disponibles à la vente** sont stables à 3,4 milliards d'euros.

Les **participations dans les entreprises associées** s'élèvent à 3,0 milliards d'euros, en hausse de 0,3 milliard d'euros principalement liée à la branche Energy International (Asie).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 71,2 milliards d'euros, en baisse de 9,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2011 (80,3 milliards d'euros), s'expliquant essentiellement par la comptabilisation du rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (- 8,1 milliards d'euros), le résultat de l'année (+ 2,8 milliards d'euros), le versement de dividendes en numéraire (- 2,1 milliards d'euros), les autres éléments du résultat global (écarts de conversion et autres pour - 1,1 milliard d'euros) et le rachat d'actions propres (- 0,4 milliard d'euros).

Les **provisions pour risques** sont en hausse de 1,5 milliard d'euros à 17,7 milliards d'euros, l'augmentation résultant principalement de l'impact des écarts actuariels et de la désactualisation des provisions.

6.1.1.6 Comptes pro forma avec Groupe SUEZ Environnement Company en entreprises associées

Le Groupe a annoncé le 5 décembre 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.

A 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 sera pas renouvelé et prendra donc fin le 22 juillet 2013 à l'égard de l'ensemble des parties.

Cette fin de pacte se traduira 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.

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.

Compte de resultat

En millions d'euros	31 déc. 2012	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
RESULTAT OPERATIONNEL 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
RESULTAT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	7 133	(1 009)	-	6 124
Charges financières	(3 652)	544	(7)	(3 116)
Produits financiers	896	(119)	7	784
RESULTAT FINANCIER	(2 756)	424	-	(2 332)
Impôt sur les bénéfices	(2 054)	180	(12)	(1 885)
Quote-part de résultat des entreprises associées	433	45	4	482
RESULTAT NET	2 755	(359)	(7)	2 389
Résultat net part du Groupe	1 550	-	-	1 550
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	1 205	(359)	(7)	839
EBITDA	17 026	(2 426)	-	14 600

Etat de situation financière

ACTIF

En millions d'euros	31 déc. 2012	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en participations dans les entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles nettes	13 020	(4 056)	-	8 965
Goodwill	30 035	(3 257)	-	26 778
Immobilisations corporelles nettes	86 597	(8 867)	-	77 730
Titres disponibles à la vente	3 398	(393)	-	3 005
Prêts et créances au coût amorti	3 541	(703)	128	2 966
Instruments financiers dérivés	3 108	(257)	-	2 851
Participations dans les entreprises associées	2 961	962	10	3 933
Autres actifs	962	(80)	-	881
Impôts différés actif	1 537	(761)	(24)	752
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	145 159	(17 413)	113	127 860
Actifs courants				
Prêts et créances au coût amorti	1 630	(215)	-	1 416
Instruments financiers dérivés	4 280	(5)	-	4 274
Clients et autres débiteurs	25 034	(3 763)	34	21 305
Stocks	5 423	(291)	-	5 131
Autres actifs	9 012	(1 111)	(6)	7 896
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	432	(24)	-	408
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11 383	(2 233)	-	9 149
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 145	-	-	3 145
TOTAL ACTIFS COURANTS	60 339	(7 643)	29	52 725
TOTAL ACTIF	205 498	(25 055)	142	180 585

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

PASSIF

En millions d'euros	31 déc. 2012	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en participations dans les entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
Capitaux propres part du Groupe	59 745	-	-	59 745
Participations ne donnant pas le contrôle	11 462	(5 389)	(17)	6 056
TOTAL CAPITAUX PROPRES	71 207	(5 389)	(17)	65 801
Passifs non courants				
Provisions	15 626	(1 406)	-	14 221
Dettes financières	45 247	(8 392)	-	36 855
Instruments financiers dérivés	2 751	(91)	-	2 660
Autres passifs financiers	343	(3)	-	340
Autres passifs	2 063	(640)	(5)	1 418
Impôts différés passif	11 959	(578)	-	11 381
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	77 989	(11 109)	(5)	66 875
Passifs courants				
Provisions	2 071	(560)	-	1 511
Dettes financières	11 962	(1 488)	143	10 617
Instruments financiers dérivés	4 092	(9)	-	4 083
Fournisseurs et autres créanciers	19 481	(2 834)	31	16 679
Autres passifs	16 820	(3 666)	(10)	13 144
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	1 875	-	-	1 875
TOTAL PASSIFS COURANTS	56 302	(8 557)	164	47 909
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	205 498	(25 055)	142	180 585

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.

Etat des flux de trésorerie

En millions d'euros	31 déc. 2012	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en participations et quote-part de résultat des entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
RESULTAT NET	2 755	(359)	(7)	2 389
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(433)	(45)	(4)	(482)
+ 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	2 054	(180)	12	1 885
- Résultat financier	2 756	(424)	-	2 332
MBA avant résultat financier et impôt	16 612	(2 022)	-	14 590
+ Impôt décaissé	(2 010)	113	-	(1 898)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(995)	(328)	(2)	(1 325)
FLUX ISSUS DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	13 607	(2 238)	(2)	11 367
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)	145	8	132
FLUX ISSUS DES ACTIVITES D'INVESTISSEMENT	(8 451)	1 295	14	(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 ACTIVITES DE FINANCEMENT	(8 322)	1 250	(13)	(7 085)
Effet des variations de change et divers	(126)	(2 541)	-	(2 667)
TOTAL DES FLUX DE LA PERIODE	(3 293)	(2 234)	-	(5 526)
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE A L'OUVERTURE	14 675	-	-	14 675
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE A LA CLOTURE	11 383	(2 234)	-	9 149

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

6.1.1.7 Comptes sociaux

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux de GDF SUEZ SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2012, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 27 915 millions d'euros en augmentation de 15,7% par rapport à 2011, notamment sous l'effet d'un climat moins défavorable.

Le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé s'établit à - 267 millions d'euros contre -1 075 millions d'euros en 2011. Cette hausse provient principalement du retour à des conditions climatiques proches de la normale et de la compensation du retard tarifaire intervenu en 2012.

Le résultat financier est positif à 749 millions d'euros contre 3 161 millions d'euros sur l'exercice 2011. Il intègre pour l'essentiel les dividendes reçus des filiales pour 1 734 millions d'euros contre 4 087 millions d'euros suite à la perception de dividendes exceptionnels sans équivalents sur 2012 et le coût de la dette pour - 844 millions d'euros. Au 31 décembre 2012, les dettes financières, y compris titres participatifs, ressortent à 28 019 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 9 118 millions d'euros.

Le résultat exceptionnel négatif de 134 millions d'euros comprend notamment les impacts des dépréciations sur titres et créances

rattachées aux participations pour - 344 millions d'euros et le remboursement partiel de l'amende sur le litige MEGAL pour + 233 millions d'euros.

L'intégration fiscale conduit à dégager un produit de 381 millions d'euros (353 millions d'euros en 2011) au niveau de la rubrique «Impôt sur les sociétés».

Le résultat net ressort à 890 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 46 976 millions d'euros contre 46 838 millions d'euros à fin 2011, sous l'effet de la distribution de dividendes en numéraire partiellement compensée par le résultat net de la période.

Informations relatives aux délais de paiement

La loi de modernisation de l'économie n° 2009-776 du 4 août 2008, dite loi «LIVE», 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 manquements significatifs au respect des délais de règlements 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. 2012			31 déc. 2011		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Echues	2	43	45	1	53	54
A 30 jours	476	27	503	520	98	618
A 45 jours	17	8	25	20	13	34
A + 45 jours	3	-	3	3	27	30
TOTAL	498	78	576	544	192	736

6.1.1.8 Perspectives

Confirmation des priorités stratégiques au service du développement du Groupe

GDF SUEZ confirme ses priorités stratégiques de développement autour des axes suivants :

- ▶ accélération du développement à l'international au travers des activités de production d'électricité et de GNL
- ▶ optimisation des positions sur les marchés matures en s'appuyant sur l'avantage compétitif du Groupe dans l'efficacité énergétique et sur son expertise dans les énergies renouvelables
- ▶ renforcement sur les activités générant des résultats récurrents

Confirmation des objectifs financiers 2013 et 2014

Pour 2013, le Groupe réaffirme ses objectifs financiers ⁽¹⁾, avec les hypothèses suivantes :

- ▶ impact positif de la décision du 30 janvier 2013 du Conseil d'Etat sur les tarifs du gaz en France
- ▶ redémarrage des centrales belges de Doel 3 et Tihange 2 au 2^{ème} trimestre 2013
- ▶ mise à jour des prix des commodités à fin janvier 2013

Avec ces hypothèses, le Groupe anticipe :

- ▶ un **résultat net récurrent part du Groupe** ⁽²⁾ entre 3,1 et 3,5 milliards d'euros, à climat moyen et régulation stable. Cet objectif repose sur une estimation d'EBITDA comprise entre 13 et 14 milliards d'euros, après prise en compte de la mise en équivalence de SUEZ Environnement

(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 au deuxième trimestre 2013, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, de mise en équivalence de Suez Environnement au 01/01/2013, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin janvier 2013 pour la partie non couverte de la production, et de cours de change moyen suivants pour 2013: €/ \$1,27, €/BRL 2,42. Ces objectifs intègrent l'impact positif de la décision du 30 janvier 2013 du Conseil d'Etat sur les tarifs de gaz.

(2) Résultat net hors coûts de restructurations, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et contribution nucléaire en Belgique.

- ▶ des **investissements bruts** entre 7 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 »

La performance attendue en 2014 sur le résultat net récurrent part du Groupe sera comprise dans une fourchette identique à celle de 2013.

Mise en œuvre du plan d'actions ambitieux *Perform 2015*

GDF SUEZ a lancé son plan d'actions ambitieux *Perform 2015* en réponse à un environnement européen dégradé avec pour objectifs :

- ▶ une contribution brute au compte de résultat de 3,5 milliards d'euros en 2015 avec un impact sur le résultat net récurrent part du Groupe de + 0,2 milliard d'euros chaque année dès 2013
- ▶ une contribution brute additionnelle de 1 milliard d'euros en 2015 grâce à l'optimisation des capex et du besoin en fonds de roulement
- ▶ une réduction de la dette nette autour de 30 milliards d'euros fin 2014
- ▶ un programme d'optimisation d'actifs ayant un impact sur la dette nette de 11 milliards d'euros sur la période 2013-2014 et principalement concentré sur les marchés matures

Poursuite des ambitions sociales et environnementales

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 2012 :

- ▶ énergies renouvelables : augmentation des capacités installées de 50% par rapport à 2009
- ▶ santé et sécurité : atteindre un taux de fréquence des accidents inférieur à 6
- ▶ 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

Par ailleurs, le Groupe remodèle son organisation dans le cadre de son plan *Perform 2015*, dynamique qui le conduira à maintenir un programme ambitieux de 18 000 embauches en CDI en France sur les trois prochaines années. GDF SUEZ est l'un des principaux employeurs en France avec plus de 100 000 collaborateurs.

6.1.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES INFORMATIONS FINANCIERES PRO FORMA RELATIVES A L'EXERCICE 2012

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 2012 incluses dans la partie 6.1.1 du document de référence 2012.

Ces Informations Pro Forma ont été préparées aux seules fins d'illustrer l'effet de la mise en équivalence de Suez Environnement qui résultera de sa perte de contrôle par GDF SUEZ en raison du non renouvellement du pacte d'actionnaires prévu en juillet 2013. Ces Informations Pro Forma reflètent l'incidence sur le bilan, le compte de résultat et l'état des flux de trésorerie consolidés de la société GDF SUEZ au 31 décembre 2012 de la mise en équivalence de Suez Environnement 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'évènement était survenu à une date antérieure à celle de sa survenance envisagée.

Ces Informations Pro Forma ont été établies sous votre responsabilité, sur une base volontaire, en application des dispositions du règlement (CE) N° 809/2004 et des recommandations 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 21 mars 2013

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent
Pascal Pincemin

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce
Charles-Emmanuel Chosson

MAZARS

Isabelle Sapet
Thierry Blanchetier

6.1.3 TRESORERIE ET CAPITAUX PROPRES

6.1.3.1 Capitaux propres de l'émetteur

Les capitaux propres totaux s'établissent à 71,2 milliards d'euros, en baisse de 9,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2011 (80,3 milliards d'euros).

Le résultat de l'exercice (2,8 milliards d'euros), l'effet des éléments du résultat global comptabilisés directement en capitaux propres (- 1,1 milliard d'euros dont - 0,4 milliard d'euros d'écarts de conversion), les augmentations de capital souscrites par le personnel dans le cadre de la levée de stock-options (0,2 milliard d'euros) ainsi que les augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle (0,2 milliard d'euros) ne compensent pas le versement des dividendes en numéraire (- 2,1 milliards d'euros), l'impact des opérations relatives à International Power (transactions entre actionnaires pour le rachat des 30 % pour - 8,1 milliards d'euros et conversion des obligations convertibles pour - 0,3 milliard d'euros),

les autres transactions entre actionnaires (- 0,3 milliard d'euros) et les rachats de titres (- 0,4 milliard d'euros).

6.1.3.2 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 2012 s'élève à 53,3 milliards d'euros, stable par rapport à fin 2011, et se compose principalement de financements obligataires pour 31,4 milliards d'euros et d'emprunts bancaires (y compris les locations financement) pour un montant de 13,5 milliards d'euros. Les emprunts à court terme *Commercial Papers*/billets de

trésorerie plus tirages sur lignes de crédit représentent 13,7% de la dette brute totale à fin 2012.

69% 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 42,7 milliards d'euros à fin 2012.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 65% en euros, 16% en dollars américains et 6% en reals brésiliens à fin 2012.

Après impact des dérivés, 78% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 4,20%, en baisse de 37 points de base par rapport à 2011. La durée moyenne de la dette nette est de 9,8 ans à fin 2012.

Principales opérations de l'année 2012

Les principales opérations de l'année 2012 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 700 millions d'euros de nouvelles lignes de crédit centralisées, dans une volonté de diversification des contreparties. Le Groupe a également procédé une nouvelle fois à l'extension du crédit syndiqué de 4,5 milliards d'euros signé en mars 2011 pour augmenter la maturité d'un an et la porter au 27 mars 2018.

En 2012, la mise à jour annuelle du prospectus EMTN de GDF SUEZ de 25 milliards d'euros a reçu le visa n° 12-441 de l'AMF en date du 12 septembre 2012.

Notations

GDF SUEZ est noté A/A-1 par Standard & Poor's qui a mis le *rating* en *credit watch* négatif le 29 janvier 2013, et GDF SUEZ est noté A1/P-1 avec perspective négative par Moody's depuis juillet 2012.

6.1.3.3 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2012, 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 15,6 milliards d'euros. 78% 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 7% du total de ces lignes centralisées. A fin 2012, 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 2012, toutes les sociétés du Groupe sont en ligne avec les *covenants* et représentations figurant dans leur documentation financière et aucun défaut de paiement n'était en cours sur la dette consolidée du Groupe, à l'exception :

- ▶ d'une filiale de la Branche Energy International pour le non-respect d'un *covenant* financier ;
- ▶ d'une filiale de la Branche Energie Services pour le non-respect d'un *covenant* financier.

Aucun défaut n'a été invoqué par les contreparties ; des *waivers* sont en cours de discussion ou déjà octroyés et ces non-respects sont sans impact sur les lignes accessibles au Groupe.

6.1.3.4 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 2013 (hors maturité des *Commercial Papers*/billets de trésorerie de 5,4 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 10,3 milliards d'euros au 31 décembre 2012 (nette des découverts bancaires) et, comme mentionné à la Section 6.1.3.3 «Restrictions à l'utilisation des capitaux», un montant de 15,6 milliards d'euros de lignes disponibles (non nette du montant des *Commercial Papers*/billets de trésorerie émis), dont 1,9 milliard d'euros à échéance 2013.

6.2. COMPTES CONSOLIDÉS

6.2.1	Etats financiers consolidés	209		
6.2.2	Notes aux comptes consolidés	216		
NOTE 1	Résumé des méthodes comptables	216	NOTE 16	Risques liés aux instruments financiers 277
NOTE 2	Principales variations de périmètre	230	NOTE 17	Eléments sur capitaux propres 288
NOTE 3	Information sectorielle	237	NOTE 18	Provisions 291
NOTE 4	Eléments du Résultat Opérationnel Courant	242	NOTE 19	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme 294
NOTE 5	Résultat des Activités Opérationnelles	243	NOTE 20	Activité Exploration – Production 303
NOTE 6	Résultat financier	246	NOTE 21	Contrats de location-financement 304
NOTE 7	Impôts	248	NOTE 22	Contrats de location simple 305
NOTE 8	Résultat net récurrent part du Groupe	252	NOTE 23	Contrats de concession 306
NOTE 9	Résultat par action	253	NOTE 24	Paiements fondés sur des actions 307
NOTE 10	Goodwills	254	NOTE 25	Transactions avec des parties liées 312
NOTE 11	Immobilisations incorporelles	260	NOTE 26	Rémunération des dirigeants 315
NOTE 12	Immobilisations corporelles	262	NOTE 27	Litiges et concurrence 315
NOTE 13	Participations dans les entreprises associées	264	NOTE 28	Evénements postérieurs à la clôture 321
NOTE 14	Participations dans les coentreprises	266	NOTE 29	Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2012 322
NOTE 15	Instruments financiers	267	NOTE 30	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 328

6.2.1 ETATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Chiffre d'affaires	4	97 038	90 673
Achats		(52 177)	(46 695)
Charges de personnel	4	(13 234)	(12 775)
Amortissements, dépréciations et provisions	4	(7 113)	(7 115)
Autres charges opérationnelles		(17 188)	(17 226)
Autres produits opérationnels		2 194	2 116
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT		9 520	8 978
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		109	(105)
Pertes de valeur		(2 474)	(532)
Restructurations		(342)	(189)
Effets de périmètre		155	1 514
Autres éléments non récurrents		165	18
RESULTAT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	5	7 133	9 684
Charges financières		(3 652)	(3 383)
Produits financiers		896	778
RESULTAT FINANCIER	6	(2 756)	(2 606)
Impôt sur les bénéfices	7	(2 054)	(2 119)
Quote-part de résultat des entreprises associées	13	433	462
RESULTAT NET		2 755	5 420
Résultat net part du Groupe		1 550	4 003
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		1 205	1 418
RESULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)(*)	9	0,68	1,79
RESULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUE (EUROS)(*)	9	0,67	1,77

(*) Les résultats par action au 31 décembre 2011 ont été ajustés afin de tenir compte de l'impact du versement du dividende en actions intervenu en mai 2012 et du versement de l'acompte sur dividende en actions intervenu en octobre 2012. Les résultats par action publiés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2011 s'élevaient respectivement à 1,80 et 1,78 euro pour le résultat net part du Groupe par action et pour le résultat net part du Groupe par action dilué.

Etat de situation financière

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	11	13 020	13 226
Goodwill	10	30 035	31 362
Immobilisations corporelles nettes	12	86 597	90 120
Titres disponibles à la vente	15	3 398	3 299
Prêts et créances au coût amorti	15	3 541	3 813
Instruments financiers dérivés	15	3 108	2 911
Participations dans les entreprises associées	13	2 961	2 619
Autres actifs		962	1 173
Impôts différés actif	7	1 537	1 379
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		145 159	149 902
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	15	1 630	1 311
Instruments financiers dérivés	15	4 280	5 312
Clients et autres débiteurs	15	25 034	23 135
Stocks		5 423	5 435
Autres actifs		9 012	9 455
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	15	432	2 885
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	11 383	14 675
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	3 145	1 298
TOTAL ACTIFS COURANTS		60 339	63 508
TOTAL ACTIF		205 498	213 410

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. 2012	31 déc. 2011
Capitaux propres part du Groupe		59 745	62 930
Participations ne donnant pas le contrôle		11 462	17 340
TOTAL CAPITAUX PROPRES	17	71 207	80 270
Passifs non courants			
Provisions	18	15 626	14 431
Dettes financières	15	45 247	43 375
Instruments financiers dérivés	15	2 751	3 310
Autres passifs financiers	15	343	684
Autres passifs		2 063	2 202
Impôts différés passif	7	11 959	13 038
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		77 989	77 040
Passifs courants			
Provisions	18	2 071	1 751
Dettes financières	15	11 962	13 213
Instruments financiers dérivés	15	4 092	5 185
Fournisseurs et autres créanciers	15	19 481	18 387
Autres passifs		16 820	16 738
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	1 875	827
TOTAL PASSIFS COURANTS		56 302	56 100
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		205 498	213 410

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.

Etat des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Ecart de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES										
AU 31 DECEMBRE										
2010	2 250 295 757	2 250	29 683	29 524	800	522	(665)	62 114	8 513	70 627
Résultat net				4 003				4 003	1 418	5 420
Autres éléments du résultat global				(386)	(590)	99		(877)	(282)	(1 158)
RESULTAT GLOBAL				3 617	(590)	99		3 126	1 136	4 262
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	2 340 451	2	33	122				157	12	169
Dividendes distribués en numéraire				(3 328)				(3 328)	(1 033)	(4 361)
Achat/vente d'actions propres				(97)			(264)	(362)		(362)
Regroupements d'entreprises (International Power)				302	28	(175)		155	6 303	6 458
Transactions entre actionnaires (opération GRTgaz)				167				167	923	1 090
Transactions entre actionnaires (cession de 30% de l'Exploration Production au CIC)				938	1	1		940	1 341	2 281
Autres transactions entre actionnaires				(11)				(11)	(25)	(36)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									217	217
Distribution de dividendes en actions et variation d'autocontrôle SUEZ Environnement Company				(2)				(2)	(33)	(35)
Autres variations				(25)				(25)	(14)	(39)
CAPITAUX PROPRES										
AU 31 DECEMBRE										
2011	2 252 636 208	2 253	29 716	31 205	240	447	(930)	62 931	17 340	80 270

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Ecart de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES										
AU 31 DECEMBRE										
2011	2 252 636 208	2 253	29 716	31 205	240	447	(930)	62 931	17 340	80 270
Résultat net				1 550				1 550	1 205	2 755
Autres éléments du résultat global				(387)	(325)	(452)		(1 164)	62	(1 102)
RESULTAT GLOBAL				1 163	(325)	(452)		386	1 267	1 654
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				(767)				(767)	(1 352)	(2 119)
Achat/vente d'actions propres				(83)			(276)	(359)		(359)
Transactions entre actionnaires (opération International Power - cf. Note 2.1)				(2 304)	(157)	240		(2 221)	(5 841)	(8 062)
Conversion des obligations convertibles International Power (cf. Note 2.1)				(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 DECEMBRE										
2012	2 412 824 089	2 413	32 207	26 337	(242)	235	(1 206)	59 745	11 462	71 207

Etat du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2012	31 déc. 2012 Quote-part du Groupe	31 déc. 2012 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2011	31 déc. 2011 Quote-part du Groupe	31 déc. 2011 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RESULTAT NET		2 755	1 550	1 205	5 420	4 003	1 418
Actifs financiers disponibles à la vente	15	309	273	36	(495)	(448)	(47)
Couverture d'investissement net		(76)	(66)	(10)	(70)	(58)	(12)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	16	(304)	(326)	22	(214)	(139)	(75)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	16	(445)	(469)	25	317	327	(10)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	7	276	272	4	(68)	(87)	19
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, nette d'impôt		(28)	(8)	(20)	(281)	(185)	(96)
Ecart de conversion		(372)	(452)	80	115	100	15
TOTAL ELEMENTS RECYCLABLES		(640)	(777)	137	(697)	(491)	(207)
Pertes et gains actuariels		(695)	(592)	(103)	(755)	(639)	(116)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	7	234	205	29	248	207	41
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(1)	-	(1)	46	46	-
TOTAL ELEMENTS NON RECYCLABLES		(462)	(387)	(75)	(461)	(386)	(75)
RESULTAT GLOBAL		1 654	386	1 267	4 262	3 126	1 136

Etat des flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2012	31 déc. 2011
RESULTAT NET		2 755	5 420
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées		(433)	(462)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées		315	265
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations		9 246	7 431
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(87)	(1 497)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(109)	105
- Autres éléments sans effet de trésorerie		114	130
- Charge d'impôt		2 054	2 119
- Résultat financier		2 756	2 606
MBA avant résultat financier et impôt		16 612	16 117
+ Impôt décaissé		(2 010)	(1 853)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement		(995)	(426)
FLUX ISSUS DES ACTIVITES OPERATIONNELLES		13 607	13 838
Investissements corporels et incorporels	3.4.3	(9 177)	(8 898)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	3.4.3	(103)	(1 745)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	3.4.3	(306)	(119)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	3.4.3	(142)	(258)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		185	167
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		537	1 024
Cessions de participations dans les entreprises associées et coentreprises		300	1 570
Cessions de titres disponibles à la vente		93	76
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		54	81
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		129	138
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	3.4.3	(21)	60
FLUX ISSUS DES ACTIVITES D'INVESTISSEMENT		(8 451)	(7 905)
Dividendes payés		(2 117)	(4 363)
Remboursement de dettes financières		(7 558)	(6 517)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		2 473	(1 146)
Intérêts financiers versés		(1 915)	(1 977)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		185	212
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés ⁽¹⁾		(721)	-
Augmentation des dettes financières		11 587	8 114
Augmentation/diminution de capital		229	569
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(358)	(362)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	3.4.3	(10 125)	2 974
FLUX ISSUS DES ACTIVITES DE FINANCEMENT		(8 322)	(2 496)
Effet des variations de change et divers		(126)	(58)
TOTAL DES FLUX DE LA PERIODE		(3 293)	3 379
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE A L'OUVERTURE		14 675	11 296
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE A LA CLOTURE		11 383	14 675

(1) Les flux liés aux instruments dérivés de couvertures d'investissement net et les soultes versées/reçues lors du dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés sont dorénavant positionnés sur une ligne spécifique du tableau de flux intitulée «Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés». L'information comparative de l'exercice 2011 n'a pas été retraitée car les flux liés à ces opérations étaient négligeables en 2011.

6.2.2 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDES

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, services à l'énergie et environnement), 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 27 février 2013, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2012.

NOTE 1 RESUME DES METHODES COMPTABLES

1.1 Référentiel

En application du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004 sur le prospectus, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de GDF SUEZ sont fournies pour les deux derniers exercices 2011 et 2012 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2012, 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 2012 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2011 à l'exception des éléments suivants en 1.1.1 :

1.1.1 Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire en 2012

- ▶ 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 - Transferts d'actifs financiers. L'impact de cet amendement n'est pas significatif pour le Groupe au 31 décembre 2012.

1.1.2 Amendements IFRS applicables en 2013 et anticipés par le Groupe en 2011

- ▶ Amendements IAS 1 – Présentation des autres éléments du résultat global.

1.1.3 Normes IFRS, amendements et interprétations applicables en 2013

- ▶ IFRS 13 – Evaluation à la juste valeur ;
- ▶ IAS 19 Révisée – Avantages du personnel ;
- ▶ Amendements IFRS 7 – Instruments financiers : Informations à fournir – Compensation d'actifs financiers et de passifs financiers ;
- ▶ Améliorations annuelles – Cycle 2009-2011 ⁽²⁾ ;
- ▶ 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.

Les analyses réalisées montrent que l'impact de ces normes et amendements ne devrait pas être significatif pour le Groupe au 1^{er} janvier 2013.

1.1.4 Normes IFRS et amendements applicables après 2013

Normes et amendements applicables en 2014

- ▶ IFRS 10 – Etats financiers consolidés ;
- ▶ IFRS 11 – Partenariats ;
- ▶ IFRS 12 – Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités ;
- ▶ Amendement IAS 28 – Participations dans des entreprises associées et des coentreprises ;
- ▶ Amendements IAS 32 – Instruments financiers : Présentation – Compensation d'actifs financiers et de passifs financiers.

Les analyses sur l'impact que ces normes et amendements pourraient avoir pour le Groupe sont en cours.

(1) Référentiel disponible sur le site internet de la Commission européenne http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm.

(2) Ces normes et interprétations n'étant pas encore adoptées par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

Norme applicable en 2015

- IFRS 9 – Instruments financiers – Classement et évaluation ⁽¹⁾.

L'analyse des incidences de l'application de cette norme est en cours.

1.1.5 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 financière a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation des risques, en particulier de contrepartie, dans l'évaluation des instruments financiers. Cet environnement de crise et de volatilité importante des marchés a été pris en considération par le Groupe dans les estimations comme les *business plans* et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois pour les tests de valeur et les calculs des provisions.

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

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

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

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill*, des immobilisations corporelles et incorporelles (se reporter aux § 1.4.4 et 1.4.5) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour retraitement 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 compte ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

1.3.1.1 Evaluation 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 *goodwill*, des immobilisations corporelles et incorporelles

Des hypothèses et des estimations sont faites pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwill*, 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 le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser.

En ce qui concerne les UGT *goodwill* significatives (cf. 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 Energie – Central Western Europe («CWE»)

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, les perspectives futures des marchés, les prévisions de besoins de nouvelles capacités de production ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique) et de la réglementation tarifaire sur les marchés de l'énergie en Europe. Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

- UGT Distribution (branche GDF SUEZ Infrastructures)

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 4» entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements accepté par la CRE 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

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

au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2018. 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, ainsi que les perspectives futures des marchés.

► UGT Stockage (branche GDF SUEZ Infrastructures)

Les hypothèses clés comprennent notamment les prévisions de réservation de capacité, l'horizon de re-corrélation entre les prix du gaz et du pétrole, les perspectives futures des marchés et en particulier l'évolution de la demande de gaz à moyen terme en Europe, 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,

- outre les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) ;
- ainsi que le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que la société estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées. 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 Evaluation 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, intégration proportionnelle ou mise en équivalence est présentée dans les Notes 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 euro.

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. A 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 :

- la contrepartie transférée ;
- le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise, et
- 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».

Evaluation des goodwills

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

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 1.4.8 «Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles».

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

1.4.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Frais de développement

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

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité. 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 opérée 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 droits de tirage d'eaux de surface et souterraine qui ne sont pas amortis, leur attribution n'étant assortie d'aucune limitation de durée ;
- 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	65
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	40

Certaines immobilisations incorporelles (marque, droits d'eau...), 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		
• Energie		
Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60*
Installation - Maintenance	3	10
Aménagements hydrauliques	20	65
• Environnement	2	70
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 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 du débiteur. Ainsi :

- ▶ le modèle «actif incorporel» est applicable lorsque le concessionnaire reçoit un droit à facturer les usagers du service public ; et que le concessionnaire est payé en substance par l'usager ;

- 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), c'est-à-dire est payé en substance par le concédant.

Le terme «en substance» signifie que l'identité du payeur n'est pas en soit le critère déterminant mais qu'en fait, il convient de déterminer qui est le véritable débiteur final.

Ainsi, dans le cas où la collectivité paye le Groupe mais n'est en fait qu'un simple intermédiaire collecteur de tarifs et ne donne pas de garantie sur les montants qui seront versés (accord de simple «*pass through*»), il convient de considérer qu'en substance, les usagers payent et que le modèle «actif incorporel» doit être retenu.

En revanche, dans le cas où les usagers payent le Groupe mais où, en fait, la collectivité garantit les montants qui seront versés pendant la durée du contrat (*via*, par exemple, un Taux de Rendement Interne garanti), il convient de considérer qu'en substance, c'est la collectivité qui paye et que c'est le modèle «actif financier» qui doit être retenu. En pratique, le modèle financier concerne principalement les contrats BOT («*Build Operate Transfer*») signés avec des collectivités et relatifs à des services publics (assainissement d'eau, incinération d'ordures ménagères).

En application de ces principes :

- les immobilisations reçues à titre gratuit du concédant ne sont pas inscrites dans l'état de situation financière ;
- les investissements de premier établissement sont comptabilisés de la façon suivante :
 - en cas d'application du modèle «actif incorporel», la juste valeur des travaux représente le coût d'acquisition de l'actif incorporel qui est comptabilisé au moment de la construction des ouvrages s'il est prévu que les travaux génèrent des avantages économiques futurs (par exemple extension de réseau). Dans le cas contraire, la valeur actualisée des engagements de travaux est comptabilisée *ab initio* en contrepartie d'une dette de concession,
 - en cas d'application du modèle «actif financier», la créance sur le concédant est comptabilisée au moment de la construction des ouvrages à la juste valeur des travaux,
 - lorsque seule une part de l'investissement fait l'objet d'un engagement de paiement de la part du concédant, cette part est comptabilisée en actif financier à hauteur du montant garanti par le concédant et en immobilisation incorporelle pour le solde selon un modèle qualifié de mixte.

Les dépenses de renouvellement correspondent à des obligations prévues aux contrats dont les modalités peuvent différer (obligation de remise en état contractuelle, plan de renouvellement contractuel, compte de suivi contractuel...).

Elles sont comptabilisées soit à l'actif de l'état de situation financière en tant qu'actif incorporel ou actif financier suivant le modèle applicable au contrat si elles génèrent des avantages économiques futurs (renouvellement améliorant), soit en charges dans le cas inverse (renouvellement à l'identique).

Les dépenses de renouvellement à l'identique font l'objet de la comptabilisation d'un actif ou d'un passif de renouvellement lorsque, à une date donnée, il existe un décalage temporel entre l'engagement contractuel et sa réalisation.

Les montants sont calculés par contrat en fonction des obligations de chaque contrat.

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, politique ou du marché sur lequel l'entreprise opère ou auquel l'actif est dévolu,
 - baisse de la demande,
 - évolution du cours des énergies et du dollar,
 - excédent de la valeur nette comptable d'actif par rapport à la base d'actifs régulés ;
- 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.

Evaluation 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 «Perte 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 coût moyen pondéré.

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.

A 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. A 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 inconditionnel de différer le règlement pour au moins 12 mois à compter de la date de clôture ;
- ▶ les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés ;
- ▶ les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture de juste valeur dont le sous-jacent est classé en courant ;
- ▶ les instruments financiers dérivés de négoce sur matières premières non qualifiés de couverture.

Evaluation 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 «*Mark-to-Market*» ou «*MtM* sur instruments financiers à caractère opérationnel» sous le résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers, et en résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

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

Evaluation 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.

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 charge de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

Cette rémunération peut prendre la forme soit d'instruments réglés en actions, soit d'instruments réglés en trésorerie.

Instruments réglés en actions

1.4.14.1 Plans d'options

Les options octroyées aux salariés du Groupe sont évaluées à la date d'attribution en utilisant un modèle de valorisation binomial pour les options simples ou un modèle Monte Carlo pour celles comportant des conditions de performances externes. Ces modèles permettent de tenir compte des caractéristiques du plan (prix d'exercice, période d'exercice, conditions de performance le cas échéant), des données de marché lors de l'attribution (taux sans risque, cours de l'action, volatilité, dividendes attendus) et d'une hypothèse comportementale des bénéficiaires. Cette option est enregistrée en charges de personnel sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

1.4.14.2 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.

1.4.14.3 Plans d'épargne entreprise

Les plans d'épargne entreprise consistent à offrir aux salariés la possibilité de souscrire à une augmentation de capital réservée à une valeur décotée par rapport au cours de Bourse. La juste valeur des instruments accordés par les plans d'épargne entreprise est estimée à la date d'attribution en fonction de la valeur de la décote accordée aux salariés et de l'incessibilité des actions souscrites. S'agissant de la comptabilisation d'un service rendu, la charge est enregistrée sans étalement en contrepartie des capitaux propres.

Instruments réglés en trésorerie

Dans certains cas où la législation locale ne permet pas l'utilisation de plans d'épargne entreprise, les instruments accordés sont des droits à l'appréciation du titre (appelés SAR, *share appreciation rights*). Ces instruments étant réglés en trésorerie, leur juste valeur est enregistrée en charge sur la période d'acquisition des droits en contrepartie d'une dette vis-à-vis du personnel.

La variation de juste valeur de la dette est constatée en résultat de chaque exercice.

1.4.15 Provisions

1.4.15.1 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- ▶ le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- ▶ la valorisation du montant de ces engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'Etat s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements diminués des coûts des services passés non encore comptabilisés 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, le Groupe a retenu en 2006 l'option offerte par IAS 19 d'abandonner la méthode dite du «corridor» et de comptabiliser directement en autres éléments du résultat global les pertes et gains actuariels résultant des changements d'hypothèses actuarielles et des ajustements liés à l'expérience.

Les écarts actuariels sont donc 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.

Les charges d'intérêt sur les obligations de retraite et assimilés et le rendement attendu des placements en couverture de ces obligations sont présentés en résultat financier.

1.4.15.2 Autres provisions

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration soit en commençant à exécuter le plan soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour retraitement et stockage des déchets nucléaires, les provisions pour démantèlement des installations et les provisions pour reconstitution de site. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «autres produits et autres charges financiers»).

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou reconstitution de site. La contrepartie de la provision pour démantèlement est un «actif de démantèlement» qui est inclus dans la valeur comptable de l'actif concerné. Les ajustements du montant de la provision consécutifs à une révision ultérieure du montant de la sortie de ressource, de la date de survenance du démantèlement, ou du taux d'actualisation sont symétriquement portés en déduction ou en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

1.4.16 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires (correspondant aux produits des activités ordinaires selon IAS 18) du Groupe comprend essentiellement les produits liés aux activités suivantes :

- ▶ vente d'énergie ;
- ▶ prestations de services ;
- ▶ contrats de location et contrats de construction.

Les ventes sont reconnues lorsque la livraison a eu lieu (risques et avantages transférés à l'acheteur) ou à l'avancement pour les prestations de services et les contrats de construction, le prix est fixé ou déterminable et le caractère recouvrable des créances est probable.

Le chiffre d'affaires est évalué à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Dans le cas où l'existence d'un différé de paiement a un effet significatif sur la détermination de la juste valeur, il en est tenu compte en actualisant les paiements futurs.

1.4.16.1 Vente d'énergie

Le chiffre d'affaires comprend essentiellement la vente d'électricité et de gaz, les redevances de transport et de distribution liées ainsi que différentes prestations comme la maintenance des réseaux de distribution d'électricité et de gaz ou les ventes de chaleur.

Dans le cadre de certains contrats de vente d'énergie à long terme, le Groupe peut percevoir une composante du prix qui est déterminée indépendamment des volumes et dont le montant est généralement

fixe mais peut, dans certains cas très limités, évoluer sur la durée du contrat. En application d'IAS 18, le chiffre d'affaires relatif à cette composante est étalé de manière linéaire, la juste valeur des services rendus n'étant pas, en substance, différente d'une période à l'autre.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie pour compte propre et pour compte de la clientèle sont présentées en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne «chiffre d'affaires». Selon le même principe, les résultats réalisés au titre des activités de négoce à caractère opérationnel («ventes en gros» ou «arbitrage»), liées aux actifs et visant à optimiser tant le parc de production que les portefeuilles de contrats d'achats de combustibles et de ventes d'énergie, sont présentés en net en chiffre d'affaires dès lors que les contrats de vente concernés pourraient être compensés par des achats similaires, ou si les contrats de vente participent à des stratégies d'échanges.

1.4.16.2 Prestations de services

Environnement

Eau

La comptabilisation du chiffre d'affaires lié à la distribution d'eau est réalisée sur la base des volumes livrés aux clients, que ces volumes aient donné lieu à une facturation spécifique («relève») ou qu'ils aient été estimés en fonction du rendement des réseaux d'approvisionnement.

En ce qui concerne l'assainissement ou le traitement des effluents, le prix de la prestation est, soit inclus dans la facture de distribution d'eau, soit il fait l'objet d'une facturation spécifique à la collectivité locale ou au client industriel.

En ce qui concerne les contrats de gérance, la rémunération du gérant est enregistrée en chiffre d'affaires.

Propreté

Le chiffre d'affaires lié à la collecte des déchets est constaté, dans la plupart des cas, en fonction des tonnages collectés et du service apporté par l'opérateur.

Les produits des autres traitements (tri et incinération principalement) sont fonction, d'une part, des volumes traités par l'opérateur et, d'autre part, des revenus annexes de valorisation (vente de matières premières – papier, carton, verre, métal, plastique – pour les centres de tri et vente d'énergie – électricité ou chaleur – pour les incinérateurs).

Services à l'énergie

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 CNC 2009-R03, relative au format des états financiers des entreprises sous référentiel comptable international). En effet, le ROC est un solde de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments correspondent au *Mark-to-Market* (MtM) des instruments financiers à caractère opérationnel, aux pertes de valeur sur actifs, aux charges de restructuration, aux effets de périmètre, aux autres éléments non récurrents, et sont définis comme suit :

- ▶ MtM des instruments financiers à caractère opérationnel : cette rubrique correspond à la variation de juste valeur (*Mark-to-Market*) des instruments financiers de matières premières, gaz et électricité, qui ne sont qualifiés ni de négoce (appelé aussi *Trading*), ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie. La variation de juste valeur de ces instruments, qui doit être enregistrée en résultat selon IAS 39, est isolée sur une ligne spécifique du compte de résultat car elle peut être significative et elle n'est pas prédictible ;
- ▶ pertes de valeur 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 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 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 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 PERIMETRE

2.1 International Power

2.1.1 Acquisition des participations ne donnant pas le contrôle

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. A l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient désormais 100% des droits de vote du groupe International Power. Les titres International Power plc ont été retirés de la cote du London Stock Exchange le 2 juillet 2012.

L'offre de rachat de 418 pence par action ordinaire International Power plc, réalisée dans le cadre d'un *scheme of arrangement* selon la réglementation britannique, a été approuvée à plus de 99% par les actionnaires minoritaires d'International Power réunis en Assemblée Générale le 7 juin 2012.

Le coût du rachat des 1 542 millions d'actions ordinaires International Power plc non encore détenues par le Groupe s'élève 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. Ces titres de créances non subordonnés portent un taux d'intérêt annuel de 0,25%.

2.1.2 Rachat des actions International Power plc issues de la conversion des obligations convertibles en actions International Power plc

Au cours du troisième trimestre, 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. Conformément aux termes du *scheme of arrangement*, les détenteurs ayant exercé leur option de conversion ont reçu un paiement de 418 pence par action 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 le 27 septembre 2012.

2.1.3 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 2.1.1 et 2.1.2 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)

Le décaissement de 9 840 millions d'euros est présenté respectivement sur les lignes «Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées» (pour 9 815 millions d'euros) et «Remboursement de dettes financières» (pour 25 millions d'euros) du tableau de flux de trésorerie.

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 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.

Le rachat des obligations converties en actions a un impact négatif de 288 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe. Il correspond à la différence entre le prix payé de 1 828 millions d'euros et la valeur comptable des obligations convertibles correspondantes (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.

Enfin, ces opérations d'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle n'ont pas d'incidence significative sur les plans d'options International Power (cf. Note 24.3.5 «Plans d'actions de performance d'International Power»).

2.2 Annonce du non-renouvellement du Pacte d'Actionnaires de SUEZ Environnement Company

En 2008, dans le cadre de la fusion avec Gaz de France, SUEZ a distribué à ses actionnaires 65% des actions composant le capital de SUEZ Environnement Company. A l'issue de cette distribution, GDF SUEZ détenait 35% (pourcentage ultérieurement porté à 35,8%) de SUEZ Environnement Company et, en a conservé le contrôle au travers d'un pacte d'actionnaires regroupant GDF SUEZ et les principaux actionnaires de l'ancien groupe SUEZ.

Le 5 décembre 2012, le Groupe GDF SUEZ a annoncé son intention, d'un commun accord avec les autres membres du pacte, de ne pas le renouveler à son échéance qui interviendra en juillet 2013. Cette fin du pacte se traduira 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. Conformément à IAS 27 «Etats financiers consolidés et individuels», un gain représentant la réévaluation de la participation de 35,8% à la juste valeur⁽¹⁾ sera reconnu à cette date. Compte tenu de la nature particulière de cette opération, à savoir une perte du contrôle de fait liée à la fin du pacte d'actionnaires avec l'intention de conserver sa participation de 35,8% dans SUEZ Environnement Company, le Groupe a considéré que celle-ci n'entraine pas dans le champ d'application de la Norme IFRS 5 «Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées». A partir de juillet 2013, la participation de GDF SUEZ dans SUEZ Environnement Company sera comptabilisée par mise en équivalence et la quote-part de résultat correspondant sera incluse dans le résultat des activités poursuivies. Afin d'évaluer les impacts sur les comptes du Groupe GDF SUEZ, une information pro forma est présentée dans le Rapport d'activité. La contribution de SUEZ Environnement aux indicateurs financiers clés du Groupe au 31 décembre 2012 est par ailleurs présentée dans la Note 3 «Information sectorielle».

2.3 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2012

Au cours de l'exercice 2012, le Groupe a poursuivi la mise en œuvre de son programme «d'optimisation de portefeuille» visant à réduire l'endettement net du Groupe.

Les cessions réalisées sur l'exercice 2012 dans le cadre de ce programme se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 2 026 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2011.

Les incidences cumulées de ces cessions effectives sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2012 sont présentées dans le tableau ci-après :

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 Etats-Unis			
dont cession de la centrale de Choctaw	200	(74)	4
dont cession de la centrale de Hot Spring	200	(196)	(3)
dont autres actifs cédés	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 (Bahrein)	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

(1) Au cours de bourse du 31 décembre 2012, cela représenterait 178 millions d'euros.

La société Hidd Power Company, les centrales de Choctaw et Hot Spring, ainsi que la participation dans le projet T-Power étaient classées en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2011. Au 31 décembre 2011, ce classement s'était déjà traduit par une réduction de l'endettement net de 580 millions d'euros. Au total, en tenant compte des prix de cession de 399 millions d'euros encaissés en 2012, ces quatre opérations ont donc conduit à réduire l'endettement net du Groupe de 979 millions d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a comptabilisé en tant qu'«Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» les activités dont la cession est considérée comme hautement probable dans un horizon raisonnable au 31 décembre 2012. Les activités concernées sont présentées dans la Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés». Cette classification dans l'état de situation financière se traduit par une réduction de l'endettement net de 946 millions d'euros.

2.3.1 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.

La participation conservée de 40% dans les activités canadiennes d'énergies renouvelables est consolidée par mise en équivalence. En application d'IAS 27, les intérêts conservés ont été réévalués à la juste valeur à la date de l'opération. Après prise en compte des frais de transaction, cette opération génère une plus-value totale de 174 millions de dollars canadiens (soit 136 millions d'euros), dont 67 millions de dollars canadiens (52 millions d'euros) au titre du résultat de réévaluation sur les intérêts conservés (cf. Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Cette opération se traduit également par une réduction de l'endettement net du Groupe de 952 millions d'euros au 31 décembre 2012 (soit le paiement de 351 millions d'euros majoré de l'effet lié à la décomptabilisation de l'endettement net de 601 millions d'euros figurant dans l'état de situation financière des activités visées par l'accord avant leur cession).

La contribution de ces activités d'énergies renouvelables au Canada au résultat net part du Groupe s'est élevée à 6 millions d'euros en 2012 (avant prise en compte du résultat de cession) et à - 4 millions d'euros en 2011.

2.3.2 Cessions de centrales thermiques aux Etats-Unis

2.3.2.1 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'Etat 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.

La plus-value de cession s'élève à 4 millions d'euros.

2.3.2.2 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'Etat de l'Arkansas, pour un montant total de 257 millions de dollars (soit 200 millions d'euros).

La moins-value de cession s'élève à 3 millions d'euros.

2.3.2.3 Autres cessions réalisées

Le Groupe a également cédé sur le second semestre 2012, pour un montant global de 58 millions de dollars (soit 45 millions d'euros), divers actifs énergétiques dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers du Groupe sont non significatives.

2.3.3 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. La plus-value de cession réalisée s'élève à 105 millions d'euros (cf. Note 5.4 «Effets de périmètre»).

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.

2.3.4 Cession de 40% de Hidd Power Company (Bahreïn)

Le 10 mai 2012, le Groupe a cédé 40% du capital de sa filiale Hidd Power Company à Malakoff International Ltd pour un montant de 113 millions de dollars (soit 87 millions d'euros).

La participation conservée de 30% dans Hidd Power Company est consolidée par mise en équivalence. La valeur comptable de cette entreprise associée s'élève à 33 millions d'euros au 31 décembre 2012.

L'impact de cette opération est non significatif sur le compte de résultat au 31 décembre 2012.

2.3.5 Cession de Eurawasser (Allemagne)

Le 13 février 2012, le Groupe a cédé pour un prix de 95 millions d'euros sa filiale Eurawasser, spécialisée dans la distribution d'eau potable et les services d'assainissement, au Groupe Remondis. La plus-value de cession s'élève à 34 millions d'euros (cf. Note 5.4 «Effets de périmètre»).

2.3.6 Cession de Breeze II (Allemagne/France)

En décembre 2012, le Groupe a conclu avec Christofferson Robb & Company («CRC») un accord portant sur le financement et la gouvernance de sa filiale Breeze II qui détient un portefeuille d'actifs éoliens en développement de 338 MW en France et en Allemagne. En vertu de cet accord, le Groupe a notamment cédé à CRC 70% des obligations subordonnées émises par Breeze II ainsi que les droits s'y rattachant en matière de contrôle des décisions stratégiques et opérationnelles de Breeze II. A l'issue de cette opération, le Groupe a cédé le contrôle de Breeze II à CRC et comptabilise désormais les 30% d'obligations subordonnées en tant qu'actif financier dans l'état de situation financière. Cette opération se traduit dans les états financiers du Groupe par une moins-value de cession de 35 millions d'euros (cf. Note 5.4 «Effets de périmètre»), ainsi que par une réduction de 283 millions d'euros de l'endettement net.

2.3.7 Cession de HUBCO (Pakistan)

Le 13 juin 2012, le Groupe a cédé l'intégralité de sa participation de 17,44% dans The Hub Power Company Ltd («HUBCO»), un producteur indépendant d'électricité au Pakistan, pour un montant de 6,3 milliards de roupies pakistanaises (52 millions d'euros). La moins-value de cession s'élève à 9 millions d'euros.

2.4 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2012, 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 3 145 millions d'euros et 1 875 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. 2012	31 déc. 2011
Immobilisations corporelles nettes	2 282	1 125
Autres actifs	864	173
TOTAL ACTIFS CLASSES COMME DETENUS EN VUE DE LA VENTE	3 145	1 298
Dettes financières	1 259	596
Autres passifs	616	231
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIES A DES ACTIFS CLASSES COMME DETENUS EN VUE DE LA VENTE	1 875	827

Au 31 décembre 2012, les actifs destinés à être cédés comprennent les filiales IP Maestrale et Sohar Power Company (GDF SUEZ Energy International), et la participation dans SPP (GDF SUEZ Energie Europe). Le Groupe a d'ores et déjà finalisé deux de ces transactions en janvier et février 2013 (SPP et IP Maestrale) et s'attend à finaliser la cession d'une partie de sa participation dans Sohar Power Company au cours du 1^{er} semestre 2013.

Tous les actifs classés en tant qu'actifs destinés à être cédés au 31 décembre 2011 ont été cédés (Choctaw et Hot Spring aux Etats-Unis, ainsi que la participation dans le projet T-Power en Belgique) ou ont fait l'objet d'une cession partielle se traduisant par une perte de contrôle en 2012 (Hidd Power Company).

Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. - «SPP» (Slovaquie)

Au 31 décembre 2012, le Groupe a considéré, compte tenu de l'état d'avancement des négociations avec les différentes parties, que la cession de sa participation de 24,5% dans l'opérateur gazier slovaque Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. («SPP»), via la cession de sa participation de 50% dans Slovak Gas Holding («SGH»), était hautement probable et a donc procédé au classement en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» de ces entités consolidées par intégration proportionnelle.

La valeur comptable de ce groupe destiné à être cédé étant supérieure au prix de cession attendu, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 176 millions d'euros. Cette perte a été intégralement imputée sur le goodwill alloué à ce groupe d'actifs destinés à être cédés.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» se traduit au 31 décembre par une augmentation de la dette nette de 35 millions d'euros, compte tenu de la trésorerie positive nette de ce groupe destiné à être cédé.

La contribution de SPP au résultat net part du Groupe s'est élevée à 81 millions d'euros en 2012 (avant perte de valeur liée au classement en actifs destinés à être cédés) et à 128 millions d'euros en 2011.

La cession a été finalisée le 23 janvier 2013 : le Groupe et E.ON ont cédé à Energetický a Průmyslový Holding («EPH») leurs parts dans SGH (détenue à parts égales par le Groupe et E.ON), holding détenant une participation de 49% dans le capital de SPP.

Cette cession valorise la quote-part de 24,5% 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.

A la date d'arrêté des états financiers consolidés 2012, cette transaction se traduit par une diminution de l'endettement net du Groupe de 1 092 millions d'euros (soit le paiement de 1 127 millions d'euros diminuée de la trésorerie nette cédée de 35 millions d'euros). Cette transaction met également fin à la procédure arbitrale engagée par GDF SUEZ et E.ON contre l'Etat slovaque devant le CIRDI (cf. Note 27.1 «Litiges et arbitrages»).

IP Maestrale (Italie et Allemagne)

Le 5 décembre 2012, le Groupe a annoncé la conclusion d'un accord avec le groupe ERG portant sur la cession de 80% du capital de IP Maestrale, opération qui se traduira par la perte de contrôle de cette filiale. IP Maestrale exploite au sein de la branche GDF SUEZ Energy International un portefeuille d'actifs de production d'énergie éolienne en Italie (550 MW) et en Allemagne (86 MW). L'accord prévoit également que GDF SUEZ conserve une participation minoritaire de 20% dans IP Maestrale.

Au 31 décembre 2012, les conditions suspensives à la réalisation de la transaction (autorisation des autorités de la concurrence et du pool bancaire de Maestrale) n'ayant pas encore été formellement levées, les actifs et passifs d'IP Maestrale 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 737 millions d'euros au 31 décembre 2012.

La contribution de IP Maestrale au résultat net part du Groupe s'est élevée à 51 millions d'euros en 2012 et 9 millions d'euros en 2011.

Cette cession est devenue effective le 13 février 2013. Le Groupe a reçu un paiement de 28 millions d'euros correspondant au prix de cession de 80% de sa participation. Le résultat de cession est non matériel. A la date d'arrêté des états financiers consolidés 2012, cette transaction se traduit donc par une diminution de l'endettement net du Groupe de 765 millions d'euros (soit l'effet de la décomptabilisation de l'endettement net de 737 millions d'euros d'IP Maestrale majoré du paiement du prix de 28 millions d'euros).

Sohar Power Company SAOG (Oman)

Au cours de l'exercice 2012, le Groupe a engagé le processus de cession d'une partie de sa participation dans le capital de Sohar Power Company SAOG, opération qui se traduira par la perte de contrôle de cette filiale. Le Groupe s'attend à réaliser cette cession partielle au cours du premier semestre 2013.

2.5 Autres opérations et changements de méthode de consolidation de l'exercice 2012

2.5.1 Acquisition d'une participation complémentaire de 9,9% dans Energia Sustentavel Do Brasil (Jirau)

Au cours du second semestre 2012, le Groupe a acquis auprès de Camargo Correa la participation de 9,9% qu'il détenait dans Energia Sustentavel Do Brasil («ESBR») pour un montant de 539 millions de réals brésiliens (215 millions d'euros). Le Groupe détient dorénavant 60% du capital de ESBR, société créée dans le but de construire, détenir et exploiter la centrale hydroélectrique de Jirau (3 750 MW).

Cette acquisition ne modifiant pas le contrôle conjoint exercé par le Groupe sur ESBR, la différence de 31 millions d'euros entre le prix d'acquisition de 215 millions d'euros et la valeur comptable des 9,9% acquis a été comptabilisée en *goodwill*.

Au 31 décembre 2012, ESBR est consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 60% dans les états financiers du Groupe (cf. Note 14 «Participations dans les coentreprises»).

2.5.2 Changement de méthode de consolidation de Senoko

Le 29 juin 2012, un amendement au pacte d'actionnaires de Senoko, qui se traduit par la perte du contrôle conjoint sur cette société, a été approuvé par les associés et les prêteurs. La participation de 30% détenue par le Groupe dans Senoko antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est dorénavant consolidée par mise en équivalence⁽²⁾. La valeur comptable de cette entreprise associée s'élève à 311 millions d'euros au 31 décembre 2012 (cf. Note 13 «Participations dans les entreprises associées»). Le résultat de réévaluation dégagé à l'occasion de ce changement de méthode de consolidation n'est pas matériel.

2.5.3 Autres opérations de l'exercice 2012

En outre, 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 2012 (notamment la prise de contrôle de la société UCH Power (Pvt) Limited au Pakistan, et l'acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle dans AES Energia Cartagena).

2.6 Finalisation de la comptabilité d'acquisition relative aux activités de stockage en Allemagne acquises en 2011

Le Groupe a acquis le 31 août 2011 pour 915 millions d'euros les sociétés BEB Speicher GmbH («BEB») et ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH («EMGSG») qui exploitent des activités de stockage souterrain de gaz naturel en Allemagne.

La comptabilisation de ce regroupement d'entreprises était provisoire au 31 décembre 2011. Le *goodwill* provisoire s'élevait à 566 millions d'euros.

Au cours de l'exercice 2012, le Groupe a finalisé son exercice de détermination de la juste valeur des actifs identifiables acquis et des passifs repris à la date d'acquisition et a comptabilisé des ajustements par rapport aux justes valeurs provisoires comptabilisées en 2011. Les principaux ajustements portent sur les installations industrielles de stockage, dont les justes valeurs ont été augmentées de 153 millions d'euros par rapport aux valeurs provisoires 2011, et sur les impôts différés passifs y afférents (augmentation de 44 millions d'euros). Après comptabilisation de ces ajustements, le *goodwill* relatif à cette acquisition s'établit désormais à 436 millions d'euros.

Au 31 décembre 2012, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

2.7 Principales opérations de l'exercice 2011

2.7.1 Acquisition du groupe International Power

La prise de contrôle du groupe International Power («International Power») par le Groupe GDF SUEZ, annoncée publiquement le 10 août 2010, est devenue effective le 3 février 2011.

L'acquisition d'International Power a été réalisée via l'apport par GDF SUEZ de GDF SUEZ Energie International à International Power en échange de 3 554 347 956 nouvelles actions ordinaires émises par International Power plc le 3 février 2011. À l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient 69,78% des droits de vote du groupe International Power.

Le groupe International Power est consolidé par intégration globale dans les états financiers du Groupe GDF SUEZ depuis le 3 février 2011.

La juste valeur de la contrepartie transférée pour acquérir 69,78% d'International Power a été évaluée à partir du cours de bourse d'International Power plc le 3 février 2011, date de réalisation effective du regroupement d'entreprises. La juste valeur transférée s'élève ainsi à 5 130 millions d'euros, elle correspond aux 1 073 millions d'actions International Power plc acquises (soit 69,78% des actions existantes d'International Power plc avant la réalisation de la transaction) valorisées au cours de bourse du 3 février, soit 4,08 GBP par action (à un taux de change GBP/EUR de 1,17).

(2) Le changement de méthode se traduit notamment par une réduction de l'endettement net du Groupe de 526 millions d'euros.

La comptabilisation de ce regroupement d'entreprises était définitive au 31 décembre 2011. Le tableau ci-dessous présente les justes valeurs attribuées aux actifs et passifs identifiables d'International Power à la date d'acquisition (en millions d'euros) :

En millions d'euros	Total
Actifs non courants	
Immobilisations corporelles nettes	10 941
Autres actifs non courants	3 189
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	14 129
Actifs courants	
Clients et autres débiteurs	1 081
Autres actifs courants	473
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 232
TOTAL ACTIFS COURANTS	2 787
TOTAL ACTIF	16 916
Passifs non courants	
Dettes financières	7 451
Autres passifs non courants	1 434
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	8 885
Passifs courants	
Dettes financières	669
Fournisseurs et autres créanciers	1 228
Autres passifs courants	838
TOTAL PASSIFS COURANTS	2 735
TOTAL ACTIF NET (100%)	5 296
Contrepartie transférée	5 130
Réévaluation des intérêts précédemment détenus dans Hidd Power Company	32
Dénouement du dérivé de change en couverture du dividende exceptionnel	23
Participations ne donnant pas le contrôle	2 932
GOODWILL	2 822

Cette acquisition s'est traduite par une augmentation des capitaux propres de 6 458 millions d'euros, dont 6 303 millions d'euros au titre des participations ne donnant pas le contrôle. L'impact de 155 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe correspond à l'incidence de la dilution de 30% des intérêts du Groupe dans GDF SUEZ Energy International et à sa rémunération par la prise de contrôle de 69,78% d'International Power.

La réalisation de cette transaction en février 2011 a eu un impact net de - 427 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe. Cet impact net comprend les effets suivants :

- ▶ trésorerie et équivalents de trésorerie acquis à date d'acquisition : + 1 232 millions d'euros ;
- ▶ paiement du dividende exceptionnel : - 1 659 millions d'euros.

2.7.2 Finalisation de l'accord avec Acea Spa concernant la fin du partenariat entre les deux groupes dans les activités Energie en Italie

L'accord du 16 décembre 2010 mettant fin au partenariat et au pacte d'actionnaires entre le Groupe et Acea dans le domaine de l'Energie en Italie est entré en vigueur au premier trimestre 2011. La transaction globale conclue avec Acea sur le décroisement des participations communes s'est traduite notamment pour le Groupe par :

- ▶ l'accroissement de son pourcentage d'intérêt dans la société de production d'électricité Tirreno Power de 35% à 50%, pour un prix de 108 millions d'euros ;
- ▶ la prise de contrôle à 100% des activités d'AceaElectrabel Trading («AET») et d'AceaElectrabel Produzione («AEP») pour respectivement 20 millions d'euros et 76 millions d'euros, la prise de contrôle d'AEP intervenant postérieurement à une opération de «*spin-off*» ayant porté sur des actifs de production électriques transférés à Acea pour une valeur de 130 millions d'euros ;
- ▶ la cession à Acea de sa participation de 40,59% dans la société de commercialisation de gaz et d'électricité AceaElectrabel Elettricità («AEE») pour un prix de 57 millions d'euros.

2.7.3 Autres mouvements de périmètre de l'exercice 2011

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
Cession de la participation minoritaire de 22,5% dans EFOG	631	(460)	355	-
Cession d'une participation minoritaire de 30% dans les activités exploration-production	2 491	(2 298)	-	940
Cession de la participation dans GDF SUEZ LNG Liquefaction	672	(579)	479	-
Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 25% dans le capital de GRTgaz	810	(1 100)	-	167
Participations dans le secteur de la distribution d'électricité et de gaz en Belgique	-	(723)	533	-
Cession de G6 Rete Gas	402	(737)	(38)	-
Cession de 70% de la participation détenue dans Bristol Water	152	(386)	88	-
Cession de Noverco	194	(194)	28	-
TOTAL	5 352	(6 476)	1 446	1 107

2.7.3.1 Cession de la participation du Groupe dans EFOG

EFOG était une *joint venture* (comptabilisée en intégration proportionnelle) entre GDF SUEZ (22,5%) et l'opérateur Total E&P UK limited (77,5%, opérateur) qui détient elle-même une participation de 46,2% dans les champs de condensats et gaz naturel d'Elgin-Franklin situés en mer du Nord britannique.

Le 31 décembre 2011, le Groupe a cédé au groupe Total sa participation de 22,5% dans la société EFOG pour un prix de 631 millions d'euros.

2.7.3.2 Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 30% dans les activités exploration-production du Groupe et cession de la participation du Groupe dans GDF SUEZ LNG Liquefaction

Dans le cadre de l'accord de coopération signé en août 2011 avec China Investment Corporation («CIC»), le Groupe et CIC ont conclu le 31 octobre 2011 un accord portant sur l'acquisition par CIC d'une participation minoritaire de 30% dans les activités exploration-production du Groupe («GDF SUEZ E&P»). L'entrée de CIC au capital de GDF SUEZ E&P à hauteur de 30% est devenue effective le 20 décembre 2011, pour un montant de 3 257 millions de dollars (soit 2 491 millions d'euros). Le Groupe conserve le contrôle exclusif de GDF SUEZ E&P.

Aux termes de ce même accord, le Groupe a également cédé à CIC le 20 décembre 2011 pour un prix de 879 millions de dollars (soit 672 millions d'euros) sa participation dans la société GDF SUEZ LNG Liquefaction, qui détient une participation de 10% dans l'usine de liquéfaction Atlantic LNG, située à Trinité-et-Tobago.

2.7.3.3 Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 25% dans le capital de GRTgaz

Le 27 juin 2011, le Groupe et le consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructure et la Caisse des Dépôts ont conclu un accord de partenariat long terme dans le domaine du transport de gaz naturel.

En application de l'accord d'investissement conclu entre les parties, le consortium a acquis, pour un prix de 1 110 millions d'euros, 25% du capital social et des droits de vote de GRTgaz, société du Groupe assurant la gestion du réseau de transport de gaz naturel en France. Le Groupe conserve le contrôle exclusif de GRTgaz.

2.7.3.4 Participations dans le secteur de la distribution d'électricité et de gaz en Belgique

Suite à différentes opérations réalisées sur leur capital et aux dispositions prises en matière de gouvernance des intercommunales flamandes, le Groupe a cessé d'exercer une influence notable sur les intercommunales flamandes à compter du 30 juin 2011 et comptabilise depuis cette date sa participation dans ces intercommunales en tant que «Titres disponibles à la vente». Conformément aux normes applicables en la matière, la participation conservée a été reconnue à la juste valeur et l'écart par rapport à la valeur comptable a été présenté dans le compte de résultat 2011, sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles, pour un montant de 425 millions d'euros.

Les diverses cessions intervenues en 2011 sur les intercommunales wallonnes ont par ailleurs généré un résultat de cession de 108 millions d'euros.

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 1^{er} janvier 2012, le Groupe a mis en place sa nouvelle organisation opérationnelle dans les métiers de l'Energie en créant une branche GDF SUEZ Energie Europe ainsi qu'une branche GDF SUEZ Energy International et en redéfinissant le périmètre de la branche GDF SUEZ Global Gaz & GNL.

Le Groupe est désormais organisé autour des six secteurs opérationnels suivants : GDF SUEZ Energy International, GDF SUEZ Energie Europe, GDF SUEZ Global Gaz & GNL, GDF SUEZ Infrastructures, GDF SUEZ Energie Services et SUEZ Environnement.

- ▶ La **branche GDF SUEZ Energy International** (BEI) regroupe les activités présentées au sein du secteur opérationnel International Power jusqu'au 31 décembre 2011. Les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité en Amérique du Nord, Amérique latine, Asie, Royaume-Uni et Autres Europe, Moyen-Orient et Afrique ainsi qu'en Australie. Elles distribuent et commercialisent du gaz en Amérique du Nord, Asie, Turquie et Australie. La branche intervient également dans l'importation et la regazéification de gaz en Amérique du Nord et au Chili et dans le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.
- ▶ La **branche GDF SUEZ Energie Europe** (BEE) regroupe les anciens secteurs opérationnels suivants : la branche Energie France, les Divisions Energie Benelux & Allemagne et Energie Europe de la branche Energie Europe et International, ainsi que les activités approvisionnement gaz et ventes grands comptes de la branche GDF SUEZ Global Gaz & GNL. La branche gère les activités de production d'électricité et de vente d'énergie 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 en Italie, Allemagne, Pays-Bas, Espagne et Portugal).
- ▶ Suite au transfert des activités approvisionnement gaz et ventes grands comptes vers la branche GDF SUEZ Energie Europe, la **branche GDF SUEZ Global Gaz & GNL** gère désormais 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 Energie 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 ainsi que des terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.
- ▶ La **branche GDF SUEZ Energie Services** : les filiales concernées assurent des prestations d'ingénierie, d'installation, de maintenance ou de gestion déléguée, notamment dans le domaine des équipements électriques ou thermiques, des systèmes de conduites et des réseaux d'énergie.
- ▶ La **branche SUEZ Environnement** : les filiales concernées 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 Energie Europe, les principales relations entre secteurs opérationnels concernent les relations entre la branche GDF SUEZ Infrastructures et la branche GDF SUEZ Energie Europe.

Les prestations relatives à l'utilisation par GDF SUEZ Energie 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 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.

Les informations sectorielles comparatives au titre de l'année 2011 ont été retraitées afin de présenter ces informations selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe au 31 décembre 2012.

3.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Energy International	16 044	435	16 480	15 754	413	16 167
Energie Europe	44 418	1 666	46 084	41 270	1 517	42 787
Global Gaz & GNL	4 759	3 186	7 945	3 135	3 689	6 824
Infrastructures	2 031	4 184	6 216	1 491	4 212	5 703
Energie Services	14 693	230	14 923	14 206	204	14 409
SUEZ Environnement	15 093	10	15 103	14 819	10	14 829
Autres	-	-	-	-	-	-
Elimination des transactions internes	-	(9 712)	(9 712)	-	(10 044)	(10 044)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	97 038	-	97 038	90 673	-	90 673

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	4 327	4 225
Energie Europe	4 180	4 078
Global Gaz & GNL	2 377	2 074
Infrastructures	3 049	2 991
Energie Services	1 018	1 005
SUEZ Environnement	2 426	2 513
Autres	(351)	(360)
TOTAL EBITDA	17 026	16 525

RESULTAT OPERATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	2 931	2 754
Energie Europe	2 494	2 370
Global Gaz & GNL	1 119	917
Infrastructures	1 805	1 793
Energie Services	660	655
SUEZ Environnement	1 121	1 039
Autres	(610)	(550)
TOTAL RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	9 520	8 978

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	(1 391)	(1 484)
Energie Europe	(1 567)	(1 649)
Global Gaz & GNL	(1 202)	(1 113)
Infrastructures	(1 233)	(1 178)
Energie Services	(335)	(334)
SUEZ Environnement	(1 101)	(1 039)
Autres	(111)	(89)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(6 941)	(6 886)

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	27 823	30 263
Energie Europe	24 028	25 460
Global Gaz & GNL	4 967	5 639
Infrastructures	20 877	20 581
Energie Services	3 141	3 030
SUEZ Environnement	13 683	13 628
Autres	884	938
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	95 404	99 539

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	12 947	2 513
Energie Europe	2 408	2 326
Global Gaz & GNL	710	656
Infrastructures	1 752	2 672
Energie Services	535	551
SUEZ Environnement	1 495	1 916
Autres	77	114
TOTAL INVESTISSEMENTS	19 923	10 748

En 2012, la ligne Energy International comprend le décaissement de 9 815 millions d'euros lié au rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (cf. Note 2.1 «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.

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	31 déc. 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
France	35 914	31 156	33 914	34 302
Belgique	11 110	11 817	3 943	4 010
Autres Union européenne	28 978	27 640	27 537	29 789
Autres pays d'Europe	1 040	1 676	1 426	1 691
Amérique du Nord	5 469	5 745	9 118	9 947
Asie, Moyen-Orient et Océanie	8 633	7 011	9 155	10 285
Amérique du Sud	4 951	4 673	10 091	9 297
Afrique	941	957	219	216
TOTAL	97 038	90 673	95 404	99 539

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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Résultat opérationnel courant	9 520	8 978
Dotations nettes aux amortissements et provisions	7 113	7 115
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2) et autres	118	138
Charges nettes décaissées des concessions	275	294
EBITDA	17 026	16 525

3.4.2 Réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	99 617	103 346
(+) Goodwills	30 035	31 362
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France – SUEZ ⁽¹⁾	(11 592)	(11 832)
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(2 750)	(2 894)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	2 682	2 483
(+) Participations dans des entreprises associées	2 961	2 619
(+) Clients et autres débiteurs	25 034	23 135
(-) Appels de marge ⁽¹⁾⁽²⁾	(800)	(567)
(+) Stocks	5 423	5 435
(+) Autres actifs courants et non courants	9 974	10 628
(+) Impôts différés	(10 421)	(11 659)
(-) Provisions	(17 698)	(16 183)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	1 336	1 156
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(19 481)	(18 387)
(+) Appels de marge ⁽¹⁾⁽²⁾	302	518
(-) Autres passifs	(19 219)	(19 623)
CAPITAUX ENGAGES INDUSTRIELS	95 404	99 539

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.

(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques «Clients et autres débiteurs» et «Fournisseurs et autres créanciers» correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place par le Groupe afin de diminuer son exposition au risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

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. 2012	31 déc. 2011
Investissements corporels et incorporels	9 177	8 898
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	103	1 745
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	60	1 327
(-) Paiement du dividende exceptionnel de International Power plc	-	(1 659)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	306	119
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	12	3
Acquisitions de titres disponibles à la vente	142	258
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	21	(60)
(+) Autres	1	(6)
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	10 125	(2 974)
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	(24)	3 097
TOTAL INVESTISSEMENTS	19 923	10 748

NOTE 4 ELEMENTS DU RESULTAT OPERATIONNEL COURANT

4.1 Chiffre d'affaires

La répartition du chiffre d'affaires du Groupe est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Ventes d'énergies	65 241	59 499
Prestations de services	29 750	28 953
Produits de location et contrats de construction	2 047	2 221
CHIFFRE D'AFFAIRES	97 038	90 673

En 2012, les produits de location et les produits des contrats de construction représentent respectivement 1 128 millions d'euros et 919 millions d'euros (contre 1 056 millions d'euros et 1 165 millions d'euros en 2011).

4.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Avantages à court terme	(12 627)	(12 174)
Paielements fondés sur des actions (cf. Note 24)	(114)	(145)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 19.3.4)	(340)	(333)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 19.4)	(153)	(122)
CHARGES DE PERSONNEL	(13 234)	(12 775)

4.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Dotations aux amortissements (cf. Notes 11 et 12)	(6 941)	(6 886)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(194)	(67)
Variation nette des provisions (cf. Note 18)	22	(163)
AMORTISSEMENTS, DEPRECIATIONS ET PROVISIONS	(7 113)	(7 115)

Les amortissements se répartissent notamment en 1 175 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 5 807 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 RESULTAT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES

En millions d'euros

	31 déc. 2012	31 déc. 2011
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	9 520	8 978
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	109	(105)
Pertes de valeur	(2 474)	(532)
Restructurations	(342)	(189)
Effets de périmètre	155	1 514
Autres éléments non récurrents	165	18
RESULTAT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	7 133	9 684

5.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente un produit net de 109 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre une charge nette de 105 millions d'euros au 31 décembre 2011 et résulte essentiellement des éléments suivants :

- L'évolution de la juste valeur des contrats d'achats et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IAS 39 et des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture se traduit par un

produit net de 138 millions d'euros (contre une charge nette de 125 millions d'euros au 31 décembre 2011). Ce produit résulte principalement de l'effet positif du débouclage des positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2011. Cet effet positif net est partiellement compensé par un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes.

- Le résultat relatif à la part inefficace des couvertures de flux de trésorerie représente une charge de 29 millions d'euros (contre un produit de 20 millions d'euros au 31 décembre 2011).

5.2 Pertes de valeur

En millions d'euros

	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Pertes de valeur :		
Goodwills	(294)	(61)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(1 899)	(332)
Actifs financiers	(212)	(212)
Participations dans les entreprises associées	(144)	-
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(2 549)	(605)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	67	45
Actifs financiers	8	28
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	75	73
TOTAL	(2 474)	(532)

Les pertes de valeur de 2 474 millions d'euros se répartissent essentiellement entre les branches GDF SUEZ Energie Europe (1 639 millions d'euros), GDF SUEZ Energy International (409 millions d'euros), la branche Autres (155 millions d'euros) et la branche Global Gaz & GNL (107 millions d'euros).

Après prise en compte des effets impôt liés à ces pertes de valeur, l'impact sur le résultat net 2012 de ces pertes de valeur nettes d'impôt s'élève à 1 973 millions d'euros.

5.2.1 Pertes de valeur sur goodwills

Au 31 décembre 2012, le Groupe a comptabilisé en application d'IFRS 5 une perte de valeur de 176 millions d'euros relative à la

participation dans SPP classée en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Cette perte a été intégralement imputée sur le *goodwill* alloué à ce groupe d'actifs destinés à être cédés (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés»). Les autres pertes de valeur comptabilisées sur 2012 ne sont pas individuellement significatives.

Au 31 décembre 2011, compte tenu de la situation économique de la Grèce et des incertitudes pesant sur l'évolution à moyen et long terme des conditions de ce marché, le Groupe avait comptabilisé une perte de valeur de 61 millions d'euros sur le *goodwill* alloué à l'UGT Energie - Europe du Sud.

5.2.2 Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles

Les pertes de valeur comptabilisées pour 1 899 millions d'euros au 31 décembre 2012 portent essentiellement sur des actifs de production thermique d'électricité de GDF SUEZ Energie Europe et de GDF SUEZ Energy International.

En Europe, le Groupe est actuellement confronté à un environnement économique particulièrement difficile qui affecte la compétitivité et la rentabilité de son portefeuille de centrales thermiques et plus particulièrement ses centrales à gaz. Les effets combinés de la stagnation de la demande d'électricité, de l'essor des énergies renouvelables et de la concurrence des centrales à charbon se traduisent par une diminution des prix de l'électricité et des niveaux de marge captés par les centrales à gaz.

Les tests de pertes de valeur réalisés dans cet environnement économique dégradé ont conduit le Groupe à comptabiliser des dépréciations sur les actifs suivants :

En millions d'euros	Localisation	Perte de valeur	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Pertes de valeur sur le parc de production d'électricité liées au contexte économique en Europe :				
		(1 268)		
Centrale thermique	Pays-Bas	(513)	Valeur d'utilité - DCF	8,8%
Centrales thermiques	Italie	(294)	Valeur d'utilité - DCF	7,8%
Centrales thermiques	Royaume-Uni	(152)		
Centrale de pompage	Allemagne	(56)	Valeur d'utilité - DCF	8,1%
Centrale thermique	Grèce	(42)	Valeur d'utilité - DCF	11,1%
Autres centrales thermiques		(211)	Valeur d'utilité - DCF	11,3%
Autres pertes de valeur :				
		(631)		
Actifs du projet Nucléaire France	France	(100)		
Centrale en cours de construction	Allemagne	(90)		
Immeuble de bureaux	France	(60)	Juste valeur moins coûts de sortie	
Centrale au charbon	Etats-Unis	(45)	Valeur d'utilité - DCF	6,8%
Centrale thermique	Panama	(44)	Valeur d'utilité - DCF	8,6%
Licences d'exploration-production	Égypte/Lybie	(46)	Valeur d'utilité - DCF	14,2%/17%
Autres		(246)		
TOTAL DES PERTES DE VALEUR SUR IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
		(1 899)		

Au Pays-Bas, une perte de valeur de 513 millions d'euros a été comptabilisée sur une centrale thermique. La valeur d'utilité de cet actif de production a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie 2013-2016, approuvées par le Comité de Direction Groupe et au-delà de cet horizon, sur les projections de flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée de vie de cet actif. Les prévisions sur les prix de vente de l'électricité qui pourront être captées en période de pointe ont été déterminées à partir de la méthodologie Groupe décrite dans la Note 10.3 «Tests de pertes de valeur sur les UGT goodwill».

Un décalage d'un an de l'horizon de convergence vers les prix d'équilibre de l'électricité conduirait à comptabiliser une perte de valeur complémentaire totale de 31 millions d'euros sur cette centrale.

En Italie, une perte de valeur de 294 millions d'euros a été comptabilisée sur une partie du portefeuille d'actifs thermiques. La valeur d'utilité de ces actifs a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie issues du budget 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018, approuvés par le Comité de Direction Groupe, et au-delà de cet horizon, sur les projections de flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée de vie de ces actifs. La méthodologie appliquée par le Groupe pour déterminer les prix à moyen et long terme de l'électricité et le coût de revient marginal des actifs électriques est décrite dans la Note 10.3 «Tests de pertes de valeur sur les UGT goodwill».

Une variation des hypothèses clés suivantes, à savoir une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation combinée au décalage d'un an de l'horizon de convergence vers les prix d'équilibre de l'électricité conduirait à comptabiliser une perte de valeur complémentaire totale de 74 millions d'euros sur ces actifs thermiques.

Au Royaume-Uni, compte tenu des conditions de marché actuelles, le Groupe a décidé de fermer certaines centrales thermiques.

En Allemagne, une perte de valeur de 56 millions d'euros a été comptabilisée sur une centrale de pompage. La valeur d'utilité de cet actif a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie issues du budget 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018, approuvés par le Comité de Direction Groupe, et au-delà de cet horizon, sur les projections de flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée de vie de cet actif. Les projections de flux de trésorerie post-2018 ont été calculées en appliquant un taux de croissance annuel de 2% sur le cash flow de l'année 2018 jusqu'à la date d'arrêt de l'installation. Une variation à la baisse de 10% des marges réalisées sur les ventes d'énergie n'aurait pas d'impact significatif sur la valeur recouvrable de cette centrale.

Prenant acte de la décision du Gouvernement français de ne pas lancer de nouveaux projets nucléaires en France sous le quinquennat actuel, le Groupe a donc déprécié des actifs s'y rapportant pour un montant total de 100 millions d'euros.

Par ailleurs en Allemagne, des problèmes techniques ont contraint le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 90 millions d'euros sur une centrale à charbon en cours de construction.

Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 60 millions d'euros sur un immeuble de bureaux situé en France sur la base d'une évaluation réalisée par un expert indépendant.

Au 31 décembre 2011, le Groupe avait constaté des pertes de valeur essentiellement sur les actifs suivants :

- ▶ un actif de production d'électricité espagnol (perte de 120 millions d'euros) de GDF SUEZ Energie Europe, compte tenu de la persistance de conditions de marché difficiles en Espagne ;
- ▶ un actif de production d'électricité aux Etats-Unis (perte de 86 millions d'euros) de GDF SUEZ Energy International, suite à une succession de problèmes techniques ayant engendré une détérioration du taux de disponibilité de cet actif.

5.2.3 Pertes de valeur sur actifs financiers

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2012, nettes des reprises de pertes de valeur, s'élèvent à 204 millions d'euros. Ce montant comprend une perte de valeur de 84 millions d'euros constatée par le Groupe sur ses titres cotés Acea, sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2012 (cf. Note 15.1.1 «Titres disponibles à la vente»). Les autres pertes de valeur constatées ne sont pas significatives individuellement.

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011, nettes des reprises de pertes de valeur, s'élevaient à 184 millions d'euros. Ce montant ne comprenait pas de perte de valeur individuellement significative.

L'examen et l'évolution des titres disponibles à la vente sont présentés en Note 15 «Instruments financiers» des présents états financiers.

5.2.4 Pertes de valeur sur les participations dans les entreprises associées

Le test de perte de valeur pratiqué sur l'entreprise associée GASAG (Berliner Gaswerke) valorise la participation du Groupe de 31,6% dans l'opérateur gazier à 300 millions d'euros au 31 décembre 2012. Une perte de valeur de 144 millions d'euros a été comptabilisée afin d'aligner la valeur comptable sur cette valeur recouvrable.

Cette perte de valeur est notamment due à l'érosion des parts de marché de GASAG dans les activités de distribution de gaz du fait de la pression concurrentielle exercée par des fournisseurs alternatifs. La valeur d'utilité de cette participation a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan à moyen terme sur quatre ans, approuvé par le Directoire de GASAG, et au-delà de cet horizon, à partir d'une valeur terminale déterminée par application d'un taux de croissance de 2% au flux de trésorerie normatif de la dernière année des prévisions. Le taux d'actualisation appliqué à ces projections s'élève à 6,3%.

5.3 Restructurations

Les restructurations, d'un montant total de 342 millions d'euros au 31 décembre 2012, comprennent chez GDF SUEZ Energie 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 Belgique, aux Pays-Bas et en Hongrie, ainsi que les coûts engendrés par l'arrêt définitif de l'activité de Photovoltch. Chez SUEZ Environnement (78 millions d'euros), ce poste enregistre principalement les coûts liés aux plans de restructuration décidés par Agbar dans ses activités espagnoles et par Degremont (essentiellement en France), ainsi que les coûts des plans d'adaptation liés au ralentissement de l'activité sur le segment Déchets Europe. Les restructurations intègrent également des coûts d'adaptation au contexte économique chez GDF SUEZ Energie Services (53 millions d'euros).

Au 31 décembre 2011, les restructurations comprenaient chez GDF SUEZ Energy International (89 millions d'euros) des coûts liés à la mise en œuvre du rapprochement avec International Power et des synergies opérationnelles, ainsi que des coûts liés à l'adaptation au contexte économique aux Etats-Unis. Elles intégraient également des coûts d'adaptation au contexte économique chez SUEZ Environnement (40 millions d'euros) et chez GDF SUEZ Energie Services (37 millions d'euros).

5.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2012, ce poste comprend notamment 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) (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Au 31 décembre 2011, ce poste comprenait les résultats de la cession des titres GDF SUEZ LNG Liquefaction (+ 479 millions d'euros), EFOG (+ 355 millions d'euros), Noverco (+ 28 millions d'euros), G6 Rete Gas (- 38 millions d'euros), Bristol Water (+ 88 millions d'euros), ainsi que le résultat réalisé lors de la cession partielle des sociétés intercommunales wallonnes (+ 108 millions d'euros).

Il incluait également les effets de la réévaluation à la juste valeur des intérêts précédemment détenus dans les sociétés intercommunales flamandes (+ 425 millions d'euros) suite à la perte d'influence notable et à la comptabilisation de ces titres en tant que «Titres disponibles à la vente».

5.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2012, ce poste comprend notamment un produit de 233 millions d'euros qui correspond 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 (cf. Note 27 «Litiges et concurrence»). Les autres éléments considérés individuellement ne sont pas significatifs.

Au 31 décembre 2011, ce poste comprenait essentiellement une plus-value de 33 millions d'euros réalisée dans le cadre de la cession d'immobilisations corporelles chez SUEZ Environnement.

NOTE 6 RESULTAT FINANCIER

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(2 137)	191	(1 945)	(2 188)	243	(1 945)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(299)	210	(89)	-	-	-
Autres produits et charges financiers	(1 217)	494	(723)	(1 195)	535	(661)
RESULTAT FINANCIER	(3 652)	896	(2 756)	(3 383)	778	(2 606)

Afin de permettre une meilleure comparabilité de la rubrique «Coût de la dette nette» dans le temps, le Groupe présente désormais distinctement au sein de la rubrique «Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés» les effets non récurrents sur le résultat liés aux opérations de restructuration de la dette financière (remboursements anticipés) et aux débouclages anticipés d'instruments financiers dérivés. Les

effets résultat de ces opérations sont par ailleurs exclus de l'indicateur «Résultat net récurrent part du Groupe» (cf. Note 8 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

L'information comparative 2011 n'a pas été retraitée car les incidences de ces opérations de restructuration de la dette financière sur le compte de résultat de l'exercice 2011 étaient négligeables.

6.1 Coût de la dette nette

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

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	31 déc. 2011
			31 déc. 2012	
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures (coupons/ICNE)	(2 464)	-	(2 464)	(2 511)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(38)	-	(38)	(57)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur ⁽¹⁾	-	-	-	5
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	191	191	238
Coûts d'emprunts capitalisés	365	-	365	379
COUT DE LA DETTE NETTE	(2 137)	191	(1 945)	(1 945)

(1) Élément exclu du résultat net récurrent (cf. Note 8 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

Le coût de la dette nette reste stable entre 2011 et 2012. L'effet lié à l'augmentation de l'encours moyen de la dette brute (cf. Note 15.3.

«Endettement financier net») par rapport à l'exercice 2011 est compensé par la baisse des taux d'intérêts.

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 :

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2012	31 déc. 2011
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	(234)	210	(24)	-
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(234)	-	(234)	-
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés au 31 décembre 2011	-	210	210	-
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	(65)	-	(65)	-
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	(65)	-	(65)	-
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DENOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ⁽¹⁾	(299)	210	(89)	-

(1) Élément exclu du résultat net récurrent (cf. Note 8 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice au débouclage anticipé de swaps de fixation de taux USD. Les soultes payées s'élèvent à - 213 millions d'euros et l'effet sur le compte de résultat s'établit à - 25 millions d'euros, compte tenu de la juste valeur négative de cet instrument dérivé non qualifié de couverture (- 188 millions d'euros) au 31 décembre 2011. Ce décaissement de 213 millions d'euros est présenté sur la ligne «Flux sur instruments financiers dérivés de

couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés» du tableau de flux de trésorerie.

Par ailleurs, le poste «Charges sur opérations de refinancement anticipé» comprend l'impact résultat de - 39 millions d'euros lié au rachat de l'émission obligataire «High Yield Bond» porté par International Power Finance Ltd (cf. Note 15.3.2 «Description des principaux événements de la période»).

6.3 Autres produits et charges financiers

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture ⁽¹⁾	(214)	(189)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(16)	(68)
Désactualisation des provisions	(866)	(845)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(92)	(83)
Autres charges financières	(29)	(10)
TOTAL	(1 217)	(1 195)
Autres produits financiers		
Rendement attendu sur actifs de couverture de pension	238	248
Produits des titres disponibles à la vente	123	140
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	58	69
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	47	51
Autres produits financiers	30	28
TOTAL	494	535
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(723)	(661)

(1) Élément exclu du résultat net récurrent (cf. Note 8 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

Le poste «Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture» non compris dans l'endettement net au 31 décembre 2012 comprend notamment une charge de 160 millions d'euros 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 plc libellée en dollars américains (contre une variation presque nulle à fin 2011). L'augmentation de

la juste valeur de cet instrument dérivé s'explique principalement par les termes de l'offre de rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (cf. Note 2.1 «International Power»). Cet instrument dérivé a été décomptabilisé (par contrepartie capitaux propres) au cours du troisième trimestre 2012 suite à la conversion de ces obligations en actions International Power plc (cf. Note 2.1 «International Power»).

NOTE 7 IMPOTS

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 2 054 millions d'euros (contre 2 119 millions d'euros en 2011). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Impôt exigible	(2 530)	(1 647)
Impôt différé	475	(473)
CHARGE TOTALE D'IMPOT COMPTABILISEE EN RESULTAT	(2 054)	(2 119)

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. 2012	31 déc. 2011
Résultat net	2 755	5 420
• Part dans les entreprises associées	433	462
• Impôt sur les bénéfices	(2 054)	(2 119)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	4 377	7 078
Dont sociétés françaises intégrées	1 278	640
Dont sociétés étrangères intégrées	3 099	6 438
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	36,1%	36,1%
CHARGE D'IMPOT THEORIQUE (C) = (A) X (B)	(1 580)	(2 555)
Éléments de réconciliation entre la charge d'impôt théorique et la charge d'impôt comptabilisée :		
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 ^(a)	(215)	94
Différences permanentes ^(b)	(255)	(80)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ^(c)	603	758
Compléments d'impôt ^(d)	(771)	(491)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles	(317)	(320)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	223	80
Effet des changements de taux d'impôt ^(e)	(18)	(45)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ^(f)	237	435
Autres	39	7
CHARGE D'IMPOT INSCRITE AU COMPTE DE RESULTAT	(2 054)	(2 119)

(a) Cet effet provient de l'accroissement significatif des bénéfices réalisés dans des pays à taux d'imposition élevé (notamment les bénéfices des entités d'Exploration & Production) et des pertes réalisées dans certains pays à taux d'imposition plus faible.

(b) Comprend les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en France conformément à la Loi de Finances rectificative de 2012 ainsi que la hausse des pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill.

(c) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit au Luxembourg, en Belgique et dans d'autres pays, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités au Luxembourg, en Belgique, en Thaïlande et au Brésil, 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».

(d) Comprend notamment la quote-part de frais et charges sur les dividendes 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 (212 millions d'euros au titre de 2011 et 489 millions d'euros au titre de 2012), les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux sur les sociétés.

(e) Comprend notamment l'effet de l'augmentation du taux d'impôt des activités d'exploration-production au Royaume-Uni en 2011 (passage de 50% à 62%), l'effet de la diminution du taux d'impôt des autres activités au Royaume-Uni en 2011 et 2012 (passage de 27% à 25% en 2011 et ensuite de 25% à 23% en 2012) ainsi que l'effet de l'évolution du taux d'impôt en France (impact du montant de la contribution exceptionnelle de 5% pour les reversements de différences temporelles intervenant en 2013 et 2014), au Chili (passage de 17% à 20%) et en Slovaquie (passage de 19% à 23%).

(f) Comprend notamment l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique, des crédits d'impôt en Norvège, au Royaume-Uni et en France.

En 2011, le taux de l'impôt sur les sociétés en France a été porté à 36,10% (contre 34,43% en 2010) pour les 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. Cette mesure a été prolongée en décembre 2012 pour deux exercices supplémentaires, soit jusqu'en 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. 2012	31 déc. 2011
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	639	156
Engagements de retraite	42	(60)
Provisions non déduites	41	177
Ecart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9)	(45)
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(308)	127
Autres	64	(547)
TOTAL	469	(192)
Impôts différés passifs :		
Ecart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(28)	(282)
Provisions à caractère fiscal	50	(75)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	82	(151)
Autres	(98)	227
TOTAL	6	(281)
PRODUITS/(CHARGES) D'IMPOT DIFFERE	475	(473)

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. 2012	31 déc. 2011
Actifs financiers disponibles à la vente	(26)	(9)
Ecart actuariels	234	247
Couverture d'investissement net	30	37
Couverture de flux de trésorerie	273	(97)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES ASSOCIEES	510	178
Quote-part des entreprises associées	8	30
TOTAL	518	208

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 :

<i>En millions d'euros</i>	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2011	1 379	(13 038)	(11 659)
Effet résultat de la période	469	6	475
Effet autres éléments du résultat global	393	156	548
Effet périmètre	(30)	53	23
Effet change	(17)	(80)	(97)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(51)	369	318
Autres effets	(435)	406	(29)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(170)	170	-
AU 31 DECEMBRE 2012	1 537	(11 959)	(10 421)

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)

<i>En millions d'euros</i>	Position de clôture	
	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 464	1 835
Engagements de retraite	1 660	1 404
Provisions non déduites	668	956
Ecart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 007	1 321
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	1 299	1 283
Autres	876	849
TOTAL	7 974	7 648
Impôts différés passifs :		
Ecart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(16 388)	(16 714)
Provisions à caractère fiscal	(249)	(334)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(1 114)	(1 194)
Autres	(644)	(1 065)
TOTAL	(18 395)	(19 307)
IMPOTS DIFFERES NETS	(10 421)	(11 659)

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des déficits fiscaux et crédits d'impôts reportables s'élèvent à 2 464 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre 1 835 millions d'euros au 31 décembre 2011). Comme au 31 décembre 2011, ce montant comprend l'intégralité des reports déficitaires des intégrations fiscales GDF SUEZ SA et SUEZ Environnement Company.

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 ;

- le groupe d'intégration fiscale SUEZ Environnement Company, le management considère que le groupe d'intégration fiscale pourra consommer l'intégralité des impôts différés actifs comptabilisés sur déficits reportables à horizon du plan à moyen terme (à hauteur d'environ 45%) ou au-delà.

En dehors de ces deux entités fiscales, 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 (2013 – 2018) validé par le Management.

7.4 Impôts différés non comptabilisés

7.4.1 Différences temporelles déductibles non comptabilisées

Au 31 décembre 2012, 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 1 245 millions d'euros (versus 1 112 millions d'euros en 2011). 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 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 230 millions d'euros en 2012 comparés à 238 millions d'euros en 2011.

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 RESULTAT NET RECURRENT 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)» des états financiers consolidés au 31 décembre 2012 ;
- ▶ les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes

réglées sur dénouement 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. 2012	31 déc. 2011
RESULTAT NET PART DU GROUPE		1 550	4 003
Résultat net part des participations ne donnant pas le contrôle		1 205	1 418
RESULTAT NET		2 755	5 420
Rubriques du passage ROC - RAO		2 387	(706)
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	5.1	(109)	105
Pertes de valeur	5.2	2 474	532
Restructurations	5.3	342	189
Effets de périmètre	5.4	(155)	(1 514)
Autres éléments non récurrents	5.5	(165)	(18)
Autres éléments hors RAO retraités		65	144
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	6.2	89	-
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	6.3	214	184
Impôt sur les éléments non récurrents		(544)	(176)
Charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique		274	118
Part non récurrente du résultat des entreprises associées	13.1	32	18
RESULTAT NET RECURRENT		5 208	4 858
Résultat net récurrent part des participations ne donnant pas le contrôle		1 377	1 403
RESULTAT NET RECURRENT PART DU GROUPE		3 831	3 455

NOTE 9 RESULTAT PAR ACTION

	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Numérateur (en millions d'euros) :		
Résultat net part du Groupe	1 550	4 003
Effet des instruments dilutifs :		
• Emprunts obligataires convertibles International Power	(21)	(19)
Résultat net part du Groupe dilué	1 529	3 984
Dénominateur (en millions d'actions) :		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 271	2 235
Effet des instruments dilutifs :		
• Plans d'actions gratuites réservés aux salariés	12	9
• Plans d'options de souscription et d'achat d'actions réservés aux salariés	-	3
NOMBRE MOYEN D' ACTIONS EN CIRCULATION DILUE	2 284	2 247
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	0,68	1,79
Résultat net part du Groupe par action dilué	0,67	1,77

Conformément aux prescriptions d'IAS 33, les résultats par action de l'exercice 2011 ont été retraités afin de tenir compte des actions créées en 2012 dans le cadre des paiements de dividendes en action intervenus en mai et octobre 2012.

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les obligations convertibles en action International Power plc, 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 est inférieur au cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ (le cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ s'est élevé à 18,3 euros en 2012 et 24,2 euros en 2011).

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 ce qui concerne l'exercice 2012, les plans de stock-options attribués en 2005, 2007, 2008 et 2009 sont exclus du calcul du résultat dilué par action du fait de leur effet relutif. Les plans de stock-options attribués en 2007, 2008 et 2009 étaient également exclus du calcul du résultat dilué par action 2011 du fait de leur effet relutif.

Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2012 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action.

NOTE 10 GOODWILLS

10.1 Evolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur brute	Pertes de valeur	Valeur nette
Au 31 décembre 2010	28 332	(399)	27 933
Pertes de valeur		(61)	
Variations de périmètre et Autres	3 343	23	
Ecart de conversion	107	17	
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)	-	
Ecart de conversion	(12)	(4)	
AU 31 DECEMBRE 2012	30 577	(542)	30 035

Les effets des variations de périmètre dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012 proviennent essentiellement des décomptabilisations de *goodwill*s consécutives au changement de méthode de consolidation de Senoko (406 millions d'euros), à la cession partielle des activités d'énergies renouvelables au Canada (140 millions d'euros), et à la cession de l'intercommunale bruxelloise Sibelga (62 millions d'euros). Ces opérations et changements de méthode de consolidation sont décrites dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

La diminution de 336 millions d'euros de la valeur comptable des *goodwill*s, figurant sur la ligne «Autres variations», provient principalement de :

- ▶ la finalisation de la comptabilité d'acquisition sur les activités de stockage en Allemagne acquises en 2011 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre») ;
- ▶ la diminution de la juste valeur du passif financier relatif à l'obligation d'achat (*put*) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du Vent, dont la contrepartie est comptabilisée en *goodwill* en application des principes comptables du Groupe (cf. Note 15.2.4 «Autres passifs financiers» et Note 1.4.11.2 «Passifs financiers»).

La ligne «Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente» comprend le *goodwill* alloué aux activités SPP destinées à être cédées (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Les pertes de valeur comptabilisées pour 118 millions d'euros au 31 décembre 2012 ne comprennent pas de montant individuellement significatif.

L'augmentation du montant de *goodwill* dans l'état de situation financière au 31 décembre 2011 provenait essentiellement du *goodwill* de 2 822 millions d'euros généré dans le cadre de l'acquisition du groupe International Power, du *goodwill* provisoire de 566 millions d'euros dégagé dans le cadre de l'acquisition des activités de stockage en Allemagne et de l'acquisition de Ne Varietur (GDF SUEZ Energie Services) pour 129 millions d'euros. Ces augmentations étaient en partie compensées par la sortie de *goodwill* de 209 millions d'euros consécutive à la cession partielle des intercommunales wallonnes et à la perte d'influence notable dans les intercommunales flamandes.

A l'issue des tests de pertes de valeur annuels 2011 sur les UGT *goodwill*, le Groupe avait comptabilisé une perte de valeur de 61 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Energie – Europe du Sud.

10.2 Principales UGT goodwill

10.2.1 Adaptation des UGT goodwill à la nouvelle organisation opérationnelle du Groupe

Suite à la mise en place au 1^{er} janvier 2012 de la nouvelle organisation opérationnelle dans les métiers de l'énergie en Europe et à la redéfinition du périmètre de GDF SUEZ Global Gaz & GNL (cf. Note 3.1 «Secteurs opérationnels»), le Groupe a procédé au réexamen des niveaux de regroupements d'unités génératrices de trésorerie («UGT goodwill») auxquels doivent être affectés les *goodwills* des activités Energie Europe et Global Gaz & GNL.

Sur la zone Central Western Europe (CWE) constituée par la France, le Benelux et l'Allemagne, la branche a mis en place une nouvelle organisation opérationnelle et managériale lui permettant de répondre aux enjeux induits par l'unification des marchés de l'énergie sur cette zone, dont les réseaux sont désormais très largement interconnectés. Cette nouvelle organisation se traduit par une gestion opérationnelle centralisée et mutualisée des activités gaz et électricité sur cette zone.

En conséquence, le Groupe a regroupé au sein de l'UGT Energie – Central Western Europe, les activités incluses jusqu'au 31 décembre 2011 au sein des UGT suivantes :

- ▶ UGT Energie – France pour les activités de production d'électricité, de commercialisation de gaz, d'électricité et des services associés en France, ainsi que pour les solutions d'éco-confort dans l'habitat ;
- ▶ UGT Energie – Benelux & Allemagne pour les activités de production, de commercialisation et de distribution de gaz et d'électricité du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg et en Allemagne ;
- ▶ UGT Midstream/Downstream pour les activités de *trading*, d'approvisionnement en gaz du Groupe au travers des contrats d'approvisionnement et du recours aux marchés organisés (hors chaîne de valeur du GNL), ainsi que pour les activités de commercialisation des offres d'énergie et de services énergétiques associés auprès des très grands clients du Groupe en Europe.

Suite à cette réorganisation, la totalité des *goodwills* portés au 31 décembre 2011 par les UGT Energie – France et Energie – Benelux & Allemagne (soit respectivement 2 906 millions d'euros et

7 536 millions d'euros), ainsi qu'une partie du *goodwill* de l'ex-UGT Midstream/Downstream, à hauteur de 2 196 millions d'euros, ont été alloués à l'UGT Energie – Central Western Europe.

Au 31 décembre 2012, le montant de *goodwill* porté par cette nouvelle UGT «Central Western Europe» s'élève ainsi à 12 352 millions d'euros.

Les activités de GDF SUEZ Energie Europe situées en dehors de la plaque «Central Western Europe» sont testées au sein des mêmes UGT *goodwill* qu'en 2011, à savoir :

- ▶ UGT Energie – Europe de l'Est pour les activités de production, de commercialisation et de distribution de gaz et d'électricité en Pologne, en Roumanie et en Hongrie ;
- ▶ UGT Energie – Europe du Sud pour les activités de production et de commercialisation de gaz et d'électricité en Italie et en Grèce ;
- ▶ UGT Energie – Ibérie pour les activités de production et de commercialisation de gaz et d'électricité en Espagne et au Portugal.

GDF SUEZ Global Gaz & GNL était organisée jusqu'au 31 décembre 2011 en deux UGT : l'UGT Exploration-Production, regroupant les activités de prospection, de développement et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers ; l'UGT Midstream/Downstream, regroupant les activités «approvisionnement gaz», «ventes grands comptes», ainsi que les activités de la «chaîne de valeur du GNL».

Le transfert des activités «approvisionnement gaz» et «ventes grands comptes» à GDF SUEZ Energie Europe a conduit le Groupe à redéfinir les missions et le modèle économique de GDF SUEZ Global Gaz & GNL. Depuis le 1^{er} janvier 2012, la branche s'est ainsi recentrée sur un métier unique, «l'amont gazier», comprenant les opérations d'exploration-production et les activités GNL. Ce recentrage ainsi que le suivi globalisé de la performance de cet «amont gazier» ont conduit le Groupe à regrouper les activités «exploration-production» et «chaîne de valeur du GNL» au sein d'une seule UGT *goodwill* «GDF SUEZ Global Gaz & GNL», correspondant au secteur opérationnel IFRS 8. La totalité du *goodwill* porté au 31 décembre 2011 par l'UGT Exploration-Production (soit 62 millions d'euros), ainsi que le *goodwill* de 2 100 millions d'euros de l'ex UGT Midstream/Downstream alloué aux activités GNL, ont été affectés à cette nouvelle UGT.

Les tests de perte de valeur menés en 2012 sur ces nouvelles UGT *goodwill* ont mis en évidence une valeur recouvrable supérieure à leur valeur comptable.

10.2.2 Présentation des principales UGT goodwill

La répartition des *goodwills* par UGT *goodwill* est la suivante :

En millions d'euros	Secteur opérationnel	31 déc. 2012	31 déc. 2011
UGT SIGNIFICATIVES ⁽¹⁾			
Energie - Central Western Europe ⁽²⁾	Energie Europe	12 352	12 638
Distribution	Infrastructures	4 009	4 009
Global Gaz & GNL ⁽²⁾	Global Gaz & GNL	2 162	2 162
Stockage	Infrastructures	1 794	1 359
AUTRES UGT IMPORTANTES			
Energy – Amérique du Nord	Energy International	1 450	1 627
Energy – Royaume-Uni et Autres Europe	Energy International	678	663
Transport France	Infrastructures	614	614
Energy – Asie	Energy International	423	820
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT A 600 MILLIONS D'EUROS)		6 553	7 470
TOTAL		30 035	31 362

(1) Les UGT *goodwill* dites significatives correspondent aux UGT dont le montant de *goodwill* représente plus de 5% du montant total du *goodwill* Groupe.

(2) Les montants de *goodwill* au 31 décembre 2011 ont été retraités selon le nouveau périmètre des UGT *goodwill* en vigueur au 31 décembre 2012.

10.3 Tests de pertes de valeur sur les UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie *goodwill* (UGT *goodwill*) font l'objet d'un test de 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 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018 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 2012 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 4,8% et 17% alors qu'ils étaient compris entre 5,2% et 13,6% en 2011. Les taux d'actualisation utilisés pour chacune des huit principales UGT *goodwills* 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 *goodwills* du Groupe au 31 décembre 2012.

Goodwill affecté à l'UGT Energie - Central Western Europe («CWE»)

Le montant total des *goodwills* affectés à cette UGT s'élève à 12 352 millions d'euros au 31 décembre 2012. L'UGT Central Western Europe regroupe les activités d'approvisionnement, 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.

La valeur d'utilité a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018 approuvés par le Comité de Direction Groupe, et des taux d'actualisation compris entre 6,5% et 9%, en fonction du profil de risque attribué à chaque type d'actif de production (parcs éoliens, centrales hydroélectriques, centrales nucléaires, centrales thermiques). Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période.

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, les perspectives futures des marchés, les prévisions de besoins de nouvelles capacités de production ainsi que l'évolution du cadre

régulateur (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique) et de la réglementation tarifaire sur les marchés de l'énergie en Europe. Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

Les valeurs terminales des principales activités contributrices ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses valeurs terminales
Production d'électricité France	Extrapolation des flux de trésorerie sur la durée d'utilité des actifs et des contrats sous-jacents
Approvisionnement et négoce de gaz naturel, activités de trading	Valeur de sortie appliquée au dernier flux 2018 avec un taux de croissance long terme de 2%
Production d'électricité Benelux et Allemagne	Extrapolation des flux de trésorerie jusqu'en 2025 puis application d'une valeur de sortie

Les projections de prix de vente de l'électricité utilisées sur la période du plan d'affaires à moyen terme (post horizon liquide) et pour l'extrapolation des flux de trésorerie au-delà de 2018 (dernière année du plan d'affaires) reposent sur les modèles fondamentaux à long terme d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité sur la plaque CWE et sur une hypothèse de convergence progressive vers un niveau de prix permettant de couvrir les coûts d'investissement et les coûts marginaux de fonctionnement du nouvel entrant. Les prévisions de prix d'électricité moyen-long terme qui en résultent sont en ligne avec les trajectoires fournies par les études externes.

Concernant le parc de production d'électricité, les réacteurs des unités de Doel 3 et Tihange 2 ont été mis à l'arrêt en 2012 suite à la détection d'indications dans les cuves de ces réacteurs. Electrabel a remis en décembre 2012 à l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) un dossier et les études préparés par une équipe multidisciplinaire assistée par des experts nationaux et internationaux, démontrant que l'intégrité structurelle des cuves répond à tous les critères de sûreté, pour chacune des indications détectées et en tenant compte de marges significatives. L'AFCN a communiqué le 15 janvier 2013 et le 1^{er} février 2013 sur le dossier de justification fourni par Electrabel. L'AFCN estime qu'un redémarrage est envisageable mais demande des éléments complémentaires à Electrabel. Dans ce contexte, le Groupe prévoit un redémarrage de ces deux unités en 2013.

Hypothèses sur le cadre réglementaire et tarifaire

- ▶ En France, les prévisions de flux de trésorerie relatives aux activités de distribution de gaz naturel tiennent compte d'une application pleine et entière des dispositions du contrat de service public du 23 décembre 2009 en matière d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France (cf. Note 25.1.1. «Relations avec l'Etat français»).
- ▶ En Belgique, le Conseil des Ministres a annoncé, suite à ses réunions des 4 et 20 juillet 2012, un ensemble de décisions relatives au marché de l'électricité. En particulier, le gouvernement belge a confirmé le calendrier suivant, tout en supprimant la possibilité prévue par l'article 9 de la Loi de 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire de déroger au calendrier de sortie du nucléaire par un simple arrêté royal :
 - les réacteurs de Doel 1 et Doel 2 seront fermés en 2015 tandis que la durée d'exploitation de Tihange 1 sera prolongée de 10 ans jusqu'en 2025, selon des modalités dites de «mise à disposition» restant encore à détailler ;

- les réacteurs de Doel 3, Tihange 2 et Tihange 3/Doel 4 fermeront respectivement en 2022, 2023 et 2025.

A ce stade, les contenus et implications de la plupart de ces annonces demeurent imprécis, tant du point de vue du schéma énergétique général que des conditions d'exploitation et d'application des mécanismes envisagés. En conséquence, le Groupe n'a pas modifié sa vision industrielle et considère notamment qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. La valeur de sortie calculée en 2025 pour les activités de production belges intègre donc une production d'origine nucléaire pour une capacité équivalente à celle des quatre réacteurs Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3.

Concernant les réacteurs de Doel 1 et 2, le Groupe considère que le gouvernement belge, par ces décisions, ne respecte pas le protocole d'accord conclu en octobre 2009, lequel comprend des engagements fermes et réciproques qui lient les parties, notamment en ce qui concerne la prolongation de la durée de vie des centrales Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 pour une durée de dix ans. Cependant, tout en contestant cette mesure, le Groupe détermine la valeur d'utilité de l'UGT *goodwill* en tenant compte d'une fermeture des unités de Doel 1 et 2 en 2015 mais également d'un principe de partage de valeur pour les unités bénéficiant d'une prolongation de la part du gouvernement.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 70% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait quant à elle un impact positif de 56% sur ce calcul.

L'impact d'une diminution du prix de l'électricité de 1 €/MWh sur la valeur recouvrable aurait un impact négatif de 14% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation du prix de l'électricité de 1 €/MWh aurait quant à elle un impact positif de 14% sur ce calcul.

Enfin, différentes configurations transformantes ont été examinées concernant la production d'origine nucléaire en Belgique :

- la 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, aurait un impact négatif de 64% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable ;
- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille après 40 ans d'exploitation du parc actuel, aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test, la valeur recouvrable devenant inférieure à la valeur comptable. Dans ce *scenario*, le risque de dépréciation s'élèverait environ à 1 200 millions d'euros au 31 décembre 2012, en supposant inchangées les autres hypothèses du test de dépréciation.

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 2012. 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 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 5,2%. 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 2018. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur 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 2 162 millions d'euros au 31 décembre 2012. 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 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018 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 9,3%.

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 développées 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, 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 17% 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 14,9% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un effet positif de 16% sur ce calcul.

Une diminution de 10% des cours des hydrocarbures utilisés aurait un impact négatif de 23% 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 cours des hydrocarbures aurait quant à elle un impact positif de 20% sur ce calcul.

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 7% 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 9% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT Stockage

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 794 millions d'euros au 31 décembre 2012. L'UGT Stockage regroupe les entités qui détiennent, exploitent et commercialisent des capacités de stockage souterrain de gaz naturel en France, en Allemagne et au Royaume-Uni.

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 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018 approuvés par le Comité de Direction Groupe. La valeur terminale pour la période au-delà de ces six ans est déterminée par application d'un taux de croissance de 1,8% au flux de trésorerie normatif de la dernière année des prévisions. Les taux d'actualisation appliqués à ces prévisions sont compris entre 6,6% et 6,9%.

Les hypothèses clés comprennent notamment les prévisions de réservation de capacités, l'horizon de corrélation entre les prix du gaz et du pétrole, les perspectives futures des marchés et en particulier l'évolution de la demande de gaz à moyen terme en Europe, ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs affectées aux hypothèses reflètent les meilleures estimations des prix de marché et de l'évolution future attendue de ces marchés.

Une diminution de 5% des ventes de capacités de stockage sur la durée du plan d'affaires à moyen terme et sur le flux normatif retenu dans la valeur terminale aurait un impact négatif de 81% 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 5% des ventes de capacités de stockage sur la durée du plan d'affaires à moyen terme aurait un impact positif de 81% sur ce calcul.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 99% 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 121% 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
Energy - Amérique du Nord	Energy International	DCF	5,2% - 9,3%
Energy - Royaume-Uni et Autres Europe	Energy International	DCF + DDM	5,5% - 9,2%
Transport France	Infrastructures	DCF	5,5%
Energy - Asie	Energy International	DCF + DDM	7,4% - 15,1%

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	3 653	4 281
Energie Europe	13 030	13 642
Global Gaz & GNL	2 162	2 162
Infrastructures	6 574	6 705
Energie Services	1 357	1 325
SUEZ Environnement	3 257	3 246
TOTAL	30 035	31 362

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 2010	5 304	2 424	11 251	18 979
Acquisitions	369	-	606	975
Cessions	(16)	-	(75)	(91)
Ecart de conversion	61	-	50	111
Variations de périmètre	(8)	-	491	483
Autres variations	51	(70)	41	23
Au 31 décembre 2011	5 762	2 354	12 363	20 480
Acquisitions	439	-	606	1 045
Cessions	(31)	-	(348)	(379)
Ecart 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 DECEMBRE 2012	6 235	2 379	12 480	21 094
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2010	(1 789)	(753)	(3 657)	(6 199)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(260)	(85)	(815)	(1 160)
Cessions	14	-	61	75
Ecart de conversion	(9)	-	(20)	(29)
Variations de périmètre	22	-	53	75
Autres variations	(77)	69	(8)	(16)
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
Ecart 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 DECEMBRE 2012	(2 229)	(857)	(4 988)	(8 073)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2011	3 664	1 586	7 977	13 226
AU 31 DECEMBRE 2012	4 006	1 522	7 492	13 020

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 et GDF SUEZ Energie Services dans le cadre de contrats de concession.

Suite au classement de Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. («SPP»), de IP Maestratale et de Sohar Power Company SAOG en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés»), la valeur nette comptable des immobilisations incorporelles correspondantes est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2012.

Les effets variations de périmètre 2011 correspondaient principalement à l'intégration du Groupe International Power (430 millions d'euros), à l'acquisition de WSN Environmental Solutions (128 millions d'euros), et à la cession de G6 Rete Gas (- 115 millions d'euros).

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. A ce jour, le Groupe dispose de droits dans la centrale de Chooz B (France), et de capacités de production virtuelle (VPP - *Virtual Power Plant*) en Italie.

11.1.3 Autres

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2012 des droits de tirage d'eau, des licences et des actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France, comprenant 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 1 012 millions d'euros (contre 936 millions d'euros au 31 décembre 2011) et correspond essentiellement aux droits de tirage d'eau, et 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.

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, et ne satisfaisant pas les critères d'activation définis par l'IAS 38, s'élèvent à 236 millions d'euros pour l'exercice 2012 et à 231 millions d'euros pour l'exercice 2011. Les dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel sont non significatives.

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 2010	2 937	5 813	87 568	1 791	1 648	10 618	1 175	111 551
Acquisitions	44	93	1 273	131	-	6 549	91	8 182
Cessions	(45)	(88)	(402)	(85)	-	-	(31)	(650)
Ecart de conversion	(9)	(75)	2	1	6	(159)	1	(232)
Variations de périmètre	160	429	9 265	11	11	707	15	10 598
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	(1 487)	-	(12)	(2)	(2)	(1 504)
Autres variations	122	927	5 029	65	98	(6 359)	43	(75)
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)
Ecart 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 DECEMBRE 2012	3 215	7 313	102 033	1 895	1 973	12 214	1 372	130 015
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2010	(1 029)	(2 273)	(26 616)	(1 158)	(832)	(139)	(802)	(32 848)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(76)	(358)	(5 018)	(154)	(122)	(70)	(134)	(5 933)
Cessions	23	67	356	81	-	8	27	562
Ecart de conversion	(13)	16	149	1	(4)	(1)	2	151
Variations de périmètre	-	-	(50)	4	2	-	-	(43)
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	455	-	1	-	1	458
Autres variations	-	(8)	(105)	(2)	(6)	(5)	32	(95)
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
Ecart 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 DECEMBRE 2012	(1 224)	(2 794)	(35 803)	(1 258)	(1 100)	(304)	(934)	(43 418)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2011	2 115	4 544	70 420	687	791	11 146	417	90 120
AU 31 DECEMBRE 2012	1 991	4 519	66 230	637	873	11 910	438	86 597

Les variations de périmètre ont un impact net sur les immobilisations corporelles de - 1 413 millions d'euros. Elles résultent 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 Sustentavel Do Brasil (Jirau) dans les états financiers du Groupe (+ 565 millions d'euros) (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

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 (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés»), la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2012.

Les pertes de valeur constatées en 2012, décrites dans la Note 5.2.2 «Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles», s'élèvent à - 1 806 millions d'euros. Elles portent 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 2012 proviennent essentiellement du réal brésilien (- 678 millions d'euros), du dollar américain (- 258 millions d'euros), du peso chilien (+ 205 millions d'euros), de la couronne norvégienne (+ 169 millions d'euros) et de la livre sterling (+ 86 millions d'euros).

En 2011, les variations de périmètre sur les immobilisations corporelles nettes de 10 555 millions d'euros résultaient principalement de l'intégration du bilan d'ouverture du groupe International Power (10 941 millions d'euros), de l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne (403 millions d'euros), de l'opération Acea (312 millions d'euros), de l'acquisition de WSN Environmental Solutions par Sita Australie (144 millions d'euros), ainsi que des cessions de G6 Rete Gas (- 624 millions d'euros), d'EFOG (- 336 millions d'euros) et de la perte de contrôle sur Bristol Water (- 380 millions d'euros) (cf. Note 2.7 «Principales opérations de l'exercice 2011»).

Suite au classement en 2011 en tant qu'«Actifs classés comme détenus en vue de la vente» des centrales d'Hidd Power Company, Choctaw, et Hot Spring (cf. Note 2.4 «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 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 6 748 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 9 383 millions d'euros au 31 décembre 2011. Cette diminution résulte principalement des opérations de refinancement des dettes ainsi que des variations de périmètre intervenues sur l'exercice 2012.

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 6 486 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 6 459 millions d'euros au 31 décembre 2011.

12.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 365 millions d'euros au titre de l'exercice 2012 contre 379 millions d'euros au titre de l'exercice 2011.

NOTE 13 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES

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. 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Paiton (BEI, Indonésie)	604	614	66	65
GASAG (BEE, Allemagne)	300	471	(14)	16
Senoko (BEI, Singapour)	311	-	27	-
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	225	-	-	-
ISAB Energy (BEI, Italie)	191	153	34	4
Umm Al Nar (BEI, Emirats Arabes Unis)	101	101	17	14
GTT (B3G, France)	86	88	4	(8)
Sociétés intercommunales belges (BEE, Belgique)	7	39	60	187
Participations dans les entreprises associées de SUEZ Environnement	490	497	22	37
Autres	647	656	217	147
TOTAL	2 961	2 619	433	462

L'augmentation nette de la valeur comptable des participations dans les entreprises associées s'explique principalement par les éléments suivants :

- Senoko est consolidée par mise en équivalence depuis le 29 juin 2012 suite au changement de méthode de consolidation décrit dans la Note 2.5 «Autres opérations et changements de méthode de consolidation de l'exercice 2012» ;
- les activités d'énergies renouvelables au Canada, sont consolidées par mise en équivalence depuis leur cession partielle en décembre 2012 (cf. Note 2.3. «Cessions réalisées au cours de l'année 2012») ;
- suite au test de perte de valeur pratiqué sur la participation du Groupe dans GASAG, une réduction de valeur a été actée sur cette participation afin d'aligner sa valeur comptable sur sa valeur recouvrable de 300 millions d'euros (cf. Note 5.2.4 «Pertes de valeur sur les participations dans les entreprises associées»).

Concernant les variations de périmètre relatives aux sociétés intercommunales belges, les deux derniers exercices ont essentiellement été marqués par :

- la cession le 31 décembre 2012 de la participation de 30% dans Sibelga, gestionnaire du réseau bruxellois de distribution du gaz et de l'électricité (cf. Note 2.3 «Cessions réalisées au cours de l'année 2012») ;

- la comptabilisation à compter du 30 juin 2011 de la participation dans les intercommunales flamandes en tant que «Titres disponibles à la vente», le Groupe ayant cessé à cette date d'exercer une influence notable sur ces entités.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de - 32 millions d'euros (contre - 18 millions d'euros en 2011) composés essentiellement de pertes de valeur, 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 361 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre 412 millions d'euros au 31 décembre 2011). Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couverture 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 Principaux agrégats des entreprises associées

<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 2012							
Paiton (BEI, Indonésie)	40,5	40,5	3 928	2 427	1 501	816	161
GASAG (BEE, Allemagne)	31,6	31,6	2 575	1 861	714	1 371	(38)
Senoko (BEI, Singapour) ⁽²⁾	30,0	30,0	3 515	2 477	1 038	1 366	89
ISAB Energy (BEI, Italie)	49,0	34,3	763	382	381	608	69
Umm Al Nar (BEI, Emirats Arabes Unis)	20,0	20,0	1 251	814	436	206	91
GTT (B3G, France)	40,0	40,0	150	101	48	90	12
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	40,0	40,0	1 246	931	315	10	2
Sociétés intercommunales wallonnes (BEE, Belgique) ⁽³⁾	25,0	25,0	3 496	2 167	1 329	926	232
Au 31 décembre 2011							
Paiton (BEI, Indonésie)	44,7	28,3	3 658	2 285	1 373	558	145
GASAG (BEE, Allemagne)	31,6	31,6	2 770	2 054	716	1 165	52
ISAB Energy (BEI, Italie)	49,0	23,9	652	340	312	430	7
Umm Al Nar (BEI, Emirats Arabes Unis)	20,0	14,0	1 285	872	414	289	65
GTT (B3G, France)	40,0	40,0	102	78	24	53	10
Sociétés intercommunales wallonnes et bruxelloise (BEE, Belgique) ⁽³⁾			4 685	2 816	1 869	1 227	266

(1) Les principaux agrégats des entreprises associées sont présentés à 100%.

(2) Le chiffre d'affaires et le résultat net de Senoko sont relatifs au second semestre 2012.

(3) Il s'agit des comptes combinés des intercommunales de l'exercice précédent, retraités pour les rendre conformes aux normes IFRS.

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 2012								
Energia Sustentavel Do Brasil (BEI, Brésil)	60,0	60,0	197	3 036	209	1 717	-	(95)
SPP Group (BEE, Slovaquie) – classé en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	24,5	24,5	1 675	-	516	-	658	(82)
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			3 588	7 386	2 920	3 696	3 301	(323)
Au 31 décembre 2011								
Energia Sustentavel Do Brasil (BEI, Brésil)	50,1	35,0	177	1 936	125	1 035	0	15
SPP Group (BEE, Slovaquie)	24,5	24,5	308	1 655	95	342	752	140
WSW Energie und Wasser (BEE, Allemagne)	33,1	33,1	43	304	57	75	190	11
Senoko (BEI, Singapour)	30,0	20,9	123	864	217	470	603	28
Eco Electrica Project (BEI, Porto Rico)	50,0	24,4	77	416	48	134	136	19
Autres			1 686	4 079	2 165	1 899	2 269	(108)
TOTAL			2 415	9 255	2 707	3 954	3 950	104

Le Groupe a acquis au cours du second semestre 2012 la participation de 9,9% détenue par Camargo Correa dans Energia Sustentavel Do Brasil («Jirau»), portant ainsi son pourcentage d'intégration de 50,1% à 60% (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

La contribution de SPP dans l'état de situation financière du Groupe est présentée en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2012 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»). Hors prise en compte de la perte de valeur de 176 millions d'euros relative au groupe d'actifs SPP destinés à être cédés (cf. Note 5.2.1 «Pertes de valeur sur *goodwills*»), la contribution de SPP au résultat net s'élève à 94 millions d'euros sur 2012.

Suite au changement de méthode de consolidation intervenue le 29 juin 2012 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»), la contribution de Senoko au compte de résultat du Groupe est 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. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 398		3 398	3 299		3 299
Prêts et créances au coût amorti	3 541	26 664	30 206	3 813	24 446	28 259
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	3 541	1 630	5 171	3 813	1 311	5 124
<i>Clients et autres débiteurs</i>		25 034	25 034		23 135	23 135
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	3 108	4 711	7 819	2 911	8 197	11 108
<i>Instruments financiers dérivés</i>	3 108	4 280	7 387	2 911	5 312	8 223
<i>Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat</i>		432	432		2 885	2 885
Trésorerie et équivalents de trésorerie		11 383	11 383		14 675	14 675
TOTAL	10 047	42 758	52 805	10 023	47 319	57 342

15.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 31 décembre 2010	3 252
Acquisitions	249
Cessions – valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(50)
Cessions – «Autres éléments de résultat global» décomptabilisés	(425)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(70)
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(130)
Variations de périmètre, change et divers	473
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 de résultat global» décomptabilisés	(1)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	310
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(191)
Variations de périmètre, change et divers	(106)
AU 31 DECEMBRE 2012	3 398

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 398 millions d'euros au 31 décembre 2012 et se répartissent entre 1 309 millions d'euros de titres cotés et 2 089 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 243 millions d'euros et 2 056 millions d'euros en 2011).

Concernant les titres cotés Acea, le Groupe a décidé, compte tenu du caractère prolongé de la baisse du cours de bourse en dessous de son coût historique, de comptabiliser une perte de valeur de

84 millions d'euros sur ces titres au 31 décembre 2012 (cf. Note 5.2.3 «Pertes de valeur sur actifs financiers»).

Les principales opérations réalisées en 2011 correspondaient à la comptabilisation de la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes en tant que titre disponible à la vente (587 millions d'euros) et à la cession de GDF SUEZ LNG Liquefaction qui détenait les titres Atlantic LNG dont la valeur historique s'élevait à 97 millions d'euros.

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	Dividendes	Evaluation ultérieure à l'acquisition				Résultat de cession
		Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur	Recyclage en résultat	
Capitaux propres *	-	310	-	-	(1)	-
Résultat	122			(191)	1	(5)
TOTAL AU 31 DECEMBRE 2012	122	310		(191)		(5)
Capitaux propres *	-	(70)	14	-	(425)	-
Résultat	139			(130)	425	33
TOTAL AU 31 DECEMBRE 2011	139	(70)	14	(130)		33

* Hors effet impôt.

En 2011, les produits comptabilisés en «Autres éléments du résultat global» et recyclés en résultat suite à la cession des titres Atlantic LNG s'élevaient à 421 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 dessous 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 191 millions d'euros. 92 millions d'euros l'ont été sur des titres cotés (dont 84 millions d'euros sur les titres Acea).

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 2012. Le Groupe n'a par ailleurs pas identifié de situations de moins-value latente significative au 31 décembre 2012 sur ces autres lignes de titres.

15.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 541	1 630	5 171	3 813	1 311	5 124
Prêts aux sociétés affiliées	805	543	1 348	875	555	1 430
Autres créances au coût amorti	847	297	1 144	1 056	159	1 215
Créances de concessions	421	628	1 049	418	466	884
Créances de location financement	1 468	162	1 630	1 464	132	1 596
Clients et autres débiteurs		25 034	25 034		23 135	23 135
TOTAL	3 541	26 664	30 206	3 813	24 446	28 259

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

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	5 556	(385)	5 171	5 504	(380)	5 124
Clients et autres débiteurs	26 079	(1 044)	25 034	24 133	(997)	23 135
TOTAL	31 635	(1 430)	30 206	29 637	(1 377)	28 259

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	Evaluation ultérieure à l'acquisition		
	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2011	142	15	17
Au 31 décembre 2012	155	(6)	(134)

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2012, comme au 31 décembre 2011, le Groupe n'a pas enregistré de perte de valeur significative sur les prêts et créances au coût amorti (hors créances clients).

Clients et autres débiteurs

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients sont comptabilisées à leur juste valeur ce qui, dans la plupart des cas,

correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non recouvrement. La valeur comptable inscrite dans l'état de situation financière représente une évaluation appropriée de la juste valeur.

Les dépréciations et pertes de valeur sur créances clients et autres débiteurs s'élèvent à - 1 044 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre - 997 millions d'euros à fin 2011.

15.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	3 108	4 280	7 387	2 911	5 312	8 223
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 363	102	1 464	1 187	314	1 502
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	737	4 155	4 893	969	4 916	5 885
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 008	23	1 030	755	81	836
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	255	255	-	2 572	2 572
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	-	255	255	-	2 527	2 527
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	-	-	-	45	45
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	177	177	-	314	314
TOTAL	3 108	4 711	7 819	2 911	8 197	11 108

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 (se reporter à la 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 au 31 décembre 2012 s'établit à 7 millions d'euros contre 26 millions d'euros en 2011.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2012 et 2011 est non significatif.

15.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 11 383 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 14 675 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restriction de 270 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 600 millions d'euros au 31 décembre 2011. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 182 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 2012 s'établit à 177 millions d'euros contre 206 millions d'euros en 2011.

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. 2012	31 déc. 2011
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	696	534
Prêt à Eso / Elia	454	454
Prêt à Eandis	80	80
Prêt à Ores	80	-
Prêt à Sibelga	82	-
Autres placements de trésorerie	733	727
Portefeuille obligataire	213	207
OPCVM et FCP	520	520
TOTAL	1 429	1 261

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 2012, 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.

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	5 821	4 789

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 2012 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	45 247	11 962	57 209	43 375	13 213	56 588
Instruments financiers dérivés	2 751	4 092	6 844	3 310	5 185	8 495
Fournisseurs et autres créanciers	-	19 481	19 481	-	18 387	18 387
Autres passifs financiers	343	-	343	684	-	684
TOTAL	48 341	35 536	83 877	47 369	36 784	84 153

15.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	30 309	1 099	31 407	26 197	2 522	28 719
Billets de trésorerie		5 378	5 378		4 116	4 116
Tirages sur facilités de crédit	1 582	319	1 902	1 537	506	2 043
Emprunts sur location-financement	913	447	1 360	1 250	139	1 389
Autres emprunts bancaires	10 595	1 565	12 161	12 478	2 935	15 413
Autres emprunts	982	143	1 125	942	636	1 578
EMPRUNTS	44 381	8 951	53 332	42 404	10 853	53 257
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		1 326	1 326		1 310	1 310
ENCOURS DES DETTES FINANCIERES	44 381	10 277	54 658	42 404	12 163	54 568
Impact du coût amorti	331	692	1 023	689	243	932
Impact de la couverture de juste valeur	535	89	624	281	77	358
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		904	904		730	730
DETTES FINANCIERES	45 247	11 962	57 209	43 375	13 213	56 588

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2012 à 62 828 millions d'euros pour une valeur comptable de 57 209 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. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	225	54	279	76	331	407
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	724	3 960	4 684	994	4 699	5 693
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 803	78	1 881	2 241	155	2 396
TOTAL	2 751	4 092	6 844	3 310	5 185	8 495

15.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Fournisseurs	17 981	16 780
Dettes sur immobilisations	1 500	1 608
TOTAL	19 481	18 387

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'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Dettes sur acquisition de titres	207	548
Autres	136	136
TOTAL	343	684

Les autres passifs financiers 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.

La variation sur l'exercice correspond essentiellement à la diminution de la juste valeur de l'obligation d'achat consentie par le Groupe sur les titres 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 27 «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. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
En-cours des dettes financières	44 381	10 277	54 658	42 404	12 163	54 568
Impact du coût amorti	331	692	1 023	689	243	932
Impact de la couverture de juste valeur ^(a)	535	89	624	281	77	358
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		904	904		730	730
DETTES FINANCIERES	45 247	11 962	57 209	43 375	13 213	56 588
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ^(b)	225	54	279	76	331	407
DETTE BRUTE	45 472	12 017	57 489	43 451	13 543	56 994
Actifs liés au financement	(59)	(237)	(295)	(311)	(20)	(331)
ACTIFS LIES AU FINANCEMENT	(59)	(237)	(295)	(311)	(20)	(331)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(255)	(255)	-	(2 572)	(2 572)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		(177)	(177)		(314)	(314)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(11 383)	(11 383)	-	(14 675)	(14 675)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ^(b)	(1 363)	(102)	(1 464)	(1 187)	(314)	(1 502)
TRESORERIE ACTIVE	(1 363)	(11 916)	(13 279)	(1 187)	(17 875)	(19 063)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	44 050	(136)	43 914	41 952	(4 352)	37 601
En-cours des dettes financières	44 381	10 277	54 658	42 404	12 163	54 568
Actifs liés au financement	(59)	(237)	(295)	(311)	(20)	(331)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(255)	(255)	-	(2 572)	(2 572)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(11 383)	(11 383)	-	(14 675)	(14 675)
ENDETTEMENT NET HORS COUT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES ET CASH COLLATERAL	44 323	(1 598)	42 725	42 093	(5 103)	36 990

(a) Ce poste correspond à la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.

(b) 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

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

Au cours de l'année 2012, les variations de périmètre ont généré une augmentation de 5 564 millions d'euros de l'endettement net. Cette augmentation s'explique de la façon suivante :

- Rachat des 30% de participations ne donnant pas le contrôle d'International Power.

L'opération de rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (cf. Note 2.1 «International Power») s'est traduite par une augmentation de 8 086 millions d'euros de l'endettement net. Le détail du financement de cette opération est présenté ci-après en Note 15.3.2.b «Financements mis en place dans le cadre de l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power».

- Rachat des actions International Power plc créées suite à la conversion d'une partie des obligations convertibles en actions International Power plc (cf. Note 2.1 «International Power»).

Le Groupe a procédé au rachat de 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 réalisé par le Groupe pour ces conversions s'élève à 1 828 millions d'euros.

A l'issue de ces opérations, le solde des obligations convertibles en titres International Power plc a été remboursé au pair pour 25 millions d'euros.

Compte tenu de la décomptabilisation des dettes financières correspondant aux obligations convertibles (1 130 millions d'euros), ces transactions se sont traduites par une augmentation de 723 millions d'euros de l'endettement net.

- Les cessions réalisées dans le programme «d'optimisation de portefeuille» (cf. Note 2.3 «Cessions réalisées au cours de l'année 2012») ont réduit l'endettement net de 2 026 millions d'euros.

- Le classement de IP Maestrale, Sohar et SPP en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés») se traduit par une réduction de l'endettement net de 946 millions d'euros au 31 décembre 2012.
- Les autres variations de périmètre ont réduit l'endettement de 273 millions d'euros.

Les variations de change se sont traduites au cours de l'année 2012 par une diminution de l'endettement net de 149 millions d'euros (dont - 285 millions d'euros sur le real brésilien et + 115 millions d'euros sur le peso chilien).

b. Financements mis en place dans le cadre de l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power

Afin de répondre aux exigences réglementaires britanniques, le Groupe a mis en place le 4 mai 2012 une facilité de crédit syndiqué dédiée dont le montant total s'élevait à 6 000 millions d'euros. Cette facilité a été progressivement réduite au fur et à mesure de son refinancement par les émissions obligataires suivantes :

Date d'émission	Nominal (en millions)	Devise	Taux	Echéance
22/05/2012	1 000	EUR	1,50%	févr. 2016
	1 000	EUR	2,25%	juin 2018
	1 000	EUR	3,00%	févr. 2023
10/07/2012	750	EUR	1,50%	juil. 2017
	750	EUR	2,63%	juil. 2022
02/10/2012	750	USD	1,63%	oct. 2017
	750	USD	2,88%	oct. 2022

L'annulation de cette facilité de crédit syndiqué dédiée est intervenue lors du dernier remboursement réalisé le 17 décembre 2012.

Des *swaps* ont été mis en place sur ces emprunts dans le cadre de la politique de gestion du taux définie en Note 16 «Risques liés aux instruments financiers».

c. Autres 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 2012 :

Emission et remboursement d'emprunts obligataires par GDF SUEZ SA et le GIE GDF SUEZ Alliance

GDF SUEZ SA a procédé au remboursement du solde de 1 140 millions d'euros de l'emprunt obligataire de 1 750 millions d'euros portant coupon à 4,375%, arrivé à échéance le 16 janvier 2012. Cet emprunt obligataire avait fait l'objet d'un rachat partiel à hauteur de 610 millions d'euros en 2010.

L'emprunt obligataire de 300 millions d'euros à 5,5% porté par le GIE GDF SUEZ Alliance a été remboursé à échéance, le 26 novembre 2012.

Enfin, GDF SUEZ SA a remboursé à l'échéance le 19 décembre 2012 un emprunt obligataire de 975 millions de francs suisses (802 millions d'euros) portant coupon fixe à 3,5%.

Par ailleurs, GDF SUEZ a procédé aux émissions suivantes :

Date d'émission	Nominal (en millions)	Devise	Taux	Échéance
02/07/2012	400	EUR	2,50%	janv. 2020
06/07/2012	10 000	YEN	1,26%	juil. 2022
09/10/2012	275	CHF	1,13%	oct. 2020
	175	CHF	1,63%	oct. 2024

Des *swaps* ont été mis en place sur ces emprunts dans le cadre de la politique de gestion du taux définie en Note 16 «Risques liés aux instruments financiers».

Emission et remboursement d'emprunts de SUEZ Environnement Company

Au 31 mai 2012, SUEZ Environnement Company a procédé à un tirage de 250 millions d'euros sur une ligne de crédit syndiqué «Club Deal».

Le 11 juin 2012, SUEZ Environnement Company a lancé une offre de rachat intermédiaire sur la souche 2014, émise en 2009 et portant

un coupon fixe de 4,875%. A l'issue de ce processus, 191 millions d'euros d'obligations ont été rachetées. Le même jour, SUEZ Environnement Company a lancé une émission complémentaire sur la souche obligataire à 10 ans de 250 millions d'euros, échéance 24 juin 2022, portant un coupon fixe de 4,125%.

Opérations de refinancement de la branche GDF SUEZ Energy International

Le Groupe a remboursé par anticipation des dettes bancaires d'entités de la branche Energy International en Amérique du Nord pour un montant de 514 millions de dollars (400 millions d'euros).

Les dettes bancaires arrivant à échéance à fin juin 2012 sur des entités de la branche Energy International en Australie, ont été refinancées de la manière suivante :

- la dette de 652 millions de dollars australiens (526 millions d'euros) d'Hazelwood a été refinancée le 29 juin 2012 en interne par le Groupe ;
- la dette de 1 107 millions de dollars australiens (892 millions d'euros) de Loy Yang B a été refinancée par la mise en place d'une nouvelle dette bancaire syndiquée pour un montant de 1 062 millions de dollars australiens (856 millions d'euros), à échéance 30 juin 2017.

Le Groupe a procédé au rachat du High Yield Bond d'un nominal de 250 millions d'euros à maturité 2017 porté par International Power Finance Ltd. Celui-ci portait un coupon de 7,25%. Suite aux périodes

d'offre ouvertes en septembre et octobre 2012, 95,9% des obligations ont été apportées et rachetées au prix de 300 millions d'euros.

Le financement de projet de 234 millions de livres sterling à échéance juillet 2014 permettant de financer la centrale charbon de Rugeley Power Limited a été remboursé par anticipation en décembre 2012 (288 millions d'euros) et refinancé en interne.

Enfin, le 1^{er} octobre 2012, la banque brésilienne de développement BNDES a confirmé l'octroi d'un prêt supplémentaire de 2 300 millions de reais (900 millions d'euros) au projet de centrale hydroélectrique de Jirau, au Brésil (entité projet consolidée par intégration proportionnelle avec un pourcentage d'intégration de 60%). Ce prêt permet de porter à 9 500 millions de reais (3 600 millions d'euros) la dette totale disponible dans le cadre de ce projet.

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. 2012				31 déc. 2011			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Titres disponibles à la vente	3 398	1 309	-	2 089	3 299	1 243	-	2 057
Prêts et créances au coût amorti rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	416	-	416	-	290	-	290	-
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	416	-	416	-	290	-	290	-
Instruments financiers dérivés	7 387	108	7 192	88	8 223	200	7 926	97
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 464	-	1 464	-	1 502	-	1 502	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 282	101	2 105	77	3 622	180	3 359	83
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	2 610	7	2 592	11	2 263	20	2 229	14
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 030	-	1 030	-	836	-	836	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appel de marge)	255	125	129	-	2 572	2 371	200	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	255	125	129	-	2 527	2 371	156	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	-	-	-	45	-	45	-
TOTAL	11 456	1 542	7 738	2 177	14 384	3 814	8 417	2 153

La définition de ces trois 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 2012, la variation des titres disponibles à la vente de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros

Titres disponibles à la vente

Au 31 décembre 2011	2 057
Acquisitions	73
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 enregistrée en capitaux propres	187
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(100)
Variations de périmètre, change et divers	(72)
Au 31 décembre 2012	2 089
Gains et pertes enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	(3)

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. 2012				31 déc. 2011			
	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	11 027	-	11 027	-	9 458	-	9 458	-
Instruments financiers dérivés	6 844	67	6 600	176	8 495	89	8 049	357
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	279	-	279	-	407	-	407	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 271	48	2 115	108	3 291	81	2 917	293
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	2 412	19	2 385	8	2 402	9	2 389	4
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 881	-	1 821	60	2 396	-	2 335	60
TOTAL	17 870	67	17 627	176	17 953	89	17 507	357

Dettes financières

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur 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.

Instruments financiers dérivés

Voir précisions sur les classements des instruments financiers dérivés présentés dans la Note 15.4.1 «Actifs financiers».

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 II «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, 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'énergie, 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 2012 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure notamment où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ ⁽¹⁾

		31 déc. 2012		31 déc. 2011	
En millions d'euros	Variations de prix	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	200	(6)	(159)	123
Gaz naturel	+3 €/MWh	13	(186)	267	(77)
Electricité	+5 €/MWh	(333)	45	(394)	17
Charbon	+10 \$US/ton	60	69	9	48
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	169	(4)	33	(2)
EUR/USD	+10%	(315)	(13)	(1)	(209)
EUR/GBP	+10%	80	22	(33)	(3)
GBP/USD	+10%	21	-	39	-

(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. Les missions de cette société contrôlée 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 258 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre 227 millions d'euros en 2011).

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. 2012	2012 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2012 ⁽²⁾	Minimum 2012 ⁽²⁾	2011 moyenne ⁽¹⁾
Activités de <i>trading</i>	2	4	8	2	4

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2012.

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 2012 et 2011 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2012				31 déc. 2011			
	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>	737	1 545	(724)	(1 548)	969	2 653	(994)	(2 297)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	273	614	(256)	(551)	349	1 227	(208)	(710)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	464	931	(467)	(996)	620	1 426	(786)	(1 587)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>trading</i>	-	2 610	-	(2 412)	-	2 263	-	(2 402)
TOTAL	737	4 155	(724)	(3 960)	969	4 916	(994)	(4 699)

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. 2012				31 déc. 2011			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	33	157	(30)	(144)	101	268	(41)	(248)
Electricité	165	266	(129)	(217)	93	258	(85)	(220)
Charbon	6	17	(42)	(75)	18	22	(27)	(33)
Pétrole	20	158	(19)	(76)	52	546	(26)	(179)
Autres	49	16	(36)	(39)	85	133	(29)	(30)
TOTAL	273	614	(256)	(551)	349	1 227	(208)	(710)

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

MONTANTS NOTIONNELS (NETS) *

En GWh	Total au 31 déc. 2012	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel, électricité et charbon	19 479	(9 368)	16 919	10 961	456	248	263
Produits pétroliers	64 935	50 558	14 007	743	(373)	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	84 414	41 190	30 926	11 704	83	248	263

* Position acheteuse/(position vendeuse).

MONTANTS NOTIONNELS (NETS) *

En milliers de tonnes	Total au 31 déc. 2012	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Droits d'émission de gaz à effet de serre	24	19	5	-	-	-	-
TOTAL	24	19	5	-	-	-	-

* Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2012, une perte de 127 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre un gain de 430 millions d'euros en 2011). Un gain de 393 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2012 (contre un gain de 71 millions d'euros en 2011).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2012, une perte de 29 millions d'euros a été enregistrée (contre un gain de 20 millions d'euros en 2011).

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 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition et (iii) risque translationnel lié à la consolidation, en euro, des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro. Ce risque est concentré sur les participations au Brésil, Thaïlande, Norvège, Royaume-Uni, Australie, Etats-Unis et sur les actifs considérés en base «dollarisée».

16.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES DETTES FINANCIERES

	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	63%	66%	61%	60%
USD	12%	14%	12%	16%
GBP	8%	3%	8%	4%
Autres devises	17%	17%	19%	20%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	62%	65%	53%	52%
USD	13%	16%	14%	21%
GBP	8%	3%	9%	2%
Autres devises	17%	16%	24%	25%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

16.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité a été établie sur 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 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 couverture 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 30 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couverture d'investissement net, une variation uniforme défavorable

de 10% des devises contre euro a un impact en capitaux propres de 629 millions d'euros. 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 2012, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars US et livres sterling.

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 FINANCIERES

	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	38%	39%	42%	41%
Taux fixe	62%	61%	58%	59%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	21%	22%	15%	12%
Taux fixe	79%	78%	85%	88%
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 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 un impact sur la charge nette d'intérêt de 96 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 6 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au faible niveau des taux court terme (inférieurs à 1%) applicables à un certain nombre d'actifs et passifs financiers.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) appliquée aux dérivés non qualifiés de couverture, générerait un gain de 193 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 351 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 (identique pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain de 312 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 356 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 présentées ci-après :

DERIVES DE CHANGE

En millions d'euros	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	64	1 953	404	2 221
Couverture de flux de trésorerie	(36)	4 101	155	6 089
Couverture d'investissement net	65	6 288	(130)	6 918
Dérivés non qualifiés de couverture	(38)	13 881	(21)	11 196
TOTAL	55	26 222	408	26 424

DERIVES DE TAUX

En millions d'euros	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	804	6 546	563	8 490
Couverture de flux de trésorerie	(460)	4 568	(694)	7 261
Dérivés non qualifiés de couverture	(66)	28 239	(636)	20 782
TOTAL	279	39 353	(766)	36 532

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 variables.

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 2012, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 12 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 DECEMBRE 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 DECEMBRE 2011

En millions d'euros	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(539)	(30)	(156)	(108)	(76)	(52)	(117)

Au 31 décembre 2012, une perte de 340 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Un gain de 4 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2012.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie est non significative.

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement net représente une perte de 10 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 dédié, 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 Energie (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 DEBITEURS

En millions d'euros	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-6 mois	6-12 mois	au-delà d'1 an	Total	Total	Total	
Au 31 décembre 2012	1 273	373	335	1 981	1 452	22 646	26 079
Au 31 décembre 2011	1 324	285	512	2 121	1 464	20 547	24 132

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 terme 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. 2012		31 déc. 2011	
	Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Total
Exposition brute ⁽¹⁾	4 617	4 893	5 079	5 885
Exposition nette ⁽³⁾	1 418	1 575	2 428	2 620
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	90,0%		92,7%	

(1) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(2) 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 actuellement en cours de déploiement dans le Groupe et portant sur les principales contreparties.

(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

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 :

PRETS ET CREANCES AU COUT AMORTI (HORS CREANCES CLIENTS ET AUTRES DEBITEURS)

En millions d'euros	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà d'1 an	Total	Total	Total	
Au 31 décembre 2012	10	11	98	119	408	4 982	5 509
Au 31 décembre 2011	6	10	24	40	412	4 891	5 343

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 - 385 millions d'euros, - 2 millions d'euros et 49 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre - 380 millions d'euros, - 2 millions d'euros et 163 millions d'euros au 31 décembre 2011). 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.

Au 31 décembre 2012, le total des encours exposés au risque crédit est de 12 046 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2012				31 déc. 2011			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition ⁽³⁾	12 046	91%	8%	1%	19 755	94%	5%	1%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's.

(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

(3) Après prise en compte des contrats de collatéralisation.

Par ailleurs au 31 décembre 2012, aucune contrepartie ne représentait plus de 20% des placements des excédents.

16.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en terme d'investissements et désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long 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 a conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2012, 95% de la trésorerie centralisée étaient investis 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, en Belgique et aux Etats-Unis.

Au 31 décembre 2012, les ressources bancaires représentent 31% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 31 407 millions d'euros de dettes obligataires, soit 59% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 10% de la dette brute et s'élèvent à 5 378 millions d'euros au 31 décembre 2012. 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, des actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat, nets des découverts bancaires et comptes courants passifs de trésorerie, s'élève à 10 312 millions d'euros au 31 décembre 2012 dont 72% 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 17 470 millions d'euros au 31 décembre 2012, dont 15 568 millions d'euros de lignes disponibles et non tirées. 78% des lignes de crédit totales et 73% 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.

16.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2012, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti et effets des instruments financiers dérivés par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DECEMBRE 2012

En millions d'euros	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	31 407	1 099	2 868	2 128	2 619	3 275	19 419
Billets de trésorerie	5 378	5 378	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	1 902	319	119	130	673	11	650
Emprunts sur location-financement	1 360	447	153	130	123	127	380
Autres emprunts bancaires	12 161	1 565	1 718	1 016	958	1 383	5 520
Autres emprunts	1 125	143	97	83	49	171	581
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	1 326	1 326	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIERES	54 658	10 277	4 955	3 487	4 422	4 967	26 550
Actifs liés au financement	(295)	(237)	-	-	-	(1)	(58)
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(255)	(255)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(11 383)	(11 383)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COUT AMORTI EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES ET CASH COLLATERAL	42 725	(1 598)	4 955	3 487	4 422	4 966	26 492

AU 31 DECEMBRE 2011

En millions d'euros	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIERES	54 568	12 163	3 362	5 890	4 104	3 105	25 943
Actifs liés au financement, Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat et Trésorerie et équivalents de trésorerie	(17 578)	(17 267)	(193)	(11)	(32)	(11)	(63)
ENDETTEMENT NET HORS COUT AMORTI ET EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES ET CASH COLLATERAL	36 990	(5 104)	3 168	5 879	4 072	3 094	25 880

Au 31 décembre 2012, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DECEMBRE 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 DECEMBRE 2011

En millions d'euros	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	20 882	2 277	1 959	1 827	1 628	1 476	11 716

Au 31 décembre 2012, 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 DECEMBRE 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 DECEMBRE 2011

<i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(795)	203	254	(801)	47	(58)	(440)

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessus correspondent à des positions nettes.

Les facilités de crédit confirmées non utilisées ont les échéances suivantes :

AU 31 DECEMBRE 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

AU 31 DECEMBRE 2011

<i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	15 149	1 199	1 060	2 452	4 470	5 689	279

Parmi ces programmes disponibles, 5 378 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2012, aucune contrepartie ne représentait plus de 7% 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 LIQUIDITE

<i>En millions d'euros</i>	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(2 284)	(1 551)	(515)	(142)	(29)	(13)	(35)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(2 411)	(2 411)					
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	2 308	1 557	510	171	2	41	27
<i>afférents aux activités de trading</i>	2 609	2 609					
TOTAL AU 31 DECEMBRE 2012	222	204	(5)	29	(27)	28	(8)

RISQUE DE LIQUIDITE

En millions d'euros	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	(3 357)	(2 334)	(524)	(216)	(98)	(92)	(93)
afférents aux activités de trading	(2 390)	(2 390)					
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	3 658	2 668	671	189	55	33	43
afférents aux activités de trading	2 255	2 255					
TOTAL AU 31 DECEMBRE 2011	166	199	146	(27)	(43)	(59)	(50)

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, Energie Europe et Energy International (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2012	2013	2014-2017	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2011
Achats fermes	(8 980)	(906)	(2 964)	(5 110)	(10 005)
Ventes fermes	1 993	451	640	903	2 099

16.3.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2012, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 398 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 131 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 DECEMBRE 2010	2 250 295 757	(25 854 164)	2 224 441 593	2 250	29 683	(665)
Emission	2 340 451		2 340 451	2	33	
Achats et ventes d'actions propres		(13 029 330)	(13 029 330)			(264)
AU 31 DECEMBRE 2011	2 252 636 208	(38 883 494)	2 213 752 714	2 253	29 716	(930)
Emission	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 DECEMBRE 2012	2 412 824 089	(55 533 833)	2 357 290 256	2 413	32 207	(1 206)

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2012 résultent :

- ▶ des levées d'options de souscription d'actions à hauteur de 4,6 millions d'actions (cf. Note 24.1 «Plans de stock-options») ;
- ▶ des acquisitions nettes d'actions réalisées à hauteur de 16,7 millions d'actions dans le cadre du programme de rachat d'actions du Groupe (cf. Note 17.3 «Actions propres»), au titre de la mise en œuvre de plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions ;
- ▶ du versement en actions d'une partie du solde du dividende au titre de l'exercice 2011. Le solde du dividende (soit 0,67 euro par action sur le dividende total de 1,50 euro par action) a été versé le 24 mai 2012 à hauteur de 340 millions d'euros en numéraire et 1 134 millions d'euros en actions, entraînant l'émission de 69 002 807 actions nouvelles (cf. Note 17.5 «Dividendes») ;
- ▶ du versement en actions d'une partie de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2012. Le Conseil d'Administration du 19 septembre 2012 a décidé le paiement d'un acompte sur dividende de 0,83 euro par action au titre de l'exercice 2012, avec possibilité pour les actionnaires de recevoir cet acompte sous forme d'actions. Cet acompte a été payé le 25 octobre 2012 à hauteur de 427 millions d'euros en numéraire et 1 460 millions d'euros en actions, entraînant l'émission de 86 580 374 actions nouvelles (cf. Note 17.5 «Dividendes»).

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2011 résultaient :

- ▶ des levées d'options de souscriptions d'actions à hauteur de 2,3 millions d'actions ;
- ▶ des acquisitions nettes d'actions réalisées dans le cadre du programme de rachat d'actions du Groupe, dont 6,7 millions d'actions au titre du contrat de liquidité et 6,3 millions d'actions au titre de la mise en œuvre de plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions.

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 souscriptions d'actions en vigueur au 31 décembre 2012 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 15,8 millions au 31 décembre 2012.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance 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 2012. 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 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 40 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2012, le Groupe détient 55,5 millions d'actions propres dont 48,6 millions en couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux et 6,9 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.

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 58 543 millions d'euros au 31 décembre 2012, 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 - 2 015 millions d'euros au 31 décembre 2012 (- 1 423 millions d'euros au 31 décembre 2011) ainsi que les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels soit 651 millions d'euros au 31 décembre 2012 (449 millions d'euros au 31 décembre 2011).

Les primes et réserves distribuables de la société GDF SUEZ SA s'élèvent à 43 623 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre 43 602 millions d'euros au 31 décembre 2011).

17.5 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par GDF SUEZ SA au cours des exercices 2011 et 2012.

	Montant réparti (en millions d'euros)	Dividende net par action (en euros)
Au titre de l'exercice 2011		
Acompte (payé le 15 novembre 2011)	1 838	0,83
Solde du dividende au titre de 2011 (payé au choix en numéraire ou en actions le 24 mai 2012)	1 474	0,67
<i>versé en numéraire</i>	340	
<i>versé en actions</i>	1 134	
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	

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2012

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2012 de verser un dividende unitaire de 1,50 euro par action soit un montant total de 3 466 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2012. Un acompte de 0,83 euro par action sur ce dividende a déjà été versé le 25 octobre 2012 soit 1 887 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, ce dividende, net de l'acompte versé, sera mis en paiement le 30 avril 2013, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2012, les états financiers à fin 2012 étant présentés avant affectation.

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la loi de Finances 2012, à régler au titre de cette proposition de dividende pour l'exercice 2012 s'élèverait à 60 millions d'euros, en considérant que le solde du dividende sera réglé en numéraire. A l'instar du dividende soumis à l'approbation de l'Assemblée Générale, aucun passif n'est comptabilisé au titre de cette contribution dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012.

17.6 Total gains et pertes reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Actifs financiers disponibles à la vente	460	185
Couverture d'investissement net	(82)	(27)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(690)	(283)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	215	677
Impôts différés sur éléments ci-dessus	143	(153)
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, net d'impôt	(288)	(159)
Ecart de conversion	235	447
TOTAL ELEMENTS RECYCLABLES	(6)	687
Pertes et gains actuariels	(1 983)	(1 393)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	648	447
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, net d'impôt	(29)	(29)
TOTAL ELEMENTS NON RECYCLABLES	(1 363)	(974)
TOTAL	(1 370)	(287)

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 Participations ne donnant pas le contrôle

En 2012, le Groupe a 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'élève à 5 841 millions d'euros. Cette opération est décrite dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

Principales opérations 2011 ayant une incidence sur la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle :

- ▶ en 2011, le Groupe a pris le contrôle du Groupe International Power à hauteur de 69,78%. Les «Participations ne donnant pas le contrôle» résultant de cette opération à la date d'acquisition s'élevaient à 6 303 millions d'euros ;
- ▶ par ailleurs, China Investment Corporation («CIC») a pris une participation minoritaire de 30% dans les activités exploration-production du Groupe («GDF SUEZ E&P»). Cette opération s'est traduite par la comptabilisation de 1 341 millions d'euros en «Participations ne donnant pas le contrôle» à la date de cession ;
- ▶ enfin, le consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructure et de la Caisse des Dépôts a pris une participation minoritaire de 25% dans la société GRTgaz. La «Participation ne donnant pas le contrôle» au consortium à la date d'opération s'élevait à 923 millions d'euros.

17.8 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. A 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 locations simples.

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. 2011	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Ecarts de change	Autres	31 déc. 2012
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	5 209	249	(580)	(19)	1	184	(8)	711	5 746
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	4 218	116	(48)	-	-	210	-	-	4 496
Démantèlement des installations ⁽¹⁾	2 941	10	(5)	(31)	(9)	146	9	27	3 088
Reconstitution de sites	1 536	33	(87)	(4)	6	46	20	180	1 730
Litiges, réclamations et risques fiscaux	763	367	(163)	(62)	1	6	(16)	31	927
Autres risques	1 516	719	(531)	(44)	(12)	17	10	37	1 711
TOTAL PROVISIONS	16 183	1 494	(1 414)	(160)	(13)	609	14	985	17 698

(1) Dont 2 681 millions d'euros au 31 décembre 2012 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 2 532 millions d'euros au 31 décembre 2011.

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 2012 sur les avantages postérieurs à l'emploi, qui sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», et de l'augmentation des provisions 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. 2012 Dotations nettes
Résultat des activités opérationnelles	(221)
Autres produits et charges financiers	609
Impôts	141
TOTAL	529

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, attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

Un dossier de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires a été transmis le 22 septembre 2010 par Synatom à la Commission des provisions nucléaires. Les éléments de base que sont notamment la méthodologie d'estimation, les paramètres financiers et les *scénarii* de gestion retenus sont demeurés inchangés par rapport au dossier précédent. Les modifications prises en compte ont visé à intégrer les données économiques et les analyses techniques détaillées les plus récentes (tarifs, inventaires physiques et radiologiques,...).

Dans le cadre de son analyse du dossier de 2010, la Commission des provisions nucléaires a demandé de soumettre, dans l'année 2011, deux études complémentaires que le Groupe a transmises le 22 novembre 2011. La Commission des provisions nucléaires a finalisé l'analyse de ces études dans le courant de 2012 et a proposé de maintenir les provisions inchangées par rapport à son avis de 2010. De façon similaire à l'exercice précédent, l'évolution des provisions en 2012 est donc essentiellement liée aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) et les dotations pour le combustible utilisé au cours de l'année.

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une législation complémentaire devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions complémentaires dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

Les provisions ont été établies au 31 décembre 2012 compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 40 ans, inchangé par rapport à la clôture de l'exercice précédent.

Un accord a été conclu fin 2009 avec le gouvernement belge qui prévoit, notamment, que ce dernier prendra les dispositions juridiques appropriées afin d'assurer l'extension de la durée d'exploitation, de 40 à 50 ans, de trois unités nucléaires.

Le nouveau gouvernement belge, constitué fin 2011, a cependant «confirmé», dans sa déclaration gouvernementale ainsi que dans sa note de politique générale soumise à la Chambre des Représentants de Belgique le 5 janvier 2012, sa volonté de ne pas revoir la législation en vigueur afin de permettre une extension de 10 ans de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 (passant de 40 à 50 ans).

Dans le prolongement de l'accord de gouvernement du 1^{er} décembre 2011, le Secrétaire d'Etat à l'énergie a présenté le 27 juin 2012 son plan pour la sécurité d'approvisionnement en électricité. Suite à ses réunions des 4 et 20 juillet 2012, le Conseil des Ministres a notamment annoncé sa décision de prolonger de dix ans la durée d'exploitation de Tihange 1 et de mettre cette capacité à disposition du marché. Le Conseil des Ministres a également annoncé sa décision d'inscrire dans la loi le calendrier définitif de sortie du nucléaire. Cependant, depuis ces communications, aucune mesure officielle n'a été prise par le gouvernement ou le législateur.

Une extension de la durée d'exploitation d'une ou de plusieurs des trois unités nucléaires concernées par l'accord de 2009 avec le gouvernement précédent ne devrait pas avoir d'impact significatif sur le montant des provisions pour le démantèlement. Le report du calendrier des opérations sur ces unités induit une articulation moins optimale des tâches par rapport au démantèlement de l'ensemble des unités du parc, dont l'effet est toutefois compensé par un échéancier plus tardif des décaissements. La contrepartie d'une révision de ces provisions consiste, sous certaines conditions, en un ajustement des actifs correspondants à due concurrence.

La provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ne devrait pas non plus faire l'objet d'un ajustement significatif suite à l'extension de la durée d'exploitation d'une ou de plusieurs des trois plus anciennes unités dans la mesure où le coût unitaire moyen de retraitement du combustible nucléaire irradié, pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales, n'en ressort pas substantiellement modifié.

18.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur, le combustible nucléaire irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux *scénarii* peuvent être considérés pour la gestion du combustible irradié : soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement, soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires est celui du retraitement du combustible nucléaire irradié. Dans ce contexte, le Groupe constitue des provisions qui couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario de retraitement : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, entreposage et évacuation des résidus après retraitement.

Les provisions pour aval du cycle sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le scénario de calcul retenu est un scénario de retraitement, dont les opérations devraient débuter en 2016, dans lequel le combustible déchargé sera retraité et les produits issus de ce retraitement seront évacués, à terme, en dépôt géologique profond. L'hypothèse retenue est la fabrication, à partir du plutonium issu du retraitement, d'assemblages de combustible MOX, utilisés dans les centrales nucléaires belges jusqu'à la fin de leur exploitation et cédés à des tiers pour la période ultérieure ;
- les décaissements devraient s'étaler jusqu'en 2060. A ce moment, les résidus et la provision requise pour couvrir le coût des opérations d'entreposage et d'évacuation profonde seront transférés à l'ONDRAF (Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles enrichies). Sur base du scénario retenu, les derniers résidus seraient enfouis vers 2080 ;
- l'engagement à terme est évalué sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués sur base d'offres reçues de tiers ou de propositions de tarifs émanant d'organismes indépendants ;
- le taux d'actualisation de 5% (taux réel de 3% et taux d'inflation de 2%) 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 base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquats à ce jour, et approuvés par la Commission des provisions nucléaires.

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% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- ▶ un taux d'actualisation de 5% (y compris 2% 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 ;
- ▶ les travaux de démantèlement sont réputés débiter 3 à 4 ans après la mise à l'arrêt définitif des unités concernées, dans le cadre actuel d'une durée d'utilité de 40 ans après la mise en service ;
- ▶ les décaissements sont étalés sur une durée d'environ 9 à 13 ans après la date de début des travaux de démantèlement ;
- ▶ la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur une période de 40 ans 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 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 50 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 10%, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Une variation, à la hausse ou à la baisse, de 5% des coûts de démantèlement ou de gestion de l'aval du cycle du combustible serait susceptible d'induire une évolution des provisions dans une proportion globalement similaire.

A 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

A 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'Energie, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

18.4 Reconstitution de sites

18.4.1 Activité Déchets

La Directive européenne de juin 1998 sur les centres de stockage de déchets a instauré des obligations en termes de fermeture et de suivi long terme de ces centres. Ces obligations imposées au titulaire de l'arrêté d'exploitation (ou à défaut au propriétaire du terrain en cas de défaillance de l'exploitant) fixent des règles et conditions à observer en matière de conception et de dimensionnement des centres de stockage, de collecte et traitement des effluents liquides (lixiviats) et gazeux (biogaz) et instaurent un suivi trentenaire de ces sites.

Ces provisions de deux natures (réaménagement et suivi long terme) sont calculées site par site et sont constituées pendant la durée d'exploitation du site au prorata de la consommation du vide de fouille (rattachement des charges et des produits). Ces coûts qui devront être engagés lors de la fermeture du site ou pendant la période de suivi long terme (30 ans au sein de l'Union européenne après la fermeture du site) font l'objet d'une actualisation. Un actif est constaté en contrepartie de la provision. Il est amorti au rythme de la consommation du vide de fouille ou du besoin de couverture, c'est-à-dire dans l'exercice.

Le calcul de la provision pour réaménagement (lors de la fermeture du centre de stockage) dépend du type de couverture choisie : semi-perméable, semi-perméable avec drain, ou imperméable. Ce choix a une forte incidence sur le niveau de production future de lixiviat et par conséquent sur les coûts futurs de traitement de ces effluents. Le calcul de cette provision nécessite une évaluation du coût de réaménagement de la surface restant à couvrir. La provision comptabilisée dans l'état de situation financière en fin de période doit permettre le réaménagement de la partie non encore traitée (différence entre le taux de remplissage et le pourcentage de la surface du site déjà réaménagée). Chaque année, la provision est réévaluée sur la base des travaux réalisés et de ceux à réaliser.

Le calcul de la provision pour suivi long terme dépend d'une part des coûts liés à la production de lixiviat et de biogaz, et d'autre part de la valorisation du biogaz. Cette valorisation du biogaz est une source de revenu et vient en réduction des dépenses de suivi long terme. Les principaux postes de dépenses de suivi long terme sont :

- ▶ la construction d'infrastructures (unité de valorisation de biogaz, installation de traitement des lixiviats) et les travaux de démolition des installations utilisées pendant la période d'exploitation ;
- ▶ l'entretien et la réparation de la couverture et des infrastructures (collecte des eaux de surface) ;
- ▶ le contrôle et le suivi des eaux de surface, des eaux souterraines et des lixiviats ;
- ▶ le remplacement et la réparation des points de contrôle (piézomètres) ;
- ▶ les coûts de traitement des lixiviats ;
- ▶ les dépenses liées à la collecte et au traitement du biogaz (mais en tenant compte des revenus générés par sa valorisation).

La provision pour suivi long terme devant figurer dans l'état de situation financière de fin de période est fonction du taux de remplissage du centre de stockage à la clôture de la période, des dépenses totales estimées par année et par poste (sur la base de coûts standards ou spécifiques), de la date prévisionnelle de fermeture du site et du taux d'actualisation utilisé pour chaque site (selon sa durée de vie résiduelle).

18.4.2 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 POSTERIEURS A L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES 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, 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 principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont GDF SUEZ SA, GrDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, GDF SUEZ Thermique France, CPCU, TIRU, GEG, 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. 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 terme de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestation définie, 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.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2012, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,8 milliards d'euros contre 2,3 milliards d'euros au 31 décembre 2011.

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 Belgium.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 12% du total des engagements de retraite et autres au 31 décembre 2012.

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 2012.

La charge comptabilisée en 2012 au titre de ces régimes à cotisation définies s'élève à 18 millions d'euros contre 16 millions d'euros en 2011.

19.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs. 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 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. Le Groupe GDF SUEZ comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2012 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 87 millions d'euros contre 78 millions d'euros en 2011.

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 plan à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France et Belgique concernent :

- ▶ les Etats-Unis : le régime à prestations définies de United Water couvre le personnel du secteur régulé. Toutes les filiales américaines proposent un plan de type 401(k), plan à cotisations définies, à leur personnel ;

- ▶ le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies sont fermés 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 retraites 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 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous 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 services 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 soultte 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.

19.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

19.2.1.3 Rentes accidents du travail et maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

19.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz

ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. Ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements, à l'exception de «l'allocation transitoire», qui est assimilable à une prime de fin de carrière, (égale à 3 mois de pension légale), qui a fait l'objet d'une externalisation en assurance de groupe.

19.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

19.3 Plans à prestations définies

19.3.1 Montants présentés dans l'état de situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut), la juste valeur des actifs de couverture, et le coût éventuel des services antérieurs non comptabilisés. 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 DECEMBRE 2010	(4 362)	122	142
Différence de change	(7)	-	-
Effet de périmètre et autres	(86)	(116)	-
Pertes et gains actuariels	(752)	-	(17)
Charge de l'exercice	(525)	2	6
Plafonnement d'actifs		-	-
Cotisations/prestations payées	523	6	(4)
AU 31 DECEMBRE 2011	(5 209)	13	128
Différence de change	8	-	-
Effet de périmètre et autres	(25)	7	-
Pertes et gains actuariels	(691)	(2)	15
Charge de l'exercice	(528)	1	7
Plafonnement d'actifs	1	(4)	-
Cotisations/prestations payées	698	4	9
AU 31 DECEMBRE 2012	(5 745)	18	159

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de situation financière au sein des lignes «Autres actifs» non courants et courants.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève à 527 millions d'euros en 2012 (523 millions d'euros en 2011). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux

régimes à prestations définis sont présentées dans la Note 19.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 2 318 millions d'euros au 31 décembre 2012, contre 1 615 millions d'euros au 31 décembre 2011.

En millions d'euros

	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Solde d'ouverture	1 615	892
Pertes et (gains) actuariels générés sur l'exercice	703	723
SOLDE DE CLOTURE	2 318	1 615

Le solde de clôture des écarts actuariels présentés ci-avant comprend les écarts de conversion ainsi que les écarts actuariels comptabilisés dans les sociétés mises en équivalence, pour 46 millions d'euros de pertes actuarielles en 2012 et 39 millions d'euros de pertes actuarielles en 2011. 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 une perte actuarielle de 693 millions d'euros en 2012 et une perte actuarielle de 752 millions d'euros en 2011.

19.3.2 Evolution des engagements et des actifs de couvertures

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. 2012				31 déc. 2011			
	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dettes actuarielles début de période	(6 942)	(2 418)	(524)	(9 884)	(6 130)	(2 037)	(508)	(8 675)
Coût normal	(269)	(38)	(42)	(349)	(249)	(59)	(51)	(359)
Intérêt sur la dette actuarielle	(307)	(97)	(21)	(425)	(318)	(96)	(23)	(437)
Cotisations versées	(15)	-	-	(15)	(16)	-	-	(16)
Modification de régime	(7)	-	-	(7)	3	(1)	-	2
Acquisitions/cessions de filiales	(9)	(8)	2	(16)	(349)	(43)	(2)	(394)
Réductions/cessations de régimes	4	8	15	26	19	1	1	21
Événements exceptionnels	(4)	(1)	-	(5)	(3)	(3)	-	(6)
Pertes et gains actuariels	(797)	(230)	(5)	(1 033)	(287)	(299)	3	(584)
Prestations payées	392	99	48	539	390	122	56	569
Autres (écarts de conversion)	68	-	(11)	57	(2)	(4)	1	(5)
Dettes actuarielles fin de période	A (7 887)	(2 688)	(537)	(11 112)	(6 942)	(2 418)	(524)	(9 884)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	4 648	44	-	4 691	4 399	47	-	4 447
Rendement attendu des actifs de couverture	234	3	-	238	243	3	-	247
Pertes et gains actuariels	332	2	-	334	(157)	(9)	-	(166)
Cotisations perçues	531	23	-	554	318	24	-	342
Acquisitions/cessions de filiales	(5)	3	-	(2)	191	-	-	191
Cessations de régimes	(4)	1	-	(4)	(2)	-	-	(2)
Prestations payées	(353)	(24)	-	(376)	(343)	(24)	-	(367)
Autres (écarts de conversion)	(48)	(1)	-	(49)	(3)	1	-	(2)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 5 335	51	-	5 386	4 648	44	-	4 691
C - COUVERTURE FINANCIERE	A+B (2 552)	(2 637)	(537)	(5 726)	(2 295)	(2 375)	(524)	(5 193)
Coûts des services passés non constatés	9	(6)	-	3	7	(8)	-	(1)
Plafonnement d'actifs	(3)	(1)	-	(4)	-	(1)	-	(1)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(2 546)	(2 644)	(537)	(5 727)	(2 288)	(2 384)	(524)	(5 195)
TOTAL PASSIF	(2 564)	(2 644)	(537)	(5 745)	(2 301)	(2 384)	(524)	(5 209)
TOTAL ACTIF	18	-	-	18	13	-	-	13

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuits et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

Les variations de périmètre comptabilisées en 2011 concernaient principalement l'acquisition d'International Power (165 millions d'euros).

19.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Juste valeur en début d'exercice	128	142
Rendement attendu des placements	7	6
Pertes et gains actuariels	15	(17)
Rendement réel	22	(11)
Cotisations employeurs	28	14
Cotisations employés	2	2
Prestations payées	(21)	(20)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	159	128

19.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2012 et 2011 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Coûts des services rendus de la période	349	359
Intérêts sur actualisation	425	437
Rendement attendu des actifs de couverture	(238)	(246)
Pertes et gains actuariels *	5	(2)
Coûts des services passés	3	(12)
Profits ou pertes sur réduction, cessions, liquidation de régimes	(23)	(19)
Événements exceptionnels	5	6
TOTAL	527	523
Dont comptabilisés en Résultat Opérationnel Courant	340	333
Dont comptabilisés en résultat financier	187	191

* 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, 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 en référence 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 :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Coûts des services passés non constatés	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 467)	5 157	(3)	-	(2 312)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(220)	229	-	(4)	5
Plans non financés	(3 425)	-	5	-	(3 420)
AU 31 DECEMBRE 2012	(11 112)	5 386	3	(4)	(5 727)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(6 373)	4 464	(5)	-	(1 914)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(215)	227	(0)	(1)	10
Plans non financés	(3 297)	-	5	-	(3 292)
AU 31 DECEMBRE 2011	(9 885)	4 691	(1)	(1)	(5 195)

L'allocation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Placements actions	28%	29%
Placements obligations	53%	50%
Immobilier	4%	4%
Autres (y compris placements monétaires)	16%	17%
TOTAL	100%	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	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Taux d'actualisation des engagements	3,8%	4,5%	3,3%	4,1%	3,1%	4,0%	3,6%	4,4%
Taux d'augmentation des salaires	3,0%	3,0%	N/A	N/A	2,7%	2,7%	2,9%	2,8%
Rendements attendus des actifs de couverture	4,6%	5,1%	6,5%	7,2%	N/A	N/A	4,7%	5,2%
Durée résiduelle de service	14 ans	14 ans	15 ans	15 ans	16 ans	15 ans	15 ans	14 ans

19.3.6.1 Taux d'actualisation

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.

Au 31 décembre 2012, les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire (Euro, USA, UK) 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'Etat. Au 31 décembre 2011, les taux pour la zone Euro étaient déterminés à partir des seuls indices Bloomberg.

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 12%.

19.3.6.2 Taux de rendement attendu des actifs

Pour le calcul du taux de rendement attendu des actifs, le portefeuille d'actifs est éclaté en sous-ensembles homogènes, par grandes classes d'actifs et zones géographiques, sur la base de la composition des indices de références et des volumes présents dans chacun des fonds au 31 décembre de l'exercice précédent.

A chaque sous-ensemble est appliquée une prévision de rendement pour l'exercice, fournie publiquement par un tiers ; une performance globale en valeur absolue est alors reconstituée et rapportée à la valeur du portefeuille de début d'exercice.

Les taux de rendement attendus sur les actifs sont déterminés en fonction des conditions de marché et se construisent à partir d'une prime de risque, définie par rapport au taux de rendement réputé sans risque des emprunts d'état, par grandes classes d'actifs et zones géographiques.

Le taux de rendement attendu moyen pondéré ventilé par catégorie d'actif est présenté dans le tableau suivant :

	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Placements actions	6,6%	6,7%
Placements obligations	4,3%	5,0%
Immobilier	6,4%	5,3%
Autres (y compris placements monétaires)	2,5%	3,0%
TOTAL	4,7%	5,2%

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2012 s'est élevé à environ 5% en assurance de groupe et à 10% en fonds de pension.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 11% pour 2012.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus ou moins 1% du taux de rendement attendu des actifs de couverture entraînerait une variation de leur valeur d'environ 1%.

19.3.6.3 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2%.

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	5	(4)
Effet sur les engagements de retraites	62	(47)

19.3.7 Ajustements d'expérience

La part des ajustements d'expérience dans les écarts actuariels est présentée ci-dessous :

	31 déc. 2012		31 déc. 2011		31 déc. 2010		31 déc. 2009		31 déc. 2008	
En millions d'euros	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements
Dette actuarielle fin de période	(7 887)	(3 225)	(6 942)	(2 942)	(6 130)	(2 545)	(5 502)	(2 124)	(5 634)	(2 187)
Juste valeur des actifs de couverture fin de période	5 335	51	4 648	44	4 399	47	3 934	39	3 831	40
Surplus/déficit	(2 552)	(3 174)	(2 295)	(2 899)	(1 730)	(2 498)	(1 568)	(2 085)	(1 803)	(2 147)
Ajustements d'expérience sur la dette actuarielle	(309)	(119)	(127)	(167)	236	115	(5)	(15)	(95)	12
En % du total	+4%	+4%	+2%	+6%	-4%	-5%	0%	+1%	+2%	(1%)
Ajustements d'expérience sur la juste valeur des actifs de couverture	332	2	(157)	(9)	250	7	176	2	528	12
En % du total	+6%	+5%	-3%	-20%	+5%	+15%	+4%	+6%	+14%	+29%

19.3.8 Répartition géographique des engagements nets

En 2012, la répartition géographique des principaux engagements et les hypothèses actuarielles par zone (taux moyens pondérés) sont les suivantes :

En millions d'euros	Zone Euro			Royaume-Uni			Etats-Unis			Reste du monde		
	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme
Engagements nets	(1 994)	(2 471)	(530)	(107)	-	(1)	(127)	(72)	-	(318)	(101)	(6)
Taux d'actualisation des engagements	3,3%	3,3%	3,1%	4,5%	-	4,7%	4,4%	4,5%	-	5,5%	3,6%	6,8%
Taux d'augmentation des salaires	2,7%	N/A	2,7%	3,8%	-	5,0%	3,1%	N/A	-	4,0%	N/A	3,2%
Rendements attendus des actifs de couverture	4,1%	2,9%	N/A	5,1%	-	N/A	8,4%	7,8%	-	6,7%	4,8%	N/A
Durée résiduelle de service (années)	16	16	16	19	-	14	12	13	-	8	11	6

19.3.9 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2013 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2013, des cotisations de l'ordre de 288 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 88 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 2012, le Groupe a comptabilisé une charge de 153 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (122 millions d'euros en 2011). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 20 ACTIVITE 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 2010	1 101	431	7 339	8 870
Variations de périmètre	-	(40)	(451)	(491)
Acquisitions	30	377	263	670
Cessions	-	-	-	-
Ecart de conversion	22	10	46	79
Autres	(3)	(121)	148	24
Au 31 décembre 2011	1 149	658	7 345	9 151
Variations de périmètre	-	-	-	-
Acquisitions	3	564	137	705
Cessions	-	-	(62)	(62)
Ecart de conversion	(8)	21	185	198
Autres	(79)	(117)	239	43
AU 31 DECEMBRE 2012	1 066	1 125	7 845	10 036
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULES				
Au 31 décembre 2010	(355)	-	(1 816)	(2 170)
Variations de périmètre	-	-	165	165
Cessions	-	-	-	-
Amortissements et pertes de valeur	(20)	-	(868)	(888)
Ecart de conversion	(7)	-	(19)	(26)
Autres	-	(3)	16	12
Au 31 décembre 2011	(382)	(3)	(2 522)	(2 907)
Variations de périmètre	-	-	-	-
Cessions	-	-	58	58
Amortissements et pertes de valeur	(43)	-	(1 008)	(1 051)
Ecart de conversion	2	1	(47)	(44)
Autres	44	(37)	(11)	(5)
AU 31 DECEMBRE 2012	(379)	(40)	(3 530)	(3 950)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2011	767	655	4 823	6 244
AU 31 DECEMBRE 2012	686	1 085	4 315	6 086

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2012 comprend principalement les développements réalisés au cours de l'exercice, en particulier sur le champ de Gudrun (169 millions d'euros) en Norvège.

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2011 comprenait notamment l'acquisition d'une participation complémentaire dans le champ de Njord (112 millions d'euros), ainsi que les développements réalisés au

cours de l'exercice sur le champ de Gudrun (145 millions d'euros) et sur la plateforme de Gjøa (96 millions d'euros) en Norvège.

En 2011, la ligne «Variation de périmètre» correspondait à la cession d'EFOG.

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. 2012	31 déc. 2011
Valeur à l'ouverture	400	272
Coûts d'exploration de la période pré-capitalisés	331	241
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(64)	(73)
Autres	(58)	(40)
VALEUR A LA CLOTURE	609	400

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 2012 et 2011 s'élèvent respectivement à 700 millions d'euros et 636 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 principalement les usines d'incinération de Novergie, certaines centrales électriques de GDF SUEZ Energy International et des centrales de cogénération de Cofely.

Paiements minimaux futurs, valeur actualisée :

En millions d'euros	Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2012		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2011	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	499	473	206	191
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	620	565	737	631
Au-delà de la 5 ^e année	423	322	936	564
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	1 542	1 360	1 879	1 386

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	1 360	447	533	380
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	182	53	86	43
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISES	1 542	499	620	423

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 au titre des centrales de cogénération destinées à Solvay (Electrabel - Belgique), Lanxess (Electrabel - Belgique), Bowin (Glow - Thaïlande), Saudi Aramco (Tihama - Arabie Saoudite) et au titre d'autres centrales électriques de GDF SUEZ Energy International.

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Paiements minimaux non actualisés	2 399	2 358
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	29	54
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	2 428	2 412
Produits financiers non acquis	798	816
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	1 630	1 596
dont valeur actualisée des paiements minimaux	1 608	1 561
dont valeur résiduelle non garantie actualisée	22	35

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. 2012	31 déc. 2011
Au cours de la 1 ^{re} année	183	202
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	619	788
Au-delà de la 5 ^e année	1 597	1 368
TOTAL	2 399	2 358

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 2012 et 2011 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Loyers minimaux	(1 107)	(1 047)
Loyers conditionnels	(60)	(165)
Revenus de sous-location	95	58
Charges de sous-location	(77)	(93)
Autres charges locatives	(320)	(179)
TOTAL	(1 468)	(1 425)

Les paiements minimaux futurs à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Au cours de la 1 ^{re} année	886	812
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 923	1 950
Au-delà de la 5 ^e année	1 868	1 867
TOTAL	4 678	4 629

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 2012 et 2011 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Loyers minimaux	842	889
Loyers conditionnels	111	18
TOTAL	953	906

Ces revenus locatifs sont comptabilisés en chiffre d'affaires.

Les paiements minimaux futurs à recevoir au titre de la location, en vertu de contrats de location simple non résiliables, s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Au cours de la 1 ^{re} année	895	724
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	3 056	2 475
Au-delà de la 5 ^e année	1 647	1 960
TOTAL	5 598	5 159

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»).

Comme précisé dans SIC 29 un accord de concession de services implique généralement le transfert par le concédant au concessionnaire, pour toute la durée de la concession :

- (a) du droit d'offrir des services permettant au public d'avoir accès à des prestations économiques et sociales majeures ; et
- (b) dans certains cas, du droit d'utiliser des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et/ou des actifs financiers spécifiés,

en échange de l'engagement par le concessionnaire

- (c) d'offrir des services conformément à certains termes et conditions pendant la durée de la concession ; et

- (d) s'il y a lieu, de restituer en fin de concession, les droits reçus au début de la concession et/ou acquis pendant la durée de la concession.

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.

Le Groupe gère un grand nombre de contrats de concession au sens de SIC 29 dans les domaines de la distribution d'eau potable, de l'assainissement, des déchets et de la distribution de gaz et d'électricité.

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, obligation qui dans certains contrats peut faire l'objet d'un calendrier. La durée des contrats de concession varie entre 10 et 65 ans en fonction principalement de l'importance des investissements à la charge du concessionnaire.

En contrepartie de ces obligations, GDF SUEZ dispose du droit de facturer le service rendu soit à la collectivité concédante

(activités d'incinération et BOT d'assainissement essentiellement) soit aux usagers (activités de distribution d'eau potable, de gaz et d'électricité). Ce droit se matérialise, soit par un actif incorporel, soit par une créance, soit par un actif corporel selon le modèle comptable applicable (cf. Note 1.4.7 «Concessions»).

Le modèle corporel est utilisé quand le concédant ne contrôle pas l'infrastructure comme, par exemple, les contrats de concession de distribution d'eau aux Etats-Unis qui ne prévoient pas l'obligation de retour au concédant des infrastructures qui restent en fin de contrat la propriété de GDF SUEZ ou en France, 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.

Il existe également une obligation générale de remise en bon état en fin de contrat des infrastructures du domaine concédé. Cette obligation se traduit le cas échéant (se reporter à la Note 1.4.7 «Concessions») par la constitution d'un passif de renouvellement.

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. Par exception, dans certains pays (Etats-Unis, Espagne) il existe des contrats pour lesquels le prix est fixé annuellement selon les montants des dépenses effectuées au titre du contrat qui sont alors reconnues à l'actif (cf. Note 1.4.7 «Concessions»).

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'Energie (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 FONDES 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. 2012	31 déc. 2011
Plans de stock-options	24.1	25	41
Augmentations de capital réservées aux salariés	24.2	-	3
Share Appreciation Rights *	24.2	2	5
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	24.3	84	86
Autres plans du Groupe	24.3.5	3	12
TOTAL		114	145

* Emis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

24.1 Plans de stock-options

Plans de stock-options GDF SUEZ

En 2012, comme en 2011, 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 2011 sont décrits dans les précédents Documents de Référence de SUEZ, puis de GDF SUEZ.

Plans de stock-options SUEZ Environnement Company

En 2012, le Conseil d'Administration de SUEZ Environnement Company a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan d'options d'achat d'actions.

Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs sont décrits dans les précédents Documents de Référence de SUEZ Environnement Company.

24.1.1 Historique des plans de stock-options en vigueur

PLANS GDF SUEZ

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 31/12/2011	Levées ⁽²⁾	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31/12/2012	Date d'expiration	Durée de vie restante
20/11/2002	04/05/2001	20/11/2006	15,7	2 528	1 327 819	1 617 337	1 303 646	313 691	-	19/11/2012	-
17/11/2004	27/04/2004	17/11/2008	16,8	2 229	1 302 000	5 062 400	3 301 054	1 761 346	-	16/11/2012	-
09/12/2005 ⁽¹⁾	27/04/2004	09/12/2009	22,8	2 251	1 352 000	5 691 132	-	27 098	5 664 034	08/12/2013	0,9
17/01/2007 ⁽¹⁾	27/04/2004	17/01/2011	36,6	2 173	1 218 000	5 741 657	-	36 751	5 704 906	16/01/2015	2,0
14/11/2007 ⁽¹⁾	04/05/2007	14/11/2011	41,8	2 107	804 000	4 472 214	-	37 954	4 434 260	13/11/2015	2,9
12/11/2008 ⁽¹⁾	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	6 334 254	-	214 700	6 119 554	11/11/2016	3,9
10/11/2009	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	-	5 088 999	-	81 824	5 007 175	09/11/2017	4,9

TOTAL **8 618 819** **34 007 993** **4 604 700** **2 473 364** **26 929 929**

Dont :

Plans d'options d'achat d'actions	11 423 253	-	296 524	11 126 729
Plans de souscriptions d'actions	22 584 740	4 604 700	2 176 840	15 803 200

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2012.

(2) Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.

Le cours moyen de l'action GDF SUEZ était de 18,3 euros en 2012.

PLANS SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice (en euros)	Solde à lever au 31/12/2011	Levées *	Octroyées	Annulées ou Expirées	Solde à lever au 31/12/2012	Date d'expiration	Durée de vie restante
17/12/2009	26/05/2009	17/12/2013	15,5	3 415 890	-	-	42 106	3 373 784	16/12/2017	5,0
16/12/2010	26/05/2009	16/12/2014	14,2	2 920 500	-	-	20 200	2 900 300	15/12/2018	6,0
TOTAL				6 336 390	0	0	62 306	6 274 084		

* Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.

Le cours moyen de l'action SUEZ Environnement Company était de 9,4 euros en 2012.

24.1.2 Suivi du nombre d'options GDF SUEZ

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen (en euros)
Solde au 31 décembre 2011	34 007 993	29,2
Options exercées	(4 604 700)	16,5
Options annulées	(2 473 364)	19,2
Solde au 31 décembre 2012	26 929 929	32,3

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 * (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2012	31 déc. 2011
17 janvier 2007	GDF SUEZ	12,3	-	1
14 novembre 2007	GDF SUEZ	15,0	-	14
12 novembre 2008	GDF SUEZ	9,3	13	14
10 novembre 2009	GDF SUEZ	6,0	8	8
17 décembre 2009	SUEZ Environnement Company	3,3	3	3
16 décembre 2010	SUEZ Environnement Company	2,9	2	2
TOTAL			25	41

* 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 2012. Les seuls impacts sur le résultat 2012 liés aux dispositifs d'augmentation de capital réservée aux salariés proviennent des SAR, au titre desquels une charge de 2 millions d'euros a été comptabilisée (y compris couverture par des warrants).

24.3 Actions gratuites et actions de performance

24.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2012

Plan d'actions gratuites GDF SUEZ du 30 octobre 2012

Le Conseil d'Administration du 30 octobre 2012 a décidé de mettre en place un nouveau Plan d'Attribution Gratuite d'Actions (PAGA) au bénéfice des salariés du Groupe au titre de l'année 2012. Ce plan prévoit l'attribution gratuite d'environ 6 millions d'actions GDF SUEZ aux salariés du Groupe, sous conditions suivantes :

- ▶ une période d'acquisition des droits de trois ans (France, Italie, Espagne) ou quatre ans (tous les autres pays) ;
- ▶ une condition de présence (à l'exception des cas de retraite, décès, invalidité) au sein du Groupe le 30 juin 2015 (France, Italie, Espagne) ou au 30 juin 2016 (tous les autres pays) ;

- ▶ une période de durée de conservation obligatoire des actions de deux ans à compter de la date d'acquisition définitive (du 23 juin 2015) pour les salariés de France, Italie et Espagne.

Plan d'actions de performance GDF SUEZ du 5 décembre 2012

Le Conseil d'Administration du 5 décembre 2012 a approuvé l'attribution de 3,6 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 2016, 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 2017, 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 2012 et février 2016 ;
- ▶ 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 par Groupe des exercices 2014 et 2015.

Plan d'actions gratuites / de performance émis par SUEZ Environnement Company

Les dispositifs relatifs aux différents plans attribués en 2012 sont décrits dans le Document de Référence de SUEZ Environnement Company.

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 en 2012.

<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
29 février 2012	14 mars 2014	14 mars 2016	19,5 €	1,2 €	8,0%	1,8 €	non	15,5 €
29 février 2012	14 mars 2015	14 mars 2017	19,5 €	1,2 €	8,0%	1,5 €	non	14,8 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 29 février 2012								15,1 €
30 octobre 2012	1 ^{er} novembre 2015	1 ^{er} novembre 2017	17,7 €	1,5 €	8,4%	1,5 €	non	11,7 €
30 octobre 2012	1 ^{er} novembre 2016	1 ^{er} novembre 2016	17,7 €	1,5 €	8,4%	-	non	11,8 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 30 octobre 2012								11,7 €
5 décembre 2012	14 mars 2016	14 mars 2018	17,2 €	1,5 €	8,4%	1,0 €	oui	7,2 €
5 décembre 2012	14 mars 2016	14 mars 2018	17,2 €	1,5 €	8,4%	1,3 €	oui	9,2 €
5 décembre 2012	14 mars 2017	14 mars 2017	17,2 €	1,5 €	8,4%	-	oui	6,7 €
5 décembre 2012	14 mars 2017	14 mars 2017	17,2 €	1,5 €	8,4%	-	oui	9,0 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 5 décembre 2012								8,1 €

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 2012 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 2012 et impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante :

			Charge de la période (en millions d'euros)	
Date d'attribution	Volume attribué ⁽¹⁾	Juste valeur unitaire ⁽²⁾ (en euros)	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Plans en titres GDF SUEZ				
<i>Plans d'actions gratuites</i>				
Plan SUEZ juillet 2007	2 175 000	37,8	-	5
Plan d'abondement Spring août 2007	193 686	32,1	1	1
Plan SUEZ juin 2008	2 372 941	39,0	3	6
Plan GDF SUEZ juillet 2009	3 297 014	19,7	5	15
Plan d'abondement Link août 2010	207 947	19,4	1	1
Plan GDF SUEZ juin 2011	4 173 448	20,0	31	16
Plan GDF SUEZ octobre 2012	6 100 000	11,7	3	-
<i>Plans d'actions de performance</i>				
Plan GDF SUEZ novembre 2008	1 812 548	28,5	1	(1)
Plan GDF SUEZ novembre 2009	1 693 840	24,8	4	12
Plan Comex janvier 2010	348 660	18,5	1	3
Plan Uni-T mars 2010	51 112	21,5	-	-
Plan GDF SUEZ janvier 2011	3 426 186	18,1	18	17
Plan Uni-T mars 2011	57 337	23,3	1	-
Plan GDF SUEZ décembre 2011	2 996 920	11,3	10	1
Plan GDF SUEZ Trading février 2012	70 778	15,1	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2012	3 556 095	8,1	1	-
Plans en titres SUEZ Environnement				
Plan SUEZ Environnement juillet 2009	2 040 810	9,6	2	5
Plan SUEZ Environnement décembre 2009	173 852	12,3	-	1
Plan SUEZ Environnement décembre 2010	829 080	11,6	3	3
Plan SUEZ Environnement mars 2012	828 710	8,8	2	-
			84	86

(1) Volume attribué, après éventuels ajustements liés à la fusion avec Gaz de France en 2008.

(2) Valeur moyenne pondérée le cas échéant.

24.3.5 Plans d'actions de performance d'International Power

International Power a modifié ses plans d'actions de performance préalablement à la date de prise de contrôle par le Groupe GDF SUEZ. Les plans 2008, 2009 et 2010 ont ainsi été annulés par anticipation et les bénéficiaires ont reçu en contrepartie un paiement en numéraire de 24 millions d'euros réglé postérieurement à la date d'acquisition. Un passif de 24 millions d'euros étant comptabilisé

dans l'état de situation financière d'International Power plc à la date d'acquisition, aucune charge n'a été constatée relativement à ces plans d'actions de performance dans le compte de résultat du Groupe en 2011.

Les impacts relatifs aux actions de performance attribuées à compter de 2011 aux dirigeants et cadres supérieurs d'International Power plc sont non significatifs.

NOTE 25 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIEES

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 29 «Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2012». 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'Etat français et les sociétés participations de l'Etat français

25.1.1 Relations avec l'Etat Français

Suite à la fusion entre Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, l'Etat détient 36,7% du capital de GDF SUEZ ainsi que quatre représentants sur dix-huit au Conseil d'Administration.

L'Etat 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'Etat, 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 long terme».

25.3 Transactions avec les coentreprises ou entreprises associées

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 créanciers	Dettes financières	Engagements et garanties donnés
Eco Electrica	-	58	-	4	-	-	-	-
Tirreno Power	226	113	-	2	-	26	-	-
WSW Energie und Wasser	4	43	-	11	-	16	-	-
Energia Sustentavel Do Brasil	-	-	-	-	-	-	-	2 027
Thiess Degremont Joint Venture Design and Build (TD JV DB)	-	-	-	18	186	-	-	-
Inversiones Hornitos SA	-	6	2	8	58	2	-	-
Autres	152	66	7	62	28	43	33	148
TOTAL	382	286	9	105	272	87	33	2 175

Hormis les engagements hors bilan («Engagements et garanties données»), les données ci-dessus présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur nos états financiers au 31 décembre 2012 ; 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 58 millions d'euros en 2012.

Tirreno Power (Italie)

Les achats et ventes d'électricité à Tirreno Power s'élèvent respectivement à 226 et 113 millions d'euros en 2012.

WSW Energie und Wasser (Allemagne)

Les ventes et achats d'électricité entre le Groupe et WSW Energie und Wasser se sont élevés respectivement à 43 millions d'euros et 4 millions d'euros en 2012.

Energia Sustentavel Do Brasil (Brésil)

GDF SUEZ détient 60% du capital de la société Energia Sustentavel do Brasil. 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 2012, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentavel do Brasil s'élève à 3,6 milliards d'euros. Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium.

Thiess Degremont Joint Venture Design and Build (TD JV DB) (Australie)

Cette *joint venture* constituée entre Thiess (65%) et Degremont (35%) est en charge de la conception et de la construction de l'usine de dessalement d'eau de mer desservant l'agglomération de Melbourne.

GDF SUEZ détient 12,5% du capital de la société TD JV DB (branche SUEZ Environnement). Le pourcentage de contrôle du Groupe s'élève à 35%.

Le montant du compte courant envers la coentreprise s'élève à 186 millions d'euros dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012.

Inversiones Hornitos SA (Chili)

GDF SUEZ détient 31,6% du capital de la société Inversiones Hornitos (branche GDF SUEZ Energy International). Le pourcentage de contrôle du Groupe s'élève à 60%.

Les prêts accordés par le Groupe à Inversiones Hornitos s'élèvent à 58 millions d'euros dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012.

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
Sociétés intercommunales	883	88	2	1	-	2	-	363
Contassur	-	-	-	159	-	-	-	-
Sociétés projets de la branche GDF SUEZ Energy International au Moyen-Orient	-	277	36	-	54	-	4	617
Paiton	-	25	13	-	268	-	-	-
Gaz de Strasbourg	-	130	-	16	-	-	-	-
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	-	-	-	-	149	-	-	-
Autres	33	46	-	3	-	3	1	202
TOTAL	916	566	51	179	471	5	5	1 182

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 au cours du 1^{er} semestre 2011 et au 31 décembre 2012 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»), 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 répertorie les transactions avec les intercommunales wallonnes et bruxelloises (jusqu'au 31 décembre 2012 pour l'intercommunale bruxelloise).

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 830 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre 1 394 millions d'euros au 31 décembre 2011). Au 31 décembre 2012, les dettes fournisseurs envers les sociétés intercommunales mixtes ne sont pas significatives.

Electrabel garantit à hauteur de 363 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 159 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 128 millions d'euros au 31 décembre 2011.

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 277 millions d'euros au 31 décembre 2012, contre 400 millions d'euros au 31 décembre 2011, 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 54 millions d'euros au 31 décembre 2012, contre 124 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Les garanties données par le Groupe à ces entités s'élèvent à 617 millions d'euros au 31 décembre 2012, contre 657 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Paiton (Indonésie)

Le Groupe détient 40,5% du capital de Paiton. Les prêts accordés par le Groupe à Paiton s'élèvent à 268 millions d'euros au 31 décembre 2012, contre 136 millions d'euros au 31 décembre 2011.

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 130 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Activités canadiennes d'énergies renouvelables (Canada)

Le Groupe conserve 40% du capital des activités canadiennes d'énergies renouvelables après la cession partielle réalisée en décembre 2012 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Le Groupe a accordé un prêt de 149 millions d'euros à ces activités d'énergies renouvelables au Canada.

NOTE 26 REMUNERATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont les membres du Comité Exécutif et les administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 27 membres sur l'exercice 2012.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Avantages à court terme	37	39
Avantages postérieurs à l'emploi	6	6
Paiements fondés sur des actions	10	12
Indemnités de fin de contrat	5	3
TOTAL	58	60

NOTE 27 LITIGES ET CONCURRENCE

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Le montant des provisions pour litiges au 31 décembre 2012 s'élève à 927 millions d'euros contre 763 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Les principaux litiges et arbitrages présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituents, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels. Le traitement comptable appliqué à chacun de ces litiges n'est pas indiqué afin de ne pas révéler d'information susceptible de porter préjudice au Groupe dans le cadre de leur résolution.

27.1 Litiges et arbitrages

27.1.1 Electrabel – Etat 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'Energie. Le différend porte notamment sur : (i) le respect du contrat long terme d'achat d'électricité, conclu le 10 octobre 1995, entre Dunamenti Erőmű (détenue à 74,82% par Electrabel) et MVM, société contrôlée par l'Etat hongrois (le «Contrat Dunamenti»), (ii) la résiliation de celui-ci et (iii) la réintroduction de tarifs d'électricité régulés.

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 relative aux coûts échoués, approuvé par la Commission européenne en avril 2010, découlant de la résiliation du contrat long terme. La décision sur cette demande est reportée à 2015 afin de permettre au tribunal arbitral de juger sur base d'une évaluation précise desdits coûts ⁽¹⁾.

(1) Voir aussi Note 27.2.4 «Contrats à long terme en Hongrie».

27.1.2 Slovak Gas Holding

Slovak Gas Holding («SGH»), détenue à parts égales par GDF SUEZ et E.ON Ruhrgas AG, détient une participation de 49% dans Slovenský Plynárenský Priemysel, a.s. («SPP»), le solde de SPP étant détenu indirectement par la République Slovaque par l'intermédiaire du *National Property Fund*.

En novembre 2008, SGH a notifié à la République Slovaque un avis de différend (*notice of dispute*) fondé sur le Traité de la Charte de l'Energie et les Traités bilatéraux conclus entre les Républiques Slovaque et Tchèque d'une part, et les Pays-Bas d'autre part. Cet avis de différend est une condition nécessaire à l'engagement d'une procédure d'arbitrage international fondé sur les traités précités et a pour objet d'ouvrir une période informelle pour favoriser un règlement amiable du différend entre les parties. A la suite de ces négociations, l'avis de différend a été révisé le 28 décembre 2010.

En 2011, les négociations entre SGH et l'Etat slovaque avaient permis d'obtenir le retrait de la loi restreignant les demandes d'augmentation de tarifs pour couvrir les coûts de vente de gaz et une marge raisonnable de profit (loi dite «Lex SPP»).

SGH, GDF SUEZ et E.ON ont introduit une requête arbitrale, enregistrée le 5 avril 2012 auprès du CIRDI, pour violation du traité de la Charte de l'Energie par la République Slovaque. Le 14 décembre 2012, l'Etat slovaque, SGH, GDF SUEZ et E.ON ont signé un accord transactionnel qui était dans une large mesure dépendant de la réalisation effective de la vente de SGH à ENERGETICKÝ A PRŮMYSLÝ HOLDING, qui est intervenue le 23 janvier 2013 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»). En conséquence, SGH, GDF SUEZ et E.ON ont notifié au CIRDI le 24 janvier 2013 le retrait de leur requête.

27.1.3 OPR sur Electrabel

A 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. L'audience d'introduction est fixée au 19 février 2013.

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. Il appartient désormais à M. Geenen d'assigner GDF SUEZ devant la Cour d'appel de Bruxelles dans une composition différente.

27.1.4 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). TEGAZ a sollicité une mesure d'urgence visant à suspendre la procédure d'expertise pendant la procédure d'arbitrage, dont le bien fondé et la nécessité sont contestés par GDF SUEZ. Le tribunal arbitral a suspendu la procédure le 27 juillet 2012. Le 29 janvier 2013, le tribunal arbitral s'est déclaré compétent pour trancher l'ensemble des demandes formulées par TEGAZ et a jugé que 5 des 8 demandes formulées par TEGAZ sont recevables.

27.1.5 La Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, GDF SUEZ a acquis 56,84% des titres de la Compagnie du Vent, SOPER (l'actionnaire d'origine) en conservant 43,16%. Le fondateur de la société (et propriétaire de SOPER), Jean-Michel Germa, est resté P-DG de la Compagnie du Vent.

Depuis 2011, différents litiges opposent GDF SUEZ à Jean-Michel Germa et SOPER quant à sa révocation du poste de P-DG. Après une annulation par la Cour d'Appel de Montpellier de la première Assemblée Générale de la Compagnie du Vent du 27 mai 2011, une seconde Assemblée Générale, le 3 novembre 2011, a finalement désigné un nouveau dirigeant proposé par GDF SUEZ.

Restent cependant pendants : (i) le litige intenté le 23 août 2011, par la Compagnie du Vent devant le Tribunal de Commerce de Montpellier contre SOPER afin de condamner cette dernière à réparer le préjudice moral subi par la Compagnie du Vent, pour abus de minorité, à hauteur de 500 000 euros, (ii) le litige intenté le 15 février 2012 devant le Tribunal de Commerce de Paris par Jean-Michel Germa contre GDF SUEZ en responsabilité contractuelle et responsabilité délictuelle à l'occasion de sa révocation en tant que P-DG de La Compagnie du Vent, (iii) la procédure intentée devant le Tribunal de Commerce de Montpellier, par SOPER le 21 mai 2012, contre GDF SUEZ, la Compagnie du Vent et l'actuel P-DG, SOPER demandant une expertise judiciaire à propos de certaines décisions de gestion afin d'en obtenir réparation, et (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. Par ailleurs, SOPER a également notifié à GDF SUEZ sa

volonté d'exercer sa 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.

27.1.6 Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France à compter du 1^{er} octobre 2011

Litiges portant sur les tarifs réglementés du dernier trimestre 2011

L'arrêté interministériel du 29 septembre 2011 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux de distribution de GDF SUEZ, a gelé les tarifs réglementés du gaz naturel, en dépit d'un avis défavorable de la CRE du 22 septembre 2011. GDF SUEZ considère que cet arrêté n'est conforme ni à la loi qui impose que les tarifs réglementés couvrent l'intégralité des coûts, ni aux règles d'un marché ouvert à la concurrence, ni au contrat de service public signé entre l'Etat et le Groupe.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 13 octobre 2011, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'Etat pour excès de pouvoir.

En outre, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a obtenu, le 28 novembre 2011, du juge des référés du Conseil d'Etat, la suspension de l'arrêté du 29 septembre 2011. Le Conseil d'Etat a annulé le 10 juillet 2012, l'arrêté du 29 septembre 2011 sur les tarifs réglementés de vente de gaz naturel pris par les ministres de l'économie et de l'énergie.

Dans sa décision le Conseil d'Etat relève que l'arrêté est entaché d'une erreur de droit, en ce qu'il fixe les tarifs à un niveau inférieur à celui qui aurait résulté de l'application de la formule tarifaire telle que déterminée par la réglementation en vigueur.

Le Conseil d'Etat a donc enjoint aux ministres concernés de prendre, dans un délai d'un mois, un nouvel arrêté tarifaire fixant une évolution des tarifs conforme à la réglementation pour la période du 1^{er} octobre 2011 au 31 décembre 2011, ce qui a été fait par arrêté du 1^{er} août 2012. Un produit estimé à 210 millions d'euros a été comptabilisé au titre de ce rattrapage tarifaire dans les états financiers 2012.

Litiges portant sur les tarifs réglementés à compter de juillet 2012

Par ailleurs, 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 considère que cette évolution tarifaire ne lui permet 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'Etat pour excès de pouvoir. Enfin, l'arrêté ministériel du 26 septembre 2012 fixe 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 considère que cette évolution tarifaire ne lui permet 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'Etat pour excès de pouvoir. Par ordonnance du 29 novembre 2012, le Conseil d'Etat a suspendu l'arrêté du 26 septembre 2012 et enjoint en outre aux Ministres en charge de l'Energie 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'Etat 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'Etat de prendre de nouveaux

arrêtés corrigeant cette illégalité dans le délai d'un mois. Les conséquences financières de cette décision du Conseil d'Etat et des nouveaux arrêtés tarifaires seront comptabilisés dans les états financiers de l'exercice 2013. L'impact positif sur l'EBITDA 2013 est estimé à environ 150 millions d'euros.

27.1.7 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 la décision de la CREG du 22 décembre 2011 dans son intégralité.

27.1.8 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 décision devrait intervenir au cours de l'année 2013.

27.1.9 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'Etat 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 promulgation 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'Etat 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'Etat argentin dans la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires et de Santa Fe. Ces deux décisions de principe seront suivies, dans les prochains mois, de la détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis.

L'expert devrait remettre ses conclusions définitives au premier semestre 2013.

27.1.10 United Water – Lake DeForest

En mars 2008, des riverains de la rivière Hackensack dans le comté de Rockland (Etat de New York) ont déposé une réclamation auprès de la cour suprême de l'Etat de New York d'un montant de 66 millions de dollars américains (désormais 130 millions de dollars américains) contre United Water (filiale de SUEZ Environnement, ci-après «UW») à la suite d'inondations consécutives à des pluies torrentielles.

Ces riverains allèguent un défaut d'entretien du réservoir et du barrage de Lake DeForest attenant au réservoir de Lake DeForest qui, à la suite de ces pluies torrentielles, n'aurait pas fonctionné correctement et n'aurait pas permis un déversement progressif des eaux dans la rivière Hackensack sur laquelle il est érigé, causant ainsi des inondations chez ces riverains. Le réseau d'évacuation des eaux pluviales dont UW est l'opérateur se déversant en amont du barrage, les riverains, pourtant situés en zone inondable, réclament à l'encontre de UW des dommages et intérêts compensatoires pour 65 millions de dollars américains ainsi que des dommages et intérêts punitifs d'un montant équivalent, alléguant une négligence dans l'entretien du barrage et du réservoir. Cette deuxième demande a été rejetée le 31 mai 2011.

UW estime ne pas être responsable des inondations ni de l'entretien du barrage et du réservoir et que les plaintes ne devraient pas pouvoir prospérer. UW a déposé une «*motion to dismiss*» en juillet 2009 visant à faire juger qu'elle n'avait pas l'obligation d'exploiter le barrage en tant qu'ouvrage de prévention des inondations. Le rejet de cette demande prononcé le 27 août 2009 a été confirmé le 1^{er} juin 2010. UW a interjeté appel de cette dernière décision.

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions de dollars américains.

Par décision rendue le 12 octobre 2012, la juridiction saisie a rejeté l'intégralité des demandes des riverains. Ces derniers ont fait appel.

27.1.11 Novergie

Novergie Centre-Est (Groupe SUEZ Environnement) exploitait une usine d'incinération de déchets ménagers à Gilly-sur-Isère près d'Albertville (Savoie), construite en 1984 et appartenant à la société d'économie mixte SIMIGEDA (syndicat intercommunal mixte de gestion des déchets du secteur d'Albertville). En 2001, des taux élevés de dioxine ont été relevés à proximité de l'usine d'incinération et le Préfet de Savoie a ordonné la fermeture de l'usine en octobre 2001.

Des plaintes avec constitution de partie civile furent déposées en mars 2002 contre notamment le président de SIMIGEDA, le Préfet du département de la Savoie et Novergie Centre-Est pour empoisonnement, mise en danger de la vie d'autrui, et coups et blessures non intentionnels, au titre d'une pollution causée par l'usine d'incinération. Au 1^{er} semestre 2009, la Cour de Cassation a confirmé la décision de la Cour d'appel de Lyon rejetant une constitution de partie civile.

Parallèlement à la mise en examen du SIMIGEDA, Novergie Centre-Est a été mise en examen le 22 décembre 2005 pour les chefs de mise en danger de la vie d'autrui et coups et blessures non intentionnels, au titre d'une pollution causée par l'usine d'incinération.

Dans le cadre de la procédure, les expertises judiciaires demandées ont établi qu'il n'y avait pas d'augmentation du nombre de cancers parmi les populations riveraines.

Le 26 octobre 2007, le juge d'instruction en charge du dossier a prononcé un non-lieu à l'encontre des personnes physiques mises en examen pour mise en danger d'autrui. En revanche, le juge a ordonné le renvoi du SIMIGEDA et de Novergie Centre-Est devant le tribunal correctionnel d'Albertville pour avoir fait fonctionner l'incinérateur «sans autorisation préalable, en raison de la caducité de l'autorisation initiale par suite des changements significatifs des conditions d'exploitation». La chambre de l'instruction de la Cour d'Appel de Chambéry a, le 9 septembre 2009, confirmé la décision de non-lieu pour mise en cause de la vie d'autrui.

Novergie Centre-Est, constatant que les principaux responsables des infractions reprochées ne seraient pas présents à l'audience du tribunal correctionnel, a déposé une plainte contre X pour entrave à la justice et organisation frauduleuse de l'insolvabilité en date du 28 septembre 2010.

L'audience devant le tribunal correctionnel s'est tenue le 29 novembre 2010. Le 23 mai 2011, le tribunal correctionnel a rendu un jugement imposant à Novergie Centre-Est une amende de 250 000 euros.

Novergie Centre-Est a interjeté appel du jugement. Le 21 février 2012, la Cour d'Appel a infirmé le jugement de première instance et relaxé Novergie Centre-Est.

27.1.12 Société des Eaux du Nord

Des négociations ont été engagées en 2008 entre la Communauté Urbaine de Lille Métropole («LMCU») et la Société des Eaux du Nord (SEN), filiale de Lyonnaise des Eaux France, dans le cadre de la révision quinquennale du contrat de concession de la distribution d'eau potable (le «Contrat»). Ces négociations portaient en particulier sur les obligations de renouvellement à la charge de la SEN en vertu des avenants signés en 1996 et 1998. Fin 2009, une commission arbitrale saisie par la SEN et LMCU en vertu du Contrat, présidée

par M. Camdessus, a formulé des recommandations sur la révision du Contrat.

En dépit des recommandations, le Conseil Communautaire du 25 juin 2010 de LMCU a unilatéralement approuvé la signature d'un avenant au Contrat qui prévoit notamment l'émission d'un titre de recettes d'un montant de 115 millions d'euros à l'encontre de la SEN. Ce montant correspondrait selon la LMCU à la restitution immédiate du solde des provisions de renouvellement non utilisées, assorties d'intérêts.

Deux recours en l'annulation de la délibération du 25 juin 2010 et des décisions prises en application ont été introduits devant le Tribunal Administratif de Lille en date du 6 septembre 2010 par la SEN ainsi que par Lyonnaise des Eaux France en sa qualité d'actionnaire de la SEN.

L'audience s'est déroulée le 29 janvier 2013. Le rapporteur a donné un avis allant dans le sens d'une annulation de la délibération du 25 juin 2010. Le jugement devrait être rendu au cours du premier semestre 2013.

27.1.13 Melbourne – AquaSure

En 2009, la société AquaSure (détenue à 21% par SUEZ Environnement) a remporté par appel d'offres, pour une période de 30 ans, le financement, la conception, la construction et l'exploitation d'une usine de dessalement d'eau de mer desservant l'agglomération de Melbourne. AquaSure a confié la conception et la construction de l'usine à une *joint venture* (ci-après la «JV») (détenue à 65% par Thiess – Groupe Leighton - et à 35% par Degrémont - filiale de SUEZ Environnement). Le calendrier contractuel de la construction prévoyait la réception de l'usine le 30 juin 2012, les travaux de construction ayant démarré en septembre 2009.

Des aléas climatiques majeurs et des problèmes sociaux ont retardé l'avancement du chantier. En décembre 2011, 88% de l'usine étaient achevés, entraînant un report de plusieurs mois des dates de réception et de mise en production.

La JV souhaite obtenir une extension de délai et une compensation financière, car elle ne s'estime que partiellement responsable des retards et surcoûts. Deux réclamations ont déjà été présentées : (i) une demande d'extension de délai liée aux événements météorologiques cycloniques de 80 jours à fin octobre 2011 avec demande de compensation pour les coûts supplémentaires engagés, (ii) une demande d'extension de délai de 194 jours liée au contexte social dont la quantification des compensations financières est en cours d'évaluation.

Le 15 décembre 2011, un moratoire ⁽¹⁾ est intervenu entre AquaSure et la JV, ouvrant une période de négociations contractuelles jusqu'au 31 mars 2012.

Le 24 avril 2012, un nouveau moratoire a été signé entre AquaSure et la JV. L'objet de ce moratoire est d'assurer le financement d'AquaSure entre le 1^{er} juillet 2012 et la réception de l'usine d'une part, et de permettre la présentation et la poursuite des réclamations contre l'Etat de Victoria d'autre part.

D'autre part, SUEZ Environnement et son partenaire, le Groupe Leighton, considèrent que la majorité des surcoûts sont liés à des éléments dont certains relèvent de la force majeure, et qu'ils ne leur sont pas imputables en totalité. Dans ce cadre, des réclamations d'un montant supérieur à 1 milliard de dollars australiens ont été présentées par la *joint venture* de construction.

(1) «Standstill».

La construction physique de l'usine est achevée, la phase de mise en route d'une durée d'environ six mois a démarré. L'usine a atteint avec succès la *preliminary commercial acceptance* le 29 septembre 2012, l'eau produite depuis cette date est désormais vendue à l'Etat du Victoria.

Les étapes suivantes dénommées *commercial acceptance* et *reliability tests performance* ayant été atteintes, la réception finale de l'usine est donc intervenue le 17 décembre 2012. Les parties ont décidé de prolonger jusqu'au 28 février 2013 les effets du moratoire approuvé par les banques prêteuses le 18 mai 2012.

27.1.14 Fos Cavaou – Exploitation

Par arrêté du 15 décembre 2003 pris au titre des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement («ICPE»), le préfet des Bouches du Rhône a autorisé Gaz de France à exploiter un terminal méthanier à Fos Cavaou. Le permis de construire de l'installation a été délivré par un second arrêté préfectoral pris le même jour. Ces deux arrêtés ont fait l'objet de recours contentieux.

Le permis de construire a fait l'objet de deux recours en annulation introduits devant le Tribunal administratif de Marseille, l'un par la commune de Fos-sur-Mer, l'autre par le Syndicat d'Agglomération Nouvelle («SAN»). Ces recours n'ont pas abouti.

L'arrêté d'exploitation a fait l'objet de deux recours en annulation devant le Tribunal administratif de Marseille déposés, l'un par l'Association de Défense et de Protection du Littoral du Golfe de Fos-sur-Mer (ADPLGF), l'autre par un particulier.

Le Tribunal administratif de Marseille a annulé l'arrêté préfectoral d'exploitation du terminal de Fos Cavaou par jugement rendu le 29 juin 2009. Elengy, Groupe GDF SUEZ, qui est venue aux droits de GDF SUEZ dans cette procédure, ainsi que le Ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer ont interjeté appel respectivement le 9 juillet 2009 et le 28 septembre 2009. La procédure s'est poursuivie devant la Cour administrative d'appel de Marseille qui a confirmé l'annulation de l'arrêté d'exploitation du 15 décembre 2003 le 8 octobre 2011.

Le 6 octobre 2009, le préfet des Bouches-du-Rhône a pris un arrêté mettant en demeure Elengy de déposer au plus tard le 30 juin 2010 un dossier de demande d'autorisation d'exploiter pour régulariser la situation administrative du terminal et permettant la poursuite de la construction ainsi qu'une exploitation partielle de celui-ci.

Le 25 août 2010 le préfet des Bouches-du-Rhône a pris un nouvel arrêté portant modification de l'arrêté du 6 octobre 2009, permettant l'exploitation provisoire du terminal sans restrictions dans l'attente de la régularisation définitive de sa situation administrative.

Elengy a déposé le 30 juin 2010 en préfecture un dossier de demande d'autorisation d'exploiter.

L'arrêté préfectoral autorisant l'exploitation totale du terminal de Fos Cavaou a été accordé le 14 février 2012.

27.1.15 Fos Cavaou – Construction

Fosmax LNG ⁽¹⁾, filiale d'Elengy à 72,4% et de Total à 27,6%, 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»).

(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.

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.

27.1.16 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'Etat belge et le Groupe, cette contribution n'aurait cependant pas dû être reconduite, mais remplacée par une contribution liée à l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires. Electrabel a 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.

27.1.17 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.

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).

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 pour 2012 car le seul site susceptible de faire l'objet du prélèvement ne bénéficie plus d'un permis d'exploitation pour production d'électricité.

27.1.18 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. A noter que les décisions du Conseil d'Etat, du 10 décembre 2012, dans les affaires Rhodia et Accor relatives au contentieux précompte, peuvent indirectement affecter notre argumentation, sans toutefois modifier notre position compte tenu de l'état d'avancement des procédures en cours nous concernant.

27.1.19 Réclamation du fisc brésilien

Tractebel Energia, Groupe GDF SUEZ, contestait l'enrôlement de 323 millions de reais 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 une décision favorable qui est actuellement soumise à confirmation par le tribunal administratif.

27.2 Concurrence et concentrations

27.2.1 Procédure Accès France

Le 22 mai 2008, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une procédure à l'encontre de Gaz de France concernant un soupçon d'abus de position dominante et d'entente au travers notamment d'une combinaison de réservations à long terme de capacités de transport et de contrats d'importation ainsi que d'éventuels sous-investissements dans les infrastructures de transport et d'importation.

Le 22 juin 2009, la Commission européenne a fait parvenir à 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.

27.2.2 MEGAL

En 2008, Gaz de France a reçu une communication de griefs de la Commission européenne faisant état de présomptions de concertation avec E.ON ayant pour effet de restreindre la concurrence sur leurs marchés respectifs, en particulier concernant les livraisons de gaz naturel transporté par le gazoduc MEGAL. La Commission Européenne avait considéré que cette entente, qui a pris fin en 2005, avait débuté en 1975 à l'occasion de la conclusion des accords relatifs à la construction du gazoduc MEGAL et que les deux entreprises s'étaient entendues pour que GDF SUEZ n'utilise pas le gaz transporté sur le gazoduc MEGAL pour fournir des clients situés en Allemagne et qu'E.ON ne transporte pas de gaz vers la France via MEGAL. En 2009, la Commission européenne a ainsi condamné les deux entreprises à payer une amende de 553 millions d'euros pour entente. Cette amende a été payée par GDF SUEZ. En 2009, GDF SUEZ a introduit devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation de cette décision.

Le Tribunal de l'Union européenne a, le 29 juin 2012, réduit de 553 à 320 millions d'euros, le montant de l'amende infligée à GDF SUEZ, la réduisant ainsi de 233 millions d'euros, qui ont été remboursés au Groupe le 31 juillet 2012. Cet arrêt n'ayant pas fait l'objet d'un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne, est devenu définitif.

27.2.3 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.

27.2.4 Contrats à long terme en Hongrie

Dans une décision du 4 juin 2008, la Commission européenne a qualifié d'aides d'Etat 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. Elle a invité la Hongrie à revoir ce système de contrats et à récupérer les aides d'Etat 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.

(1) Environ 118 millions d'euros.

Le Groupe est directement concerné puisque sa filiale Dunamenti Erőmű est partie à un contrat à long terme d'achat d'électricité conclu le 10 octobre 1995 avec MVM (société contrôlée par l'Etat de Hongrie). 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'Etat résultant de ces contrats. Dunamenti a introduit un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne devant le Tribunal de l'Union européenne le 28 avril 2009. La procédure est toujours en cours. Le 27 avril 2010, la Commission européenne a rendu une décision approuvant le montant de l'aide d'Etat 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'Etat 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'Etat 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⁽¹⁾.

27.2.5 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. L'enquête, à laquelle Electrabel a apporté tout son concours, vient d'être clôturée.

Le dossier a été transmis au Conseil de la concurrence le 7 février 2013. L'Auditorat auprès du Conseil de la concurrence estime qu'entre 2006 et 2010 Electrabel a abusé de sa position dominante. Electrabel conteste formellement ces allégations et fera valoir ses arguments dans le cadre de la procédure contradictoire devant le Conseil de la concurrence.

27.2.6 Enquête dans le secteur de l'eau et de l'assainissement en France

La Commission européenne a procédé, au cours du mois d'avril 2010, à des inspections dans les locaux de différentes sociétés françaises actives dans le secteur de l'eau et de l'assainissement concernant leur éventuelle participation à des pratiques contraires aux articles 101 et 102 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Des inspections ont ainsi été menées au sein de SUEZ Environnement Company («SEC») et de Lyonnaise des Eaux France.

Un déplacement accidentel de scellé apposé sur une porte est survenu dans les locaux de Lyonnaise des Eaux France durant l'inspection. Le 21 mai 2010, en application du chapitre VI du règlement (CE) n° 1/2003, la Commission a décidé d'ouvrir une procédure relative à cet incident. Dans le cadre de cette procédure, SEC a communiqué à la Commission les éléments relatifs à cet incident. La Commission européenne a fixé à 8 millions d'euros l'amende pour bris de scellé et l'a notifiée le 24 mai 2011 à SEC et à Lyonnaise des Eaux France, amende qui a été acquittée en 2011.

La Commission Européenne a notifié le 13 janvier 2012 à SUEZ Environnement Company/Lyonnaise des Eaux sa décision d'ouvrir une procédure formelle d'examen afin de déterminer si les sociétés SAUR, SEC, VEOLIA et la Fédération Professionnelle des Entreprises de l'Eau se sont livrées à des pratiques anticoncurrentielles affectant les marchés de la gestion déléguée des services d'eau et de l'assainissement en France. La Commission européenne a procédé, au cours du mois de mars 2012, à une nouvelle inspection dans les locaux de Lyonnaise des Eaux.

NOTE 28 EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

28.1 Programme «d'optimisation de portefeuille»

Les cessions des participations de 24,5% dans SPP et de 80% dans IP Maestrale ont été finalisées, respectivement le 23 janvier 2013 et le 13 février 2013 (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés»). Le Groupe a reçu des paiements de 1 127 millions d'euros (pour SPP) et 28 millions d'euros (pour IP Maestrale) aux dates précitées.

28.2 Tarifs réglementés du gaz en France

Par trois décisions du 30 janvier 2013, le Conseil d'Etat 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'Etat de prendre de nouveaux arrêtés corrigeant cette illégalité dans le délai d'un mois. Les conséquences financières de cette décision du Conseil d'Etat et des nouveaux arrêtés tarifaires seront comptabilisés dans les états financiers de l'exercice 2013. L'impact positif sur l'EBITDA 2013 est estimé à environ 150 millions d'euros (cf. Note 27.1.6 «Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France à compter du 1^{er} octobre 2011»). aussi Note 27.1.1 «Electrabel – Etat de Hongrie».

Le Groupe et l'Etat français ont par ailleurs signé en janvier 2013 un amendement au contrat de service public du 23 décembre 2009 (contrat qui précise les missions de service public du Groupe et les conditions des évolutions tarifaires en France). Ce nouveau dispositif tarifaire, en vigueur depuis le 1^{er} février 2013, introduit un mécanisme d'ajustement mensuel du tarif et confirme les principes de couverture intégrale des coûts et d'attribution d'une marge de commercialisation.

28.3 Confirmation du non-renouvellement du Pacte d'Actionnaires de SUEZ Environnement Company

Le 22 janvier 2013, le Groupe a confirmé, dans le prolongement de la communication faite le 5 décembre 2012 et compte tenu des différentes notifications reçues des parties, que le pacte d'actionnaires relatif à SUEZ Environnement Company ne sera pas renouvelé et prendra donc fin le 22 juillet 2013 à l'égard de l'ensemble des parties.

SUEZ Environnement Company sera consolidée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés du Groupe à compter de juillet 2013 (cf Note 2.2 «Annonce du non-renouvellement du Pacte d'Actionnaires de SUEZ Environnement Company»).

GDF SUEZ et SUEZ Environnement Company ont par ailleurs conclu un accord cadre visant à prolonger les coopérations industrielles et commerciales entre les deux groupes.

NOTE 29 LISTE DES PRINCIPALES SOCIETES CONSOLIDEES AU 31 DECEMBRE 2012

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 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.

Les entités marquées d'une étoile (*) font partie de l'entité juridique GDF SUEZ SA.

ENERGY INTERNATIONAL

Le Groupe a procédé au rachat le 29 juin 2012 des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% dans International Power. A l'issue de cette opération, le pourcentage d'intérêt du Groupe dans International Power s'établit à 100%.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Amérique du nord							
Groupe GDF SUEZ ENERGY GENERATION NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard - Suite 1900 Houston - TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ GAS NA LLC	1990 Post Oak Boulevard - Suite 1900 Houston - TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY MARKETING NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard - Suite 1900 Houston - TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY RESOURCES NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard - Suite 1900 Houston - TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Amérique latine							
Groupe E-CL SA	Avda. El Bosque Norte 500, of. 902 - Santiago - Chili	52,8	36,8	52,8	52,8	IG	IG
Groupe TRACTEBEL ENERGIA	Rua Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064 - Agronômica Florianopolis - Santa Catarina - Brésil	68,7	48,0	68,7	68,7	IG	IG
ENERSUR	Av. República de Panamá 3490 - San Isidro - Lima 27 - Pérou	61,8	43,1	61,8	61,7	IG	IG

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Asie							
GLOW ENERGY PUBLIC CO. Ltd	195 Empire Tower, 38 th Floor - Park Wing - South Sathorn Road - Yannawa - Sathorn - Bangkok 10120 - Thaïlande	69,1	48,2	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	31,3	65,0	65,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Royaume-Uni et Autres Europe							
GDF SUEZ ENERGY UK RETAIL	1, City Walk - LS11 9DX - Leeds - Royaume-Uni	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
FHH (Guernsey) Ltd	Glategney Court - Po Box 140 - Glategney Esplanade - GY1 3HQ – St. Peter Port - Guernesey	75,0	52,3	100,0	100,0	IG	IG
SALTEND	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - Royaume-Uni	75,0	52,3	100,0	100,0	IG	IG

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Moyen-Orient, Turquie et Afrique							
BAYMINA ENERJİ A.Ş.	Ankara Dogal Gaz Santrali - Ankara Eskisehir Yolu 40.Km - Maliköy Mevkii - 06900 Polatli / Ankara - Turquie	95,0	66,3	95,0	95,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Australie							
HAZELWOOD POWER PARTNERSHIP	PO Box 195 - Brodribb Road - Morwell Victoria 3840 - Australie	91,8	64,1	91,8	91,8	IG	IG
Loy Yang B Consolidated	Level 33, Rialto South Tower - 525 Collins Street - Melbourne Vic 3000 - Australie	70,0	48,9	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Corporate							
INTERNATIONAL POWER PLC (IPR)	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - EC4V 4DP - Royaume-Uni	100,0	69,8	100,0	69,8	IG	IG
International Power CONSOLIDATED HOLDINGS LIMITED	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - EC4V 4DP - Royaume-Uni	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
International Power Brussels	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
International Power Australia Finance	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - EC4V 4DP - Royaume-Uni	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG

ENERGIE EUROPE

		% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
Noms	Adresse du siège social	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Central Western Europe							
COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	2, rue André Bonin - 69004 Lyon - France	49,9	49,9	49,9	49,9	IG	IG
GDF SUEZ SA - Energie Europe*	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Thermique France	2, place Samuel de Champlain - 92930 Paris la Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
CHP (BtoC)*	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
PPE (BtoB)*	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - Appro Statut*	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Kraftwerk Wilhemshaven	Friedrichstrasse 200 - D-10117 Berlin - 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

Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités de la branche Energie Europe ne publient pas de comptes annuels en application de la 7^e Directive européenne et des dispositions locales 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.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Autres Europe							
DUNAMENTI Erőmű	Erőmű ut 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 - Rosignano Marittimo - Italie	99,5	99,5	99,5	99,5	IG	IG
GDF SUEZ PRODUZIONE	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 - 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	Via Spadolini, 7 - 20141 Milano - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

GLOBAL GAZ & GNL

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
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 PRODUCTION 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 Linden - Allemagne	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - B3G *	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ GLOBAL 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. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
STORENGY	Immeuble Djinn - 12, rue Raoul Nordling - 92270 Bois-Colombes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELENGY	Immeuble EOIE - 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

ENERGIE SERVICES

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
COFELY ITALIA Spa	Via Ostiense, 333 - 00146 Roma - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
AXIMA Seitha	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
FABRICOM SA	254, rue de Gatti de Gamond - 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
Groupe INEO	1, place des Degrés - 92059 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

SUEZ ENVIRONNEMENT

GDF SUEZ détient 35,76% de SUEZ Environnement Company au 31 décembre 2012 et en conserve le contrôle exclusif au travers d'un pacte d'actionnaires. Par conséquent SUEZ Environnement Company est consolidée en intégration globale.

Le Groupe GDF SUEZ a décidé de ne pas renouveler le pacte d'actionnaires à son échéance qui interviendra en juillet 2013 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
SUEZ Environnement Company	Tour CB21 - 16, place de l'Iris - 92040 Paris La Défense - France	35,8	35,9	35,8	35,7	IG	IG
Groupe Lyonnaise des Eaux France	Tour CB21 - 16, place de l'Iris - 92040 Paris La Défense - France	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG
Groupe DEGREMONT	Tour CB21 - 16, place de l'Iris - 92040 Paris La Défense - France	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG
Groupe AGBAR	Torre Agbar - Avenida Diagonal 211 - 08018 Barcelona - Espagne	26,8	27,0	99,5	99,5	IG	IG
Groupe SITA HOLDINGS UK LTD	Grenfell road - Maidenhead - Berkshire SL6 1ES - Royaume-Uni	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA DEUTSCHLAND GmbH	Industriestrasse 161 - 50999 Köln - Allemagne	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA NEDERLAND BV	M.E.N. van Kleffensstraat 6 - Postbus R7009 - 6801 HA Arnhem - Pays-Bas	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA France	Tour CB21 - 16, place de l'Iris - 92040 Paris La Défense - France	35,7	35,9	99,9	99,9	IG	IG
LYDEC	48, boulevard Mohamed Diouri - Casablanca - Maroc	18,2	18,3	51,0	51,0	IG	IG
Groupe UNITED WATER	200 Old Hook Road - Harrington Park - New Jersey - Etats-Unis	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG

AUTRES

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
GDF SUEZ SA *	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ BELGIUM	Place du Trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GIE - GDF SUEZ ALLIANCE	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ FINANCE SA	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ CC	Place du Trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GENFINA	Place du Trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energie Deutschland	Friedrichstrasse 200 - 10117 Berlin - Allemagne	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

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 locales 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 30 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RESEAUX

Les cabinets Deloitte, Ernst & Young 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.

	Ernst & Young				Deloitte				Mazars			
	Montant		%		Montant		%		Montant		%	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<i>En millions d'euros</i>												
Audit												
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés ⁽¹⁾												
• GDF SUEZ SA	2,3	2,4	11,7%	12,1%	1,4	1,6	7,2%	8,4%	1,3	1,4	15,3%	18,4%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	13,7	13,5	71,0%	69,0%	14,9	14,5	77,3%	74,4%	5,9	5,5	71,5%	73,1%
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissariat aux comptes												
• GDF SUEZ SA	0,5	0,7	2,5%	3,5%	0,6	0,3	3,3%	1,7%	0,3	0,3	3,6%	4,0%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	1,6	2,0	8,4%	10,3%	1,3	0,7	6,5%	3,4%	0,6	0,1	7,4%	1,5%
SOUS-TOTAL	18,1	18,6	93,7%	94,9%	18,2	17,2	94,3%	87,9%	8,0	7,3	97,8%	97,0%
Autres prestations												
• Fiscal	1,1	0,9	5,5%	4,5%	1,1	1,4	5,6%	7,2%	0,0	0,0	0,4%	0,5%
• Autres	0,2	0,1	0,9%	0,6%	0,0	1,0	0,1%	4,9%	0,1	0,2	1,8%	2,6%
SOUS-TOTAL	1,2	1,0	6,3%	5,1%	1,1	2,4	5,7%	12,1%	0,2	0,2	2,2%	3,0%
TOTAL ⁽²⁾	19,3	19,6	100%	100%	19,3	19,5	100%	100%	8,2	7,5	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 0,2 million d'euros pour Deloitte en 2012 (0,2 million d'euros en 2011), 0,5 million d'euros pour Ernst & Young en 2012 (0,3 million d'euros en 2011) et 0,1 million d'euros pour Mazars en 2012 (0,1 million d'euros en 2011).

(2) Le montant des honoraires versés à des cabinets d'audit ne faisant pas partie du Collège du Groupe s'élève à 3,5 millions d'euros en 2012 contre 4,5 millions d'euros en 2011.

6.3 RAPPORT 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 2012, 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, le groupe GDF SUEZ 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. 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 à moyen terme. C'est dans ce contexte que nous avons procédé à nos propres appréciations, notamment sur les estimations comptables significatives suivantes :

L'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* et des immobilisations corporelles et incorporelles

Nous avons examiné les modalités de mise en œuvre des tests de perte de valeur, apprécié les données et les hypothèses utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable ainsi que la procédure d'approbation de ces estimations par la direction. Nous avons revu les calculs effectués par le groupe et vérifié que les notes 1.3.1.2, 5.2. et 10 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

Concernant les UGT *goodwills* significatives «UGT Energie – Central Western Europe», «UGT Distribution», «UGT Global Gaz & GNL» et «UGT Stockage», nous avons examiné les hypothèses clés telles que mentionnées en note 1.3.1.2. de l'annexe aux comptes consolidés, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié que la note 10.3.1. de l'annexe aux comptes consolidés donne une information appropriée sur les valeurs recouvrables retenues.

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'évaluation des provisions pour litiges

Nous avons apprécié les bases sur lesquelles ces provisions ont été constituées et vérifié que les notes 18 et 27 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

L'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit «en compteur»)

Le Groupe procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable, à partir d'estimations de consommation des clients homogènes avec l'allocation du gestionnaire de réseau sur la même période et d'estimations de prix de vente moyen. Nos travaux ont consisté à apprécier les méthodologies et les hypothèses retenues pour le calcul des estimés et à vérifier que la note 1.3.1.6 de l'annexe aux comptes consolidés donne une information appropriée.

Règles et méthodes comptables

Nous avons examiné le caractère approprié des traitements comptables retenus par le groupe GDF SUEZ, en particulier en ce qui concerne :

- ▶ la déclinaison pratique des dispositions d'IAS 39 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 ;
- ▶ le mode de comptabilisation des contrats de concessions,

Nous avons vérifié que la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés donne une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

III. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 6 mars 2013

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent
Pascal Pincemin

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce
Charles-Emmanuel Chosson

MAZARS

Isabelle Sapet
Thierry Blanchetier

6.4 COMPTES SOCIAUX

6.4.1	Etats financiers sociaux	332			
6.4.2	Notes aux comptes sociaux	336			
NOTE 1	Immobilisations incorporelles et corporelles	340	NOTE 17	Dotations aux amortissements, dépréciations et provisions (nettes des reprises), transferts de charges d'exploitation	352
NOTE 2	Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	340	NOTE 18	Résultat financier	353
NOTE 3	Crédit-bail	341	NOTE 19	Résultat exceptionnel	353
NOTE 4	Immobilisations financières	342	NOTE 20	Situation fiscale	354
NOTE 5	Stocks et en-cours	342	NOTE 21	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	355
NOTE 6	Echéancier des créances	343	NOTE 22	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	364
NOTE 7	Comptes de régularisation	343	NOTE 23	Effectifs	369
NOTE 8	Dépréciations d'actifs hors immobilisations financières	344	NOTE 24	Droit individuel à la formation	370
NOTE 9	Valeurs mobilières de placement	344	NOTE 25	Intéressement du personnel	370
NOTE 10	Capitaux propres	344	NOTE 26	Eléments relatifs aux entreprises et parties liées	371
NOTE 11	Autres fonds propres	347	NOTE 27	Filiales et participations	372
NOTE 12	Provisions	347	NOTE 28	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	374
NOTE 13	Dettes financières	349	NOTE 29	Evènements postérieurs à la clôture	374
NOTE 14	Echéancier des dettes	349	6.4.3	Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	375
NOTE 15	Répartition de la dette par devise et par taux	351	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices	376
NOTE 16	Ventilation du chiffre d'affaires	352			

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 ETATS FINANCIERS SOCIAUX

Bilan actif

En millions d'euros	Référence annexe	31 décembre 2012		31 décembre 2011	
		Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISE					
Immobilisations incorporelles	C 1-2-8	1 416	684	732	773
Immobilisations corporelles	C 1-2-8	1 016	554	462	473
Immobilisations financières	C 4				
Titres de participation		67 699	3 039	64 660	61 548
Autres immobilisations financières		1 680	394	1 286	1 601
	I	71 811	4 671	67 140	64 395
ACTIF CIRCULANT					
Stocks et en-cours	C 5-8				
Gaz		2 010		2 010	1 965
Autres stocks et en-cours		1		1	1
Avances et acomptes versés sur commandes		1		1	8
Créances d'exploitation	C 6-8				
Créances clients et comptes rattachés		5 333	220	5 113	4 221
Autres créances		695		695	801
Créances diverses					
Comptes courants de filiales		7 343		7 343	7 233
Autres créances		826	21	805	1 131
Valeurs mobilières de placement	C 9	1 695	47	1 648	1 699
Disponibilités		127		127	245
	II	18 031	288	17 743	17 304
COMPTES DE REGULARISATION	III C 7	520		520	726
ECARTS DE CONVERSION – ACTIF	IV	318		318	602
TOTAL GENERAL	(I À IV)	90 680	4 959	85 721	83 027

Bilan passif

En millions d'euros	Référence annexe	31 décembre 2012	31 décembre 2011
FONDS PROPRES			
Capitaux propres	C 10		
Capital social		2 413	2 253
Prime d'émission et prime de fusion		32 207	29 715
Ecart de réévaluation		42	42
Réserve légale		241	226
Autres réserves		183	147
Report à nouveau		12 230	13 189
Résultat net de l'exercice		890	2 389
Acompte sur dividendes		(1 887)	(1 838)
Provisions réglementées et subventions d'investissement	C 12	657	715
I		46 976	46 838
AUTRES FONDS PROPRES	II C 11	454	454
I + II		47 430	47 292
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	III C 12	3 021	3 416
DETTES			
Dettes financières	C 13-14-15		
Emprunts		26 537	20 698
Comptes courants des filiales		117	2 625
Autres		936	1 162
		27 590	24 485
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		2	1
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		4 855	4 900
Dettes fiscales et sociales		1 113	988
Autres dettes		1 243	1 209
IV		34 803	31 583
COMPTES DE REGULARISATION	V C 7	138	197
ECARTS DE CONVERSION – PASSIF	VI	329	539
TOTAL GENERAL	(I À VI)	85 721	83 027

Compte de resultat

En millions d'euros	Référence annexe	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Ventes d'énergie		25 878	22 143
Autre production vendue		2 037	1 983
CHIFFRE D'AFFAIRES	C 16	27 915	24 126
Variation de la production stockée		0	0
Production immobilisée		74	74
PRODUCTION		27 989	24 200
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(20 324)	(16 994)
Autres achats		(81)	(29)
Autres charges externes		(6 895)	(6 924)
VALEUR AJOUTÉE		689	253
Impôts et taxes nets des subventions perçues		(68)	(83)
Charges de personnel		(737)	(769)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		(116)	(599)
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations	C 17	(202)	(74)
Dotations nettes aux provisions	C 17	165	(117)
Autres charges et produits d'exploitation		(114)	(285)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		(267)	(1 075)
RÉSULTAT FINANCIER	C 18	749	3 161
RÉSULTAT COURANT		482	2 086
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL ⁽¹⁾	C 19	(134)	486
CORRECTION SUR LE GAZ EN COMPTEUR NETTE D'IMPÔTS	B	0	(478)
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS ⁽¹⁾	C 20	542	295
RESULTAT NET		890	2 389

(1) Hors impact de la correction sur le gaz en compteur en 2011.

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros

		31 décembre 2012	31 décembre 2011
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice ⁽¹⁾	1	1 041	1 898
Variation des stocks	2a	46	779
Variation des créances clients (nets des clients créditeurs) ⁽¹⁾	2b	849	(1 575)
Variation des dettes fournisseurs	2c	45	328
Variation des autres postes ⁽¹⁾	2d	(660)	437
2. Variation du besoin en fonds de roulement (2a+2b+2c+2d) ⁽¹⁾	2	(280)	(31)
EXCEDENT DE TRESORERIE D'EXPLOITATION	(1 - 2) I	761	1 929
II - Investissements nets et assimilés			
1. Investissements			
Immobilisations incorporelles et corporelles		150	164
Immobilisations financières		3 621	6 454
Variation des dettes d'investissement			1 100
	1	3 771	7 718
2. Ressources			
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		184	1 538
Réduction des immobilisations financières		303	8 427
	2	487	9 965
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILES	(1 - 2) II	3 284	(2 247)
III - DISPONIBLE APRES FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I - II) III	(2 523)	4 176
IV - Financement			
1. Augmentation de capital ⁽²⁾	1	2 669	35
2. Dividende et acompte versés aux actionnaires ⁽³⁾	2	(3 360)	(3 328)
3. Appel au marché financier			
Emprunts obligataires		6 487	2 261
Crédits à moyen et court terme ⁽⁴⁾		1 378	3 383
	3	7 865	5 644
4. Remboursements			
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme ⁽⁴⁾		1 788	3 254
	4	1 788	3 254
FINANCEMENT	(1 + 2 + 3 - 4) IV	5 386	(903)
V - VARIATION DE LA TRESORERIE ⁽⁴⁾	(III + IV) V	2 863	3 273

(1) Les montants 2011 sont retraités de l'impact de la correction sur le Gaz en Compteur.

(2) En 2012, l'augmentation de capital correspond au paiement en actions du solde du dividende 2011 pour 1 134 millions d'euros et de l'acompte sur dividende 2012 pour 1 460 millions d'euros, ainsi qu'à la levée d'options de souscription d'actions par les salariés pour 76 millions d'euros (contre 35 millions d'euros en 2011).

(3) Le montant de 3 360 millions d'euros correspond au dividende courant 2011 net de l'acompte versé en 2011 soit 1 474 millions d'euros (dont 1 134 millions d'euros en actions, 335 millions d'euros versés en numéraire, 5 millions de soulte versés sur la partie optionnelle des titres) et à l'acompte sur dividende 2012 soit 1 887 millions d'euros (dont 1 460 millions d'euros en actions, 418 millions d'euros en numéraire et 9 millions de soulte versés sur la partie optionnelle des titres).

(4) Depuis 2011, les émissions et remboursements de billets de trésorerie et de papiers commerciaux américains sont présentés en net. En 2012, les remboursements des dettes financières correspondent aux remboursements d'emprunts obligataires.

6.4.2 NOTES AUX COMPTES SOCIAUX

A. Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2012 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 compte (cf. Gaz livré non relevé), les provisions et les engagements hors bilan liés aux avantages du personnel.

La crise financière a conduit GDF SUEZ SA à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation des risques, en particulier de contrepartie, dans la valorisation des instruments financiers. 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.

Ecarts 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 Electriques et Gazières

GDF SUEZ SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Electriques 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.

Les résultats de ces opérations sont constatés de façon différente selon qu'il s'agit d'instruments cotés sur un marché organisé (constatation avant le dénouement du contrat d'un résultat égal à la variation de valeur de marché du contrat) ou d'un marché de gré à gré (pas d'enregistrement à la juste valeur).

Concernant les contrats traités sur un marché de gré à gré et qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat, de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes. Les pertes latentes sur les instruments ne bénéficiant de traitement comptable de couverture 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.

Droit individuel à la formation

Les droits acquis au 31 décembre 2012 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 2012 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 2012 et 31 décembre 2011 sont comparables à l'exception de la correction d'une erreur détectée en 2011 dans la détermination de la créance de «Gaz en Compteur». Conformément à l'avis CNC n° 97-06, la correction nette de l'impôt associé portant sur les comptes antérieurs à 2011 est enregistrée dans le résultat de l'exercice 2011. Ainsi, la charge exceptionnelle correspondant à la différence entre les produits recalculés de façon rétrospective selon le modèle corrigé est présentée, après impôts, sur la ligne intitulée «correction sur le Gaz en Compteur nette d'impôts» du compte de résultat. Corrélativement, les postes clients, autres créances (impôts sur les sociétés) et autres dettes ont été corrigés pour respectivement - 833 millions d'euros, 218 millions d'euros et - 137 millions d'euros en 2011.

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. 2011	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2012
INCORPORELLES	1 400	119	(95)	(8)	1 416
Applications informatiques	558	-	(32)	104	630
Mali technique	285	-	-	-	285
Autres	427	3	(63)	10	377
En-cours	130	116	-	(122)	124
CORPORELLES	1 026	34	(52)	8	1 016
Terrains	39	-	-	-	39
Constructions	516	-	(20)	11	507
Installations techniques	154	1	(1)	11	165
Autres	267	-	(31)	23	259
En-cours	50	33	-	(37)	46
AVANCES ET ACOMPTES	-	-	-	-	-
	2 426	153	(147)	-	2 432

Les frais de recherche et développement constatés en charges s'élèvent à 53 millions d'euros en 2012 contre 98 millions d'euros pour 2011.

NOTE 2 AMORTISSEMENTS ET DEPRECIATIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

Les amortissements et dépréciations ont évolué de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2011	Dotations par contrepartie au compte de résultat	Reprises par contrepartie au compte de résultat	Mouvements par contrepartie au bilan	Au 31 déc. 2012
INCORPORELLES	627	129	(72)	-	684
Applications informatiques	309	101	(18)	-	392
Mali technique	-	-	-	-	-
Autres	318	28	(54)	-	292
CORPORELLES	553	47	(46)	-	554
Terrains	-	-	-	-	-
Constructions	348	16	(15)	-	349
Installations techniques	77	7	(1)	-	83
Autres	128	23	(30)	-	121
En cours	-	1	-	-	1
	1 180	176	(118)	-	1 238

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2012	Au 31 déc. 2011
Dotations aux amortissements d'exploitation	168	149
Dotation aux amortissements linéaires	165	147
Dotation aux amortissements dégressifs	2	1
Dotation aux amortissements de dépréciation	1	1
Dotations aux amortissements exceptionnels	10	7
Reprises sur amortissements et dépréciations	-	(1)

Les autres mouvements de la période relatifs aux dépréciations sont détaillés en note 8.

NOTE 3 CREDIT-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
Immeubles	92	(6)	69	(23)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-

Les engagements contractuels sont :

<i>En millions d'euros</i>	Redevances					Valeur levée d'option
	Réglées en 2012	Restant à payer	A un an au plus	De un à cinq ans	A plus de cinq ans	
Immeubles	7	18	6	11	1	-
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-	-	-

La quasi-totalité des contrats de crédit-bail immobilier prévoient une levée d'option pour un euro symbolique.

NOTE 4 IMMOBILISATIONS FINANCIERES

Note 4 A Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2011	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2012
Titres de participation	64 263	3 510	(74)		67 700
Titres de participation consolidés	63 869	3 499	(29)	(31)	67 308
Titres de participation non consolidés	394	12	(45)	31	392
Autres formes de participation	-				-
Autres immobilisations financières	1 953	37	(310)		1 680
Autres titres immobilisés	166		(12)		154
Créances rattachées à des participations	1 583	30	(163)		1 450
Prêts	25	3	(6)		22
Autres immobilisations financières	179	4	(129)		54
	66 216	3 547	(384)	-	69 379

La variation des titres de participation au 31 décembre 2012 s'explique essentiellement par l'augmentation de capital d'ELECTRABEL pour 3 470 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre du contrat de liquidité, GDF SUEZ SA détient 6 875 000 actions propres au 31 décembre 2012 pour une valeur d'acquisition de 148 millions d'euros (cf. ligne autres titres immobilisés). Ces titres ont fait l'objet d'une provision pour

dépréciation de 41 millions d'euros (cf. note 4B – rubrique Autres) au 31 décembre 2012 correspondant à la différence entre la valeur d'acquisition et la valeur de ces actions propres évaluées sur la base du cours de bourse moyen du mois de clôture (107 M€).

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en note 10A.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en note 27.

Note 4 B Dépréciations

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2011	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2012
Titres de participation consolidés	2 469	305		(30)	2 744
Titres de participation non consolidés	246	20	(1)	30	295
Créances rattachées à des participations	333	20			353
Autres	19	31	(9)		41
	3 067	376	(10)	-	3 433

Les dépréciations concernent principalement les titres La Compagnie du Vent pour 231 millions d'euros suite à la mise à la juste valeur de la participation dans la société La Compagnie du Vent sur la base de

la valorisation retenue lors de l'exercice du put par le minoritaire (cf. note 21.A.7), ainsi que les titres GENFINA pour 72 M€.

NOTE 5 STOCKS ET EN-COURS

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs brutes au 31 déc. 2011	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2012
Gaz	1 965	2 322	(2 277)	2 010
Autres stocks et en-cours	1	-	-	1
	1 966	2 322	(2 277)	2 011

NOTE 6 ECHEANCIER DES CREANCES

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2012	Degré de liquidité		
		A fin 2013	De 2014 à 2017	2018 et au-delà
Actif immobilisé				
Créances rattachées à des participations	1 450	9	614	827
Prêts	22	3	6	13
Autres immobilisations financières	54	11	4	39
Actif circulant				
Créances clients et comptes rattachés	5 333	5 285	48	
Comptes courants de filiales	7 343	7 343		
Autres créances d'exploitation	695	695		
Autres créances	826	808	7	11
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	1	1		
	15 724	14 155	679	890

NOTE 7 COMPTES DE REGULARISATION

Actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2011	Augmentation	Diminution	Au 31 déc. 2012
Primes de remboursement des emprunts	81	46	(9)	118
Frais d'émission d'emprunt à étaler	78	21	(13)	86
Instruments financiers	567	263	(514)	316
	726	330	(536)	520

Passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2011	Augmentation	Diminution	Au 31 déc. 2012
Contrats optionnels	81	190	(212)	59
Instruments financiers	116	79	(116)	79
	197	269	(328)	138

NOTE 8 DEPRECIATIONS D'ACTIFS HORS IMMOBILISATIONS FINANCIERES

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2011	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2012
Immobilisations incorporelles	214	9	(10)	213
Immobilisations corporelles	-	1	-	1
Stocks et en-cours	-	-	-	-
Créances	205	112	(76)	241
Valeurs mobilières de placement	-	47		47
	419	169	(86)	502

NOTE 9 VALEURS MOBILIERES DE PLACEMENT

Les valeurs mobilières de placement qui figurent au bilan en valeur nette pour 1 648 millions d'euros, ont une valeur de marché de 1 396 millions d'euros au 31 décembre 2012.

La moins-value latente concerne les actions GDF SUEZ acquises en vue de leur attribution aux salariés. Les actions propres non affectées à des plans existants d'attribution d'actions gratuites au personnel au

31 décembre 2012 font l'objet d'une dépréciation en fonction de la valeur de ces actions évaluées sur la base du cours de bourse moyen du mois de clôture, soit 47 M€ au 31 décembre 2012. Les actions propres affectées à des plans existants font l'objet d'une provision constatée au passif (cf. note 12 B2).

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	2 252 636 208
Actions émises en cours d'exercice par souscription d'actions par les salariés	4 604 700
Actions émises suite à distribution du dividende	155 583 181
Nombre total d'actions composant le capital social	2 412 824 089

Au cours de l'exercice 2012, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 2 640 600 actions et des cessions cumulées de 2 465 600 actions ayant généré une moins-value nette de 13 millions d'euros. Au 31 décembre 2012, GDF SUEZ SA détient 6 875 000 actions propres dans le cadre du contrat de liquidité contre 6 700 000 au 31 décembre 2011.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (cf. note 10 C), GDF SUEZ SA détient, au 31 décembre 2012, 48 658 833 actions propres.

Note 10 B Evolution des capitaux propres

En millions d'euros

Capitaux propres au 31 déc. 2011	46 838
Souscription d'actions par les salariés (capital + prime d'émission)	77
Augmentation de capital liée au versement du dividende en actions	2 590
Dividendes distribués et acompte sur dividende	(3 361)
Provisions réglementées	(58)
Résultat	890
Capitaux propres au 31 déc. 2012	46 976

GDF SUEZ SA a versé en 2012 :

- au titre de l'exercice 2011, un dividende net de l'acompte sur dividende versé en 2011, soit 0,67 euro par action pour un montant total de 1 474 millions d'euros. Le dividende total 2011 s'élève à 1,50 euro par action, pour un montant total de 3 347 millions d'euros ;
- un acompte sur dividende 2012 de 0,83 euro par action soit 1 887 millions d'euros payables en actions ou en numéraire au choix de l'actionnaire. Les sommes versées en numéraire à ce titre s'élèvent à 418 millions d'euros.

Aucune émission d'actions réservée à l'ensemble des collaborateurs du Groupe n'a été réalisée en 2012.

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 2012, GDF SUEZ SA a attribué, à certains salariés du Groupe GDF SUEZ, 3 333 083 actions gratuites. Aucune option d'achat d'actions n'a été attribuée en 2012. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 30 octobre 2012 a décidé d'attribuer gratuitement 35 actions gratuites à l'ensemble des salariés du Groupe, sous réserve d'une condition de présence de 2 ans, soit 6 100 000 actions.

En 2012, GDF SUEZ SA a distribué 2 493 821 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 32 395 609 actions au 31 décembre 2012, dont 11 126 729 actions à livrer en cas d'exercice des options d'achat accordées.

En 2012, GDF SUEZ SA a acquis 18 969 160 actions pour un montant de 357 millions d'euros. Compte tenu des livraisons intervenues en 2012, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 48 658 833 au 31 décembre 2012, pour un montant total de 1 011 millions d'euros net de provision. Leur valeur de marché au 31 décembre 2012 ressort à 758 millions d'euros.

Historique des plans en vigueur

Actions gratuites attribuées	Volumes d'actions attribuées	Volumes d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge période	
				2012	2011
Plan ex Suez 16 juillet 2007 ⁽¹⁾	964 500		27,75	-	3,3
Plan Spring 2007 du 4 mai 2007 ⁽¹⁾		191 954	27,75	3,2	-
Plan ex Suez 14 novembre 2007 ⁽¹⁾	180 976	174 868	27,75	0,2	1,1
Plan ex Suez 1 juin 2008 ⁽¹⁾	714 925	651 896	27,75	2,0	4,9
Plan GDF SUEZ 12 novembre 2008	118 981		25,34	0,5	3,4
Plan GDF SUEZ 8 juillet 2009	1 085 166		25,34	6,9	20,2
Plan GDF SUEZ 10 novembre 2009 ⁽¹⁾	1 435 207	1 128 997	27,75	4,5	13,1
Plan GDF SUEZ 20 janvier 2010 ⁽¹⁾	331 576	330 180	27,75	0,9	4,1
Plan GDF SUEZ 3 mars 2010 ⁽¹⁾	47 747	15 926	26,16	0,3	0,5
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	22,8	23,4
Plan GDF SUEZ 2 mars 2011	53 790		24,94	0,5	0,5
Plan GDF SUEZ 22 juin 2011	4 176 758		22,90	37,3	21,3
Plan GDF SUEZ 6 décembre 2011	2 707 617		22,85	18,5	1,2
Plan GDF SUEZ 29 février 2012	66 399		22,26	0,5	-
Plan GDF SUEZ 30 octobre 2012	6 100 000		19,93	6,1	-
Plan GDF SUEZ 6 décembre 2012	3 266 684		19,93	1,3	-
TOTAL	24 602 624	2 493 821		106,3	97,7

(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	
			2012	2011
Plan GDF SUEZ 12 novembre 2008	6 119 554	32,74	-	-
Plan GDF SUEZ 10 novembre 2009	5 007 175	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 15 803 200 actions au 31 décembre 2012.

NOTE 11 AUTRES FONDS PROPRES

En millions d'euros	Au 31 déc. 2012	Au 31 déc. 2011
Titres participatifs	429	429
Contre-valeur des biens mis dans la concession – Droits en nature des concédants	25	25
	454	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.

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 2012, la charge financière s'élève à 16 millions d'euros.

NOTE 12 PROVISIONS

Note 12 A Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2011	Dotations Compte de résultat	Reprises Compte de résultat	Au 31 déc. 2012
Provisions réglementées	715	176	(234)	657
Amortissements dérogatoires	462	126	(142)	446
Provision pour hausse de prix	251	50	(91)	210
Provision pour investissement	2	-	(1)	1
Subventions d'investissement	-			
TOTAL	715	176	(234)	657

Note 12 B Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2011	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31 déc. 2012
Provisions pour reconstitution des sites (note 12 B1)	32	2	(4)	-	-	30
Provisions relatives au personnel (note 12 B2)	264	106	(75)	-	-	295
Provisions pour impôts (note 12 B3)	418	8	(87)	-	-	339
Provisions pour intégration fiscale (note 12 B4)	1 977	123	(208)	-	-	1 892
Garantie sur cessions (note 12 B5)	49	25	(4)	-	-	70
Risques sur filiales (note 12 B6)	27		(2)	-	-	25
Autres provisions pour risques et charges (note 12 B7)	649	247	(513)	(13)	-	370
	3 416	511	(893)	(13)	-	3 021

Note 12 B1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2012 s'élèvent à 30 millions d'euros contre 32 millions d'euros en 2011. Elles concernent la remise en état des terrains ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé. En 2012, la provision a été utilisée à hauteur de 4 millions d'euros pour des travaux de réhabilitation. Par ailleurs, une dotation complémentaire de 2 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 9 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 et les médailles du travail sont intégralement provisionnés, à hauteur, respectivement de 80 millions d'euros, 16 millions d'euros et 7 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 2012, les provisions correspondantes s'élèvent à 9 millions d'euros au titre des retraites et 14 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 29 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Le détail de la variation de ces provisions figure en note 22 D.

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 2012, les provisions constituées au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 168 millions d'euros contre 131 millions d'euros au 31 décembre 2011.

En 2012, GDF SUEZ SA a constaté une dotation de 103 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 66 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 339 millions au 31 décembre 2012 contre 418 millions d'euros au 31 décembre 2011. 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 2012 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. A 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 2012, 112 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 108 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Au 31 décembre 2012, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 892 millions d'euros dont 1 420 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 2012, les provisions pour garantie sur cessions s'élèvent à 69,3 millions contre 49 millions au 31 décembre 2011.

Cette variation s'explique principalement par une dotation de 20,6 millions d'euros au titre de l'éventuel appel en garantie que le partenaire CIC (actionnaire minoritaire d'EPI, filiale du Groupe) est en droit de demander suite à la notification d'un redressement fiscal chez EPI.

Note 12 B6 Provisions pour risques sur filiales

Les risques sur filiales s'élèvent au 31 décembre 2012 à 25 millions d'euros contre 27 millions d'euros au 31 décembre 2011.

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 principales variations nettes concernent les instruments financiers pour -138 millions d'euros, les litiges fiscaux pour -79 millions d'euros, les risques de change pour -75 millions et les risques de taux pour 36 millions d'euros.

NOTE 13 DETTES FINANCIERES

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2012	Au 31 déc. 2011
Dettes d'emprunts	26 654	23 323
Emprunts obligataires	21 002	16 499
Autres emprunts	5 535	4 199
Comptes-courants filiales et emprunts avec les filiales	117	2 625
Autres dettes financières	936	1 162
Dépôts reçus de la clientèle	39	39
Part courue des charges d'intérêts	580	535
Solides créditeurs de banques	85	242
Divers	237	346
	27 590	24 485

La dette d'emprunts augmente en 2012 du fait :

- ▶ de l'émission de nouveaux emprunts obligataires pour 4 900 millions d'euros, pour 10 000 millions de JPY, pour 450 millions de CHF et 1 500 millions de USD soit un total de 6 498 millions d'euros (voir détail note 14 A), compensée par des remboursements de 1 140 millions d'euros et 975 millions de CHF, soit un total de 1 947 millions d'euros ;

- ▶ de la progression des émissions de billets de trésorerie pour un montant total de 1 007 millions d'euros ;

- ▶ du tirage d'une ligne de crédit à hauteur de 620 millions d'euros ;

- ▶ des US Commercial Paper à hauteur de 209 millions d'euros ;

compensée par :

- ▶ la réduction des emprunts court terme avec les filiales pour 2 500 millions d'euros.

NOTE 14 ECHEANCIER DES DETTES

<i>En millions d'euros</i>	Montants au 31 déc. 2012	Degré d'exigibilité		
		A fin 2013	De 2014 à 2017	2018 et au-delà
Dettes financières	27 590	6 910	7 438	13 242
Emprunts obligataires	21 002	968	7 412	12 622
Autres emprunts	5 535	4 915		620
Comptes-courants filiales et emprunts avec les filiales	117	117		
Autres dettes financières	936	910	26	
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	4 855	4 855		
Dettes fiscales et sociales	1 113	1 113		
Autres dettes	1 243	1 243		
Avances clients et comptes rattachés	168	168		
Autres	1 075	1 075		
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	2	2		
	35 803	14 123	7 438	13 242

Note 14 A Détail des emprunts obligataires

	Montants au 31 déc. 2012	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Emissions publiques					
• en millions d'euros	968	02/2003	02/2013	4,750%	Paris/Luxembourg
• 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	300	12/2008	01/2019	6,875%	Luxembourg
• en millions d'euros	1 500	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	1 000	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 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 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 US dollars	750	10/2012	10/2017	1,625%	Aucune
• en millions de US 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

Note 14 B Autres emprunts

Au 31 décembre 2012, les autres emprunts concernent principalement des billets de trésorerie libellés en euros à hauteur de 3 974 millions d'euros (dont 2 443 millions d'euros à taux variable et 1 531 millions d'euros à taux fixe) et des *US Commercial Paper* en dollars américains à taux fixe pour une contre-valeur de 941 millions d'euros. Leurs échéances respectives sont inférieures à un an. En 2012, GDF SUEZ SA a également une ligne de crédit utilisée à hauteur de 620 millions d'euros.

Note 14 C 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 REPARTITION DE LA DETTE PAR DEVISE ET PAR TAUX

Note 15 A Répartition par taux

En millions d'euros	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31 déc. 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
A taux variable				
Emprunts obligataires	4 442	5 388	259	280
Autres emprunts	5 414	4 141	2 943	2 548
Comptes courants des filiales	117	2 625	117	2 625
Autres dettes financières	936	1 162	936	1 162
A taux fixe				
Emprunts obligataires	16 560	11 111	20 743	16 219
Autres emprunts	121	58	2 592	1 651
Comptes courants des filiales	-	-	-	-
	27 590	24 485	27 590	24 485

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. 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
En euros				
Emprunts obligataires	21 002	16 499	15 475	11 717
Autres emprunts	5 535	4 143	4 594	3 467
Comptes courants des filiales	117	2 617	117	2 617
Autres dettes financières	848	896	848	896
En devises				
Emprunts obligataires	-	-	5 527	4 782
Autres emprunts	-	56	941	732
Comptes courants des filiales	-	8	-	8
Autres dettes financières	88	266	88	266
	27 590	24 485	27 590	24 485

NOTE 16 VENTILATION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Ventes d'énergie		
• en France	16 372	14 210
• à l'étranger	9 506	7 933
Travaux, études et prestations de services	1 205	1 219
Produits des activités annexes et autres ventes	832	764
	27 915	24 126

NOTE 17 DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS, DEPRECIATIONS 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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Provision pour renouvellement des biens en concession	1	2
Provision pour reconstitution des sites	(2)	4
Provisions relatives au personnel	(8)	14
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	(156)	97
	(165)	117

Note 17 D Transfert de charges d'exploitation

Les transferts de charges, inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 2 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 3 millions d'euros au 31 décembre 2011.

NOTE 18 RESULTAT FINANCIER

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012 Charges	31 déc. 2012 Produits	31 déc. 2012 Net	31 déc. 2011 Net
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 687)	638	(1 049)	(523)
Intérêts sur comptes-courants et créances rattachées à des participations	(27)	74	47	+ 73
Résultat de change	(927)	970	43	(356)
Dividendes reçus		1 734	1 734	+ 4 087
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(263)	237	(26)	(120)
	(2 904)	3 653	749	+ 3 161

La forte baisse du résultat financier provient notamment du versement en 2011 par GRTgaz et GrDF de dividendes exceptionnels pour un montant total de 1 988 millions d'euros.

NOTE 19 RESULTAT EXCEPTIONNEL

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012 Charges	31 déc. 2012 Produits	31 déc. 2012 Net	31 déc. 2011 Net
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(28)	36	8	19
Cessions d'immobilisations financières	(155)	149	(6)	415
Provision pour hausse des prix	(50)	91	41	(6)
Amortissements dérogatoires	(126)	141	15	(37)
Dotations et reprises des dépréciations afférentes aux participations	(346)	2	(344)	983
Mali de confusion				(851)
Autres	(108)	260	152	(37)
	(813)	679	(134)	486

Le résultat exceptionnel au 31 décembre 2012 intègre pour l'essentiel les dépréciations des titres de participation La Compagnie du Vent, et GENFINA (cf. note 4 B).

La ligne «Autres» comprend la reprise de 233 M€ au titre de la réduction de l'amende MEGAL survenue au cours de l'exercice.

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 2012 est de 36,10%. Ce taux inclut la contribution de 3,3% ainsi que la contribution exceptionnelle de 5% instituée en 2011 et reconduite par la Loi de finances pour 2013 jusqu'en 2015 dans la mesure où celles-ci sont applicables sur une base individuelle ou groupe.

En millions d'euros	2012	2011
Impôt sur les sociétés de l'exercice de GDF SUEZ SA (hors Groupe Fiscal) ⁽¹⁾	0	0
Impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement ⁽²⁾	(381)	(353)
Variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés ⁽³⁾	(248)	23
Autres	87	35
IMPOT SUR LES SOCIETES DE L'EXERCICE		
Charge d'impôts		
Produit d'impôts	(542)	(295)

(1) En 2012, comme en 2011, le résultat fiscal individuel de GDF SUEZ SA est déficitaire.

(2) Le produit d'intégration fiscale de 381 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 353 millions d'euros au 31 décembre 2011 s'explique par la différence entre :

★ les crédits d'impôt envers le Trésor au niveau du groupe fiscal intégré sont de 1 million d'euros au 31 décembre 2012, contre 2 millions d'euros au 31 décembre 2011 ;

★ et la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à GDF SUEZ SA de 380 millions d'euros, contre 351 millions d'euros au 31 décembre 2011.

(3) Les variations nettes aux provisions pour impôt en 2012 intègrent notamment :

★ 17 millions d'euros de dotation nette au titre de la création de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à GDF SUEZ SA contre 125 millions d'euros de dotation aux provisions au 31 décembre 2011 ;

★ 102 millions d'euros de reprise nette relative au sur-amortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz. Ce montant tient compte de l'ajustement de la provision induit par la contribution exceptionnelle de 5% reconduite pour 2013 et 2014 ;

★ 79 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% reconduite pour 2013 et 2014 ;

★ 84 millions d'euros de reprise nette 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	2012	2011
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	319	602
• Produits comptabilisés non imposés	423	480
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	735	884
• Produits imposés non comptabilisés	430	566
Base fiscale différée nette (active en 2012)		
• Base	423	368
• Montant	146	127

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. GDF SUEZ SA est en attente de l'avis de mise en recouvrement. A noter que les décisions du Conseil d'Etat, 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.

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 Paper aux Etats-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 11 670 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 2012, GDF SUEZ utilise ces lignes de crédit à hauteur de 620 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 1 241 millions de dollars au 31 décembre 2012, et Billets de Trésorerie pour un montant de 5 000 millions d'euros, utilisé à hauteur de 3 974 millions d'euros au 31 décembre 2012.
- ▶ 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. 2012

<i>En millions d'euros</i>	A 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. 2011
SWAP DE TAUX D'INTERET							
payeur taux fixe / receveur taux variable		2 909	5 374	1 295	9 578	(869)	4 704
payeur taux variable / receveur taux fixe	1 530	3 484	5 938	2 001	12 953	1 366	10 004
VENTE D'UNE OPTION SUR UN SWAP							
payeur taux fixe / receveur taux variable		579	338		917	(102)	917
ACHAT DE CAP			1 350		1 350	16	1 350
TOTAL EUROS	1 530	6 972	13 000	3 296	24 798	411	16 975
SWAP DE TAUX D'INTERET							
payeur taux fixe / receveur taux variable		834			834	(32)	1 031
TOTAL NOK		834			834	(32)	1 031
SWAP DE TAUX D'INTERET							
payeur taux fixe / receveur taux variable			690	295	985	(59)	386
VENTE D'UNE OPTION SUR UN SWAP							
payeur taux fixe / receveur taux variable							1 005
TOTAL USD			690	295	985	(59)	1 391
SWAP DE TAUX D'INTERET							
payeur taux fixe / receveur taux variable				166	166	(1)	
payeur taux variable / receveur taux fixe				166	166	1	
TOTAL CAD				332	332	0	
	1 530	7 806	13 690	3 923	26 949	320	19 397

Notionnel au 31 déc. 2012

En millions d'euros	A 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. 2011
SWAP DE DEVISES							
payeur taux fixe / receveur taux fixe			858	1 960	2 818	(64)	2 754
TOTAL GBP			858	1 960	2 818	(64)	2 754
SWAP DE DEVISES							
payeur taux variable / receveur taux fixe		572	88	132	792	90	798
payeur taux variable / receveur taux variable		158			158	1	180
TOTAL JPY		730	88	132	950	91	978
SWAP DE DEVISES							
payeur taux fixe / receveur taux fixe		248			248	(11)	247
payeur taux variable / receveur taux fixe			228	145	373	(5)	802
TOTAL CHF		248	228	145	621	(16)	1 049
SWAP DE DEVISES							
payeur taux fixe / receveur taux fixe		568			568	(23)	773
payeur taux variable / receveur taux fixe			568		568	(23)	
TOTAL USD		568	568		1 136	(46)	773
		1 546	1 742	2 237	5 525	(35)	5 554

Les opérations de couverture du risque de taux en vie au 31 décembre 2012 sont les suivantes :

- ▶ le 23 janvier 2006, GDF SUEZ SA a conclu avec un établissement financier une opération de couverture du risque de taux d'intérêt sur la rémunération des titres participatifs A, avec un swap à l'échéance du 15 octobre 2035, d'un montant notionnel de 429 millions d'euros (dont 240 millions d'euros débouclés par anticipation en 2012 moyennant le paiement d'une soule de 79 millions d'euros). Ce swap comprend deux périodes successives :
 - jusqu'au 15 octobre 2015, avec un coefficient multiplicateur de 130% du notionnel mentionné ci-dessus, et
 - de 100% ensuite jusqu'à l'échéance finale.

GDF SUEZ SA reçoit un taux variable égal à une moyenne du taux CMS 10 ans (*Constant Maturity Swap*) en euros et paye un taux fixe *all-in* de 4,3285%.

Le taux CMS 10 ans choisi fait apparaître une très bonne corrélation avec la référence TMO utilisée pour la détermination du coupon des titres participatifs tout en apportant une meilleure liquidité et une permanence anticipée sur la durée de couverture ;

- ▶ 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 et de US Commercial Paper). Il s'agit de swaps payeurs taux variable Eonia / receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 1 530 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 985 millions d'euros et en NOK pour un montant de 834 millions d'euros.

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 2012, les engagements correspondants sont les suivants :

Engagements part fixe au 31 déc. 2012						
Contrats à terme <i>En millions d'euros</i>	Par échéance			Contre-valeur au 31 déc. 2012	Différentiel de change au 31 déc. 2012	Engagement part fixe au 31 déc. 2011
	2013	2014	2015 et au-delà			
POSITION ACHETEUR						
- Devise AUD	3	-	-	2	1	-
- Devise CHF	-	-	-	-	-	3
- Devise EUR	2	-	-	1	1	13
- Devise GBP	19	7	-	25	1	270
- Devise NOK	23	-	-	23	-	-
- Devise USD	2 160	388	-	2 507	41	3 032
POSITION VENDEUR						
- Devise AUD	3	-	-	2	1	-
- Devise CHF	61	-	-	60	1	59
- Devise EUR	2	-	-	1	1	-
- Devise GBP	185	-	-	183	2	281
- Devise HUF	185	-	-	181	4	39
- Devise MXN	148	-	-	145	3	24
- Devise NOK	340	-	-	343	(3)	991
- Devise RON	19	-	-	19	-	59
- Devise USD	722	6	-	730	18	1 237

5. Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2012	Echéance		
		A fin 2013	de 2014 à 2017	2018 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHES				
Garanties de bonne fin et autres	2 479	1 640	466	373
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	4 714	459	1 259	2 996
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Sûretés personnelles données	3 104	829	1 624	651
Garanties cautions et avals aux filiales	2 824	1 024	817	983
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	198	-	138	60
AUTRES ENGAGEMENTS DONNES				
Garanties sur convention de cessions d'activités	5 455	1 820	140	3 495
Engagements de location simple	601	80	303	218
Engagements de crédit-bail	18	6	11	1
Engagements relatifs aux méthaniers	495	68	205	222
	19 888	5 926	4 963	8 999

Les sûretés personnelles données pour 3 104 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 2 824 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 130 millions d'euros au 31 décembre 2012 pour un montant initial de 328 millions, soit 198 millions restant à tirer.

Les garanties sur convention de cessions d'activités pour 5 455 millions d'euros portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions de Nalco, Suez-Tractebel et CIC :

- ▶ pour Nalco, GDF SUEZ SA est contre garant en cas de défaillance des vendeurs, Léo Holding et Nalco International SAS et est également bénéficiaire d'une garantie de la part de la part d'Ecolab Inc., nouvelle maison mère de Nalco ;
- ▶ pour Suez-Tractebel, la cession est assortie d'une garantie de passif d'un montant maximal de 1 500 millions d'euros, à échéance maximale mars 2013 ;
- ▶ pour CIC d'une participation minoritaire de 30% dans la filiale GDF SUEZ Exploration & Production International SA 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 2 387 millions d'euros.

Les engagements de location simple pour 601 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 495 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 (104 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, le dit 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) ;

- ▶ au Comté de Surrey pour un contrat de B.O.T. obtenu par Suez Environnement ; celle-ci garantissant GDF SUEZ SA pour ce contrat ;

- ▶ à «Ayr Environmental Services» et «Caledonian Environmental Services», sociétés écossaises, pour les contrats de construction de station d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degrémont SA/ AMEC Capital Projects Ltd ;

- ▶ au «Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork» pour le contrat de construction et d'exploitation de station d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork obtenu par un consortium composé de deux filiales de GDF SUEZ SA, de Dumez GTM filiale de Vinci, de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et Vinci contre-garantissant GDF SUEZ SA ;

- ▶ à l'«Halifax Regional Municipality» pour le contrat de construction des stations de traitement de Halifax, Dartmouth & Herring Cove obtenu par la société D & D Water Solutions Inc, société détenue à 50/50 par Degrémont Limitée, filiale de Degrémont et Dexter, filiale du groupe Municipal Enterprises Limited. GDF SUEZ SA intervient en tant que garant de second rang, Degrémont étant garant de premier rang pour sa part ;

- ▶ 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 322 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 ;

- à garantir ELF EXPLORATION UK LIMITED, suite à la cession en décembre 2011 de sa participation de 22,5% dans la joint-venture EFOG, pour 7 ans contre les litiges fiscaux et pour 2 ans pour tout autre litige, sans excéder le plafond maximum de 590 millions d'euros.

6. Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2012	Échéance		
		A fin 2013	de 2014 à 2017	2018 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHES				
Garanties reçues	445	445	-	-
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	11 050	1 000	10 050	-
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
AUTRES ENGAGEMENTS RECUS				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	2 580	478	1 550	552
Contre-garanties sur engagements activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	266	54	177	35
Engagements de crédit-bail	18	6	11	1
Engagements relatifs aux méthaniens	495	68	205	222
	14 854	2 051	11 993	810

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.

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 2012, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 514 TWh à moins d'un an, 2 159 TWh entre deux et cinq ans et 4 053 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 2012, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 27 TWh d'achats à terme et de 86 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 2012, les engagements de GDF SUEZ SA sont de 24 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 2 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 négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de sa filiale spécialisée GDF SUEZ Trading.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge

commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement de GDF SUEZ SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*put*) ;

- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des swaps financiers.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Notionnel au 31 déc. 2012

	en GWh par échéance			En millions d'euros		
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans		Juste valeur au 31 déc. 2012 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2011 en GWh
SWAPS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	44 859	9 217	608	1 359	(36)	33 742
Produits pétroliers	104 227	24 099	439	5 993	236	189 154
CER EUA – CO ₂	-	-	-	-	-	250
SWAPS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	(57 820)	(27 800)	(3 999)	(2 369)	15	58 840
Produits pétroliers	(63 449)	(17 389)	(693)	(2 968)	(200)	118 285
CER EUA – CO ₂	-	-	-	-	-	250
OPTIONS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel						-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	10 449
OPTIONS (POSITION VENDEUR)						
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Electricité	-	-	-	-	-	6 695
FORWARD (POSITION ACHETEUR)						
Produits pétroliers						43
Electricité	22 869	1 228	12 680	22	25	2 525
CO ₂	9	8	21	2	2	273
FORWARD (POSITION VENDEUR)						
Electricité	(13 511)	(6 255)	(5 159)	(367)	(364)	12 294
CO ₂	-	-	-	-	-	29

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 est déterminée en fonction du volume de ses ventes et d'un coefficient de proportionnalité par énergie :

Energies	Coefficient obligation
Electricité	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. Concurrence et concentrations

En 2008, Gaz de France a reçu une communication de griefs de la Commission Européenne faisant état de présomptions de concertation avec E.ON ayant pour effet de restreindre la concurrence sur leurs marchés respectifs, en particulier concernant les livraisons de gaz naturel transporté par le gazoduc MEGAL. La Commission Européenne avait considéré que cette entente avait débuté en 1975 à l'occasion de la conclusion des accords relatifs à la construction du gazoduc MEGAL, et que les deux entreprises s'étaient entendues pour que GDF SUEZ SA n'utilise pas le gaz transporté sur le gazoduc MEGAL pour fournir des clients situés en Allemagne et qu'E.ON ne transporte pas de gaz vers la France via MEGAL. En 2009, la Commission européenne a ainsi condamné les deux entreprises

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.

à payer une amende de 553 millions d'euros pour entente. Cette amende a été payée par GDF SUEZ SA. En 2009, GDF SUEZ SA a introduit devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation de cette décision.

Le Tribunal de l'Union européenne a, le 29 juin 2012, réduit de 553 à 320 millions d'euros, le montant de l'amende infligée à GDF SUEZ SA, la réduisant ainsi de 233 millions d'euros, qui ont été remboursés le 31 juillet 2012. Cet arrêt n'ayant pas fait l'objet d'un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne, est devenu définitif.

2. 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'Etat 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 promulgation 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'Etat 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'Etat argentin dans la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires et de Santa Fe. Ces deux décisions de principe seront suivies, dans les prochains mois, de la détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis.

L'expert devrait remettre ses conclusions définitives au premier semestre 2013.

3 OPR sur Electrabel

A 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. L'audience d'introduction est fixée au 19 février 2013.

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. Il appartient désormais à M. Geenen d'assigner GDF SUEZ devant la Cour d'appel de Bruxelles dans une composition différente.

4. Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France à compter du 1^{er} octobre 2011

Litiges portant sur les tarifs réglementés du dernier trimestre 2011

L'arrêté interministériel du 29 septembre 2011 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux de distribution de GDF SUEZ, a gelé les tarifs réglementés du gaz naturel, en dépit d'un avis défavorable de la CRE du 22 septembre 2011. GDF SUEZ considère que cet arrêté n'est conforme ni à la loi qui impose que les tarifs réglementés couvrent l'intégralité des coûts, ni aux règles d'un marché ouvert à la concurrence, ni au contrat de service public signé entre l'Etat et l'Entreprise.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 13 octobre 2011, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'Etat pour excès de pouvoir.

En outre, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a obtenu, le 28 novembre 2011, du juge des référés du Conseil d'Etat, la suspension de l'arrêté du 29 septembre 2011. Le Conseil d'Etat a annulé le 10 juillet 2012, l'arrêté du 29 septembre 2011 sur les tarifs réglementés de vente de gaz naturel pris par les ministres de l'économie et de l'énergie.

Dans sa décision, le Conseil d'Etat relève que l'arrêté est entaché d'une erreur de droit, en ce qu'il fixe les tarifs à un niveau inférieur à celui qui aurait résulté de l'application de la formule tarifaire telle que déterminée par la réglementation en vigueur.

Le Conseil d'Etat a donc enjoint aux ministres concernés de prendre, dans un délai d'un mois, un nouvel arrêté tarifaire fixant une évolution des tarifs conforme à la réglementation pour la période du 1^{er} octobre 2011 au 31 décembre 2011, ce qui a été fait par arrêté du 1^{er} août 2012. Un produit estimé à 210 millions d'euros a été comptabilisé au titre de ce rattrapage tarifaire dans les états financiers 2012.

Litiges portant sur les tarifs réglementés à compter de juillet 2012

Par ailleurs, 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 considère que cette évolution tarifaire ne lui permet 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'Etat pour excès de pouvoir.

Enfin, l'arrêté ministériel du 26 septembre 2012 fixe 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 considère que cette évolution tarifaire ne lui permet 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'Etat pour excès de pouvoir. Par ordonnance du 29 novembre 2012, le Conseil d'Etat a suspendu l'arrêté du 26 septembre 2012 et enjoint en outre aux Ministres en charge de l'Energie 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.

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions USD.

Par trois décisions du 30 janvier 2013, le Conseil d'Etat 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'Etat de prendre de nouveaux arrêtés corrigeant cette illégalité dans le délai d'un mois. Les conséquences financières de cette décision du Conseil d'Etat et des nouveaux arrêtés tarifaires seront comptabilisées dans les états financiers de l'exercice 2013. L'impact positif sur l'EBITDA 2013 est estimé à environ 150 millions d'euros.

5. La Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, GDF SUEZ a acquis 56,84% des titres de La Compagnie du Vent, SOPER (l'actionnaire d'origine) en conservant 43,16%. Le fondateur de la société (et propriétaire de SOPER), Jean-Michel Germa, est resté P-DG de La Compagnie du Vent.

Depuis 2011, différents litiges opposent GDF SUEZ à Jean-Michel Germa et SOPER quant à sa révocation du poste de P-DG. Après une annulation par la Cour d'Appel de Montpellier de la première Assemblée Générale de La Compagnie du Vent du 27 mai 2011, une seconde Assemblée Générale, le 3 novembre 2011, a finalement désigné un nouveau dirigeant proposé par GDF SUEZ.

Restent cependant 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 P-DG de La Compagnie du Vent, (iii) la procédure intentée, devant le Tribunal de Commerce de Montpellier, par SOPER le 21 mai 2012,

contre GDF SUEZ, La Compagnie du Vent et l'actuel P-DG, SOPER demandant une expertise judiciaire à propos de certaines décisions de gestion afin d'en obtenir réparation, et (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. Par ailleurs, SOPER a également notifié à GDF SUEZ sa volonté d'exercer sa 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.

6. 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 réclamé 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). TEGAZ a sollicité une mesure d'urgence visant à suspendre la procédure d'expertise pendant la procédure d'arbitrage, dont le bien-fondé et la nécessité sont contestés par GDF SUEZ SA. Le tribunal arbitral a suspendu la procédure le 27 juillet 2012.

Le 29 janvier 2013, le tribunal arbitral s'est déclaré compétent pour trancher l'ensemble des demandes formulées par TEGAZ et a jugé que 5 des 8 demandes d'interprétation formulées par TEGAZ sont recevables.

NOTE 22 ENGAGEMENTS DE RETRAITE ET AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL

RECAPITULATIF DES ENGAGEMENTS

En millions d'euros	Au 31 déc. 2012 ⁽¹⁾	Au 31 déc. 2011
RETRAITE	2 202	1 928
• Régime des IEG	1 928	1 658
• Autres régimes	274	270
AUTRES AVANTAGES DE FIN DE CARRIERE ET POSTERIEURS A L'EMPLOI	426	373
• Avantage en nature énergie et eau	281	256
• Indemnités de fin de carrière	61	54
• Indemnités de secours immédiat	47	28
• Autres *	37	35
AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL	95	99
• Pensions d'invalidité et autres	88	92
• Médailles du travail	7	7
	2 723	2 400

* Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-Suez.

(1) Dont 126 M€ provisionnés dans les comptes sociaux (cf. note 22 D).

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 Electriques 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 regime 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 Electriques 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 et, pour chaque entreprise, entre, d'une part, les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel («droits spécifiques passés régulés») et, d'autre part, les droits afférents aux autres activités («droits spécifiques passés non régulés»). Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG s'entendent des prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun.

Le financement des 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 n'incombe donc plus au Groupe GDF SUEZ.

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.

Les droits spécifiques du régime constitués à compter du 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en terme de masse salariale au sein de la branche des IEG.

1. Les obligations financières de GDF SUEZ SA

En application de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, à

compter du 1^{er} janvier 2005, les obligations financières de GDF SUEZ SA sont les suivantes :

- ▶ verser à la CNIEG sa quote-part des cotisations dues aux régimes de retraites de droit commun, cotisations que la CNIEG reverse à la CNAV, l'AGIRC et l'ARRCO ;
- ▶ verser à la CNIEG sa contribution au financement des prestations servies excédant les droits relevant des régimes de droit commun et non financées par la contribution tarifaire ;
- ▶ verser à la CNIEG sa quote-part des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires dues à la CNAV, à l'AGIRC et à l'ARRCO et non financées par la CTA ;
- ▶ verser à la CNIEG sa quote-part des dépenses de gestion administrative de cette dernière ainsi que des charges de compensation avec les autres régimes légaux de retraite et des prestations relatives aux risques invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- ▶ en tant que fournisseur de gaz et d'électricité (et le cas échéant d'acheminement de gaz), collecter et reverser à la CNIEG les contributions tarifaires.

2. Les réformes du régime spécial de retraite

La réforme de 2008

Le régime spécifique de retraite des industries électriques et gazières a été modifié par décret n° 2008-69 du 22 janvier 2008. Les modifications apportées, entrées en vigueur à partir du 1^{er} juillet 2008, 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 jusqu'alors fixée à 150 trimestres augmente progressivement pour atteindre 160 trimestres le 1^{er} décembre 2012.

Pour les personnes qui ne justifient pas de la durée d'assurance requise, un système de décote est progressivement introduit. La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. A l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions.

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.

La loi du 9 août 2004 a institué une contribution tarifaire (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel qui vise à assurer le financement des droits spécifiques de retraite acquis au 31 décembre 2004 et dus aux personnels qui relèvent du régime des industries électriques et gazières et sont en fonction dans les activités régulées des entreprises relevant de ce régime (droits spécifiques passés régulés – DSPR). Ainsi, le financement de ces droits n'incombe plus au Groupe GDF SUEZ, à l'exception des dérivés occasionnées par les évolutions postérieures au 31 décembre 2004 ayant pour effet d'augmenter le montant de ces droits et résultant de changements dans la classification du personnel ou dans la réglementation relative à l'assurance vieillesse du régime des IEG.

La réforme de 2010

La loi n°2010-1330 du 9 novembre 2010 a modifié le régime des retraites de droit commun et de la Fonction Publique notamment en reportant à 62 ans l'âge légal de départ à la retraite contre 60 ans antérieurement.

Au 31 décembre 2010, en l'attente du décret d'application au régime spécial des IEG et compte tenu du principe d'adossment de ce dernier sur le régime de la Fonction Publique, expressément prévu par la loi du 22 janvier 2008, GDF SUEZ SA avait intégré dans l'évaluation de ses engagements sociaux tous les impacts de la réforme de 2010, à savoir :

- ▶ dès 2011, le régime spécial des IEG finance les effets de la réforme du régime de droit commun du fait de l'adossment à ce régime. Ceci concerne notamment le report de l'âge légal de départ. Cette étape est sans impact sur les salariés des IEG ;
- ▶ à compter de 2017, l'âge légal de départ à la retraite et l'âge d'annulation de la décote seront progressivement reportés pour atteindre respectivement 62 ans et 67 ans en 2024.

Le décret d'application n°2011-290 de la réforme des retraites 2010 a été promulgué le 18 mars 2011. Par ailleurs, le calendrier de passage à 41,5 ans de la durée d'assurance nécessaire pour bénéficier de la retraite à taux plein a été précisé par le décret n°2011-916 du 1^{er} août 2011. Les impacts sur les engagements sociaux de ces deux textes par rapport à ce qui avait été anticipé à la clôture de l'exercice précédent ont été intégrés au 31 décembre 2011, soit une baisse de 11 millions d'euros.

Les faits marquants de l'évolution 2012 des engagements.

Le décret n°2012-847 du 2 juillet 2012 a pour objet d'ouvrir le droit à la retraite anticipée à soixante ans pour les assurés justifiant de la durée d'assurance cotisée requise pour leur génération et ayant commencé à travailler avant vingt ans. Le chiffrage estimatif de ce décret applicable pour la part IEG à compter de 2017 étant non significatif au regard des engagements du régime, a conduit à ne pas prendre en compte l'anticipation des départs liés à ce décret. En revanche, l'engagement au 31 décembre 2012 au titre du financement des cotisations de préretraite pour 3 millions d'euros intègre la majoration des cotisations retraite à la CNAV sur les cinq prochaines années dans la limite du plafond annuel de la sécurité sociale.

Au 31 décembre 2012, GDF SUEZ a intégré dans l'évaluation de ces engagements sociaux :

- ▶ le projet de décret prévoyant la mensualisation du paiement des pensions IEG à compter du 1^{er} janvier 2013 en lieu et place d'un paiement trimestriel ;
- ▶ la majoration d'un mois supplémentaire de l'indemnité de Secours Immédiat lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou invalidité.

Les impacts de ce texte se traduisent par une augmentation de 1 million d'euros.

3 Mode de calcul des engagements de retraite

Conformément à la recommandation du CNC du 1^{er} avril 2003 (2003-R.01), les engagements de GDF SUEZ SA sont déterminés selon une méthode actuarielle. Cette méthode, dite des unités de crédit projetées, repose sur des lois de projection portant notamment sur :

- ▶ les salaires de fin de carrière ; leur évaluation intègre l'ancienneté des agents, leur niveau de salaire et leur progression de carrière ;
- ▶ les âges de départ à la retraite, déterminés le cas échéant en fonction de critères caractéristiques des agents des IEG (service actif, nombre d'enfants pour les femmes) ;

▶ l'évolution des effectifs de retraités, dont l'estimation repose sur la table de survie prospective établie par l'INSEE et, le cas échéant, sur un taux de rotation résultant de l'observation statistique du comportement des agents des IEG ;

▶ les reversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- ▶ ils sont évalués sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- ▶ ils sont déterminés pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou s'agissant des régimes ex Suez pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- ▶ ils comprennent, le cas échéant, les contributions aux frais de gestion de la CNIEG ;
- ▶ les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

Le taux d'actualisation nominal utilisé au 31 décembre 2012 est de 3,3% contre 4,1% au 31 décembre 2011.

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 3,3% au 31 décembre 2012 contre 4,1% au 31 décembre 2011. Les autres engagements ont été évalués sur la base d'un taux d'actualisation de 3% au 31 décembre 2012 contre 3,9% au 31 décembre 2011.

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.

A 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	
En millions d'euros	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	1 658	1 477	270	281	373	311	99	93	2 400	2 162
Coût des services rendus de la période	43	40	3	2	7	6	9	9	62	57
Charges d'intérêt sur obligation	68	71	10	11	13	14	4	4	95	100
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	227	134	8	(11)	49	68	(8)	2	276	193
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) ⁽¹⁾	(68)	(64)	(17)	(13)	(16)	(26)	(9)	(9)	(110)	(112)
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	1 928	1 658	274	270	426	373	95	99	2 723	2 400

(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 113 millions au 31 décembre 2012 contre 112 millions au 31 décembre 2011.

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 2012, GDF SUEZ SA a provisionné 126 millions d'euros, contre 133 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Evolution des provisions sur engagements sociaux

	Retraites ⁽¹⁾		Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾		Avantages long terme ⁽³⁾		Total	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<i>En millions d'euros</i>								
Provision de début de période	13	16	31	32	89	85	133	133
Charges (produits) de la période	-	-	2	3	7	13	9	16
<i>Dont coût des services rendus de la période</i>	-	-	1	1	9	9	10	11
<i>Dont charges d'intérêt sur obligation</i>	-	-	-	1	3	4	3	5
<i>Dont pertes et gains actuariels générés sur l'obligation</i>	-	-	1	1	(5)	-	(4)	-
<i>Dont Autres</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(4)	(3)	(3)	(4)	(9)	(9)	(16)	(16)
Provision de fin de période	9	13	30	31	87	89	126	133

(1) En 2012, comme en 2011, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG.

(2) Congés exceptionnels de fin de carrière (16 M€), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex Suez (10 M€) et prime eau (4 M€).

(3) Rentes d'accidents du travail, de maladies professionnelles (63 M€), d'incapacité temporaire et d'invalidité (17 M€), et médailles du travail (7 M€).

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 2012 sur ces fonds assurantielles pour un montant de 35 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 822 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 1 693 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Note 22 F – Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	31 déc. 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
<i>En millions d'euros</i>				
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 663	1 735	30	34
Rendement attendu des actifs	58	68	1	1
Primes nettes de frais de gestion ⁽¹⁾	35	4	2	
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	109	(75)	(2)	(3)
Prestations payées par les actifs de couverture ⁽¹⁾	(75)	(69)	(1)	(2)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 790	1 663	32	30

(1) Seules les primes versées sur les fonds assurantielles et les prestations remboursées par les actifs de couverture sont constatées au compte de résultat. Le montant net correspond à un produit net de 41 millions au 31 décembre 2012 contre un produit net de 67 millions au 31 décembre 2011.

Information relative au rendement des actifs

	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	Année 2012		Année 2011		Année 2012	Année 2011
	Régime des IEG	Hors régimes des IEG	Régime des IEG	Hors régimes des IEG		
Rendement réel des actifs de couverture	10,6%	3,4%	- 0,7%	3,58%	12,9%	-1,5%

Le taux de rendement attendu des actifs retenu pour l'exercice 2012 est de 3,46% pour les actifs de couverture retraite et de 4,21% pour les autres.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG
Placements actions	31%	11%	30%	11%
Placements obligataires	50%	81%	47%	80%
Autres (y compris monétaires)	19%	8%	23%	9%
TOTAL	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 2012 s'élève à 14 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans

des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par GDF SUEZ SA.

Note 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 2012 comme en 2011.

NOTE 23 EFFECTIFS

Les effectifs au 31 décembre 2012, par collège, évoluent ainsi :

	Au 31 déc. 2011	Variation	Au 31 déc. 2012
Exécution	512		512
Maîtrise	2 651	(130)	2 521
Cadres	3 738	(164)	3 574
	6 901	(294)	6 607

L'effectif moyen annuel s'élève, en 2012, à 6 641. En 2011, l'effectif moyen annuel ressortait à 6 952.

NOTE 24 DROIT INDIVIDUEL A 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 2012. A cette date, le nombre d'heures accumulées non consommées par les salariés de GDF SUEZ SA s'élève à 638 847 heures.

NOTE 25 INTERESSEMENT 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'Epargne Groupe – PEG ou le Plan d'Epargne Entreprise – PEE et permet de bénéficier d'un abondement de 100% dans la limite annuelle de 700 euros net ;

- ▶ sur le Plan d'Epargne 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 ELEMENTS RELATIFS AUX ENTREPRISES ET PARTIES LIEES

<i>En millions d'euros</i>	Entreprises liées	Entreprises associées
Titres de participation	64 631	30
Créances rattachées à des participations	1 098	
Dépôts et cautionnements	29	
Créances clients et comptes rattachés	1 872	
Comptes courants créditeurs des filiales	148	
Autres créances	161	
Comptes courants débiteurs des filiales	7 332	3
Fournisseurs et comptes rattachés	1 313	2
Dettes sur immobilisations	1 150	
Autres dettes	81	
Chiffre d'affaires	10 002	4
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz	5 225	29
Autres charges externes	4 398	6
Autres charges d'exploitation	167	
Autres produits d'exploitation	592	
Autres charges financières	39	
Autres produits financiers	1 781	6

Toutes les transactions significatives effectuées par GDF SUEZ SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'Etat français

Suite à la fusion entre Gaz de France et Suez le 22 juillet 2008, l'Etat détient 36,7% du capital de GDF SUEZ et a ainsi six représentants sur vingt-deux au Conseil d'Administration.

L'Etat 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'Etat, 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 Electriques 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. 2012
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⁾	9	(102)	64,19
CELIZAN	-	-	100
COGAC	1 433	(358)	100
Electrabel	2 373	10 155	99,13
ELENGY	109	494	100
G.D.F. INTERNATIONAL	3 972	659	100
GDF SUEZ Communication	8	4	100
Genfina	1 750	(507)	100
GDF SUEZ Finance	5 460	470	100
GIE GDF SUEZ Alliance	100	(49)	64
GrDF	1 800	4 810	100
GRTgaz	537	2 809	75
La Compagnie du Vent	14	85	59
SI Finance	27	7	100
GDF SUEZ Energie Services	699	1 087	100
Société Foncière et Immobilière du Gaz (SFIG)	55	33	97
Sopranor	-	5	100
STORENGY	1 044	1 255	100
2. PARTICIPATIONS (QUOTE-PART DU CAPITAL DETENU PAR GDF SUEZ SA INFÉRIEURE À 50%)			
Aguas Argentinas	25	(354)	48,20
Suez Environnement Company	2 041	4 674	37,18
3. AUTRES TITRES IMMOBILISÉS (QUOTE-PART DU CAPITAL DETENU PAR GDF SUEZ SA INFÉRIEURE À 10%)			
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⁾			

(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. 2012		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⁾
Brut	Provision						
39	(39)	-	-	-	-	-	12/2012
31	(30)	-	-	-	1	-	12/2012
1 434	-	-	-	-	(144)	-	12/2012
34 100	-	-	-	14 662	838	-	12/2011
515	-	130	-	220	92	95	12/2012
3 972	-	337	-	-	400	564	12/2012
877	(865)	-	-	-	-	-	12/2012
2 627	(1 336)	-	-	-	8	-	06/2012
5 567	-	7 836	-	835	244	-	12/2012
62	-	-	-	-	(49)	-	12/2012
8 400	-	-	1	3 096	131	304	12/2012
1 850	-	-	7	1 652	123	189	12/2012
428	(301)	-	-	41	(2)	-	12/2012
83	(49)	-	-	-	4	-	12/2012
2 931	-	-	-	2 135	107	182	12/2012
57	-	-	-	61	1	4	12/2012
245	(239)	-	-	-	-	-	12/2012
1 904	-	-	-	1 012	190	240	12/2012
145	(145)	-	-	-	(89)	-	12/2012
2 293	-	-	-	5	165	118	12/2012
75	(22)	33				19	
30	(3)					8	
33	(9)	10				7	
-	-					-	

NOTE 28 REMUNERATIONS DES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DU COMITE EXECUTIF

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2012 au Président-Directeur Général, au Vice-Président et Directeur-Général Délégué et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 25,4 millions d'euros.

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale reçoivent des jetons de présence, leur montant est de 1,1 million d'euros pour 2012.

NOTE 29 EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

Aucun évènement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtée au 31 décembre 2012.

6.4.3 CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES, FILIALES ET PARTICIPATIONS IMPLIQUANT DES FRANCHISSEMENTS DE SEUILS

Cessions totales ou partielles

En euros	% au 31/12/11	% au 31/12/12	Reclassement au sein du groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES ⁽¹⁾						
GDF SUEZ GAS SUPPLY & SALES	50,00	0,00	X		0,00	Energie
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 31/12/11	% au 31/12/12	Reclassement au sein du groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES ⁽¹⁾						
PARTICIPATIONS ⁽²⁾						
SOLFEA	0,00	11,69	X		8 250 000	Bancaire

(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 RESULTATS ET AUTRES ELEMENTS CARACTERISTIQUES DE LA SOCIETE AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

	2012	2011	2010	2009	2008
CAPITAL EN FIN D'EXERCICE					
Capital social <i>(en euros)</i>	2 412 824 089	2 252 636 208	2 250 295 757	2 260 976 267	2 193 643 820
Nombre d'actions émises	2 412 824 089	2 252 636 208	2 250 295 757	2 260 976 267	2 193 643 820
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	15 803 200	22 584 740	30 841 031	36 619 478	39 167 750
OPERATIONS ET RESULTAT DE L'EXERCICE <i>(en millions d'euros)</i>					
Chiffre d'affaires hors taxes	27 915	24 126	25 373	24 894	25 209
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	749	1 460	1 592	1 184	3 254
Impôts sur les sociétés (produit d'impôt)	(542)	(295)	(356)	(200)	(617)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	0	0	0	0	0
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements et provisions et transfert des amortissements de caducité	890	2 389	857	2 261	2 767
Montant des bénéfices distribués (y compris part des actions propres en 2012)	3 503	3 347	3 336	3 257	4 729
RESULTAT PAR ACTION <i>(en euros)</i>					
Résultat après impôt et participation mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,54	0,78	0,87	0,61	1,76
Résultat après impôt, participations des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,37	1,06	0,38	1,00	1,26
Dividende versé par action	1,50	1,50	1,50	1,47	2,20
PERSONNEL					
Effectif moyen pendant l'exercice	6 641	6 952	7 511	7 456	7 622
Montant de la masse salariale de l'exercice	374	445	471	498	485
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales...)	363	324	234	309	335

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 2012, 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 apprécié les données et les hypothèses sur lesquelles se fondent les valeurs d'utilité et nous avons 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, le groupe 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 6 mars 2013

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent
Pascal Pincemin

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce
Charles-Emmanuel Chosson

MAZARS

Isabelle Sapet
Thierry Blanchetier

Informations complémentaires

	Pages
7.1 DISPOSITIONS LEGALES ET STATUTAIRES PARTICULIERES	380
7.1.1 Objet social de l'Emetteur	380
7.1.2 Organes d'administration et de direction	380
7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	383
7.1.4 Modification des droits attachés aux actions	383
7.1.5 Assemblées Générales	384
7.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations	384
7.1.7 Modification du capital	385
7.2 LITIGES ET ARBITRAGES – CONCURRENCE ET CONCENTRATIONS	385

	Pages
7.3 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC	386
7.3.1 Politique d'information	386
7.3.2 Calendrier des communications financières	386
7.4 RESPONSABLES DU DOCUMENT DE REFERENCE	387
7.4.1 Personnes responsables du Document de Référence	387
7.4.2 Attestation des responsables du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	387
7.5 MANDATS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	388
7.5.1 Commissaires aux comptes titulaires	388
7.5.2 Commissaires aux comptes suppléants	388

7.1 DISPOSITIONS LEGALES ET STATUTAIRES PARTICULIERES

Les dispositions particulières des statuts et du Règlement Intérieur du Conseil sont rappelées ci-après, étant précisé que l'ensemble de ces documents sont disponibles au siège de la Société ou sur le site gdfsuez.com.

7.1.1 OBJET SOCIAL DE L'EMETTEUR

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 fonctionnement du Conseil d'Administration.

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'Etat, aux trois Administrateurs représentant les salariés et à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Les Administrateurs représentants de l'Etat 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.

Il a le devoir d'exprimer clairement ses interrogations et ses opinions, et s'efforce de convaincre le Conseil de la pertinence de ses positions. En cas de désaccord, il veille à ce que celles-ci soient explicitement consignées aux procès-verbaux de ses réunions.

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.

Des dispositions seront prises pour assurer l'indépendance des Administrateurs salariés, notamment au niveau de leur évolution professionnelle.

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 (n'excédant pas deux ans) 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.

Durée de mandat des Administrateurs

La durée du mandat des Administrateurs est décrite en Section 4.1.1.1 «Composition du Conseil d'Administration».

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 lors de la proclamation des résultats de l'élection que la Société est tenue d'organiser dans les conditions exposées aux 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 dans les conditions et selon les modalités prévues par 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 de mandat 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, sur convocation du Président, assistent aux réunions du Conseil d'Administration avec voix consultative. Les honoraires

des Censeurs sont prélevés sur l'enveloppe annuelle des jetons de présence.

Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article 24.2 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, le ministre chargé de l'Energie 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.

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.

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, sous la responsabilité du Conseil d'Administration.

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.

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 Directeur Général.

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.

A l'égard des tiers, le Directeur Général Délégué dispose des mêmes pouvoirs et avec les mêmes limitations 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.

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

Les Administrateurs sont convoqués aux séances du Conseil d'Administration par le Président. La convocation fixe le lieu de la réunion et contient l'ordre du jour.

Lorsque qu'il ne s'est pas réuni depuis plus de deux mois, le tiers au moins des Administrateurs peut demander au Président de le convoquer sur un ordre du jour déterminé.

Le Président peut prendre l'initiative d'organiser des réunions du Conseil d'Administration par visioconférence, par télétransmission par internet ou par des moyens de télécommunication, dans les limites et sous les conditions fixées par la loi et la réglementation en vigueur et, le cas échéant, le Règlement Intérieur.

Le Président fixe l'ordre du jour des séances. 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. Le Président en informe le Conseil.

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.

Les Administrateurs indépendants de la Société peuvent, dans l'intérêt social, émettre une recommandation au Conseil d'Administration relativement à ces conventions.

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, qui seront soumises aux formalités prévues à l'article L. 225-39 du Code de commerce.

Rémunération des Administrateurs et des Censeurs

L'Assemblée Générale des actionnaires fixe le montant global annuel des jetons de présence alloués au Conseil d'Administration qui, sur recommandation du Comité des 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, PRIVILEGES ET RESTRICTIONS ATTACHES AUX ACTIONS

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Chaque action donne droit au 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 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 actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Lorsque les actions sont l'objet d'un usufruit, les droits de vote attaché à ces actions appartient 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'Etat français en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir Section 5.2.4 «Action spécifique»).

Conformément à la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, l'Etat doit détenir à tout moment plus du tiers du capital de la Société.

7.1.4 MODIFICATION DES DROITS ATTACHES 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'Etat 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 ASSEMBLEES GENERALES

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. A 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 qui disposent 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 A 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'Etat dans le capital et

à l'action spécifique de l'Etat 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 27 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 tant de Gaz de France, de SUEZ que 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 pendant toute la durée de sa validité au siège social de GDF SUEZ (1 place Samuel de Champlain, Faubourg de l'Arche, 92400 Courbevoie). Ces documents peuvent également être obtenus en format électronique sur le site internet de GDF SUEZ (gdfsuez.com) et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'Autorité des marchés financiers (amf-france.org).

7.3.1 POLITIQUE D'INFORMATION

Valérie Bernis

Directeur Général Adjoint, Communications et Marketing

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 FINANCIERES

Publication des résultats annuels 2012	28 février 2013
Assemblée Générale des actionnaires	23 avril 2013
Publication des résultats du premier trimestre 2013	23 avril 2013
Publication des résultats semestriels 2013	1 ^{er} août 2013

7.4 RESPONSABLES DU DOCUMENT DE REFERENCE

7.4.1 PERSONNES RESPONSABLES DU DOCUMENT DE REFERENCE

Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général

Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué

7.4.2 ATTESTATION DES RESPONSABLES DU DOCUMENT DE REFERENCE 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 2012 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 2012 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 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 comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010, préparés selon les normes IFRS, ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux qui contient une observation relative aux changements de méthodes comptables et figurant au Chapitre 11.3 du Document de Référence 2010 de GDF SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 28 mars 2011 sous le numéro D. 11-0186.

Les informations financières pro forma de l'exercice clos le 31 décembre 2012 présentés dans la Section 6.1.1.6 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôles légaux, figurant en Section 6.1.2, qui ne contient pas d'observations.»

Courbevoie, le 22 mars 2013

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 SUPPLEANTS

CBA

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

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

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

	Pages		Pages
UNITES DE MESURE ENERGETIQUES	390	SIGLES ET ACRONYMES	392
Table de conversion	390		
Unités de mesure	391	GLOSSAIRE	394

UNITES DE MESURE ENERGETIQUES

TABLE DE CONVERSION

1 kWh	0,09 m ³ de gaz naturel (soit 1 m ³ de gaz = 10,8 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.

UNITES 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
BAR	Base d'Actifs Régulés – voir Glossaire
B to B	<i>Business to Business</i> (clientèle d'entreprises)
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'Energie – 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	Energies 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 Economique
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 Electriques 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 Economiques
ONG	Organisation Non Gouvernementale
OPCVM	Organismes de Placement Collectif de Valeurs Mobilières
Opex	<i>Operating expenses</i> (charges d'exploitation)
PEG	Plan d'Epargne 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
SO₂	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 Obligataire
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. A 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.
Centre de stockage	Installation de stockage des déchets, soumise à autorisation. Les aménagements techniques sont fonction de la nature des déchets traités (ordures ménagères, déchets industriels banals, déchets industriels spéciaux ou inertes). Diverses contraintes réglementaires d'exploitation visent à maîtriser les impacts de ce procédé de traitement des déchets sur l'homme et l'environnement.
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'Electricité 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'Electricité et du Gaz.
Commission de Régulation de l'Energie – France (CRE)	La Commission de Régulation de l'Energie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.

Dark spread	Marge brute d'une centrale à charbon, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le <i>dark spread</i> doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers...).
Dessalement	Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.
Distribution	Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.
Droits en nature des concédants	Le poste Droits en nature des concédants est un poste spécifique aux entreprises délégataires de services publics. Il est la contrepartie des immobilisations en concession inscrites à l'actif du bilan. Sa valorisation traduit l'obligation de remise gratuite au concédant au terme du contrat, des immobilisations affectées au service public concédé, de sorte que, au terme d'un contrat donné, la valeur du poste Droits en nature des concédants est égale à la valeur nette comptable des immobilisations devant être remises au concédant.
EBITDA at Risk	L' <i>EBITDA at Risk</i> mesure la perte potentielle d'EBITDA, à une probabilité donnée, sous l'effet de variations des prix et des volatilités, sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de <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'EBITDA du fait des variations de prix des commodités est de 5%.
Electricité 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'Etat. 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.
Lixiviats	Eau ayant été en contact avec les déchets mis en décharge et chargée de polluants organiques ou minéraux.
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 Etats-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 relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. A ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.
Réseau régional	Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.
Réserves 2P	Réserves prouvées et probables : estimation des quantités d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel et liquides de gaz naturel) que l'on peut extraire dans l'avenir, à partir des gisements existants et avec une probabilité d'au moins 50% d'après les données géologiques et techniques. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.
Réserves prouvées	Estimation des quantités d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel et liquides de gaz naturel) sur la base de données géologiques et techniques avec l'assurance raisonnable de pouvoir extraire ces quantités au cours des années à venir à partir de gisements existants. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.
Réserves prouvées développées	Réserves prouvées qui peuvent être produites à partir d'installations existantes.
Réserves prouvées non développées	Réserves prouvées qui nécessitent le forage de nouveaux puits sur des surfaces vierges ou des investissements significatifs supplémentaires à partir d'installations existantes, comme par exemple une unité de compression.
Spark spread	Marge brute d'une centrale à gaz, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le <i>spark spread</i> doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers...).

Station de compression	Installation industrielle qui comprime le gaz naturel afin d'optimiser la circulation des flux dans les canalisations.
Station de pompage	Station ou installation de production d'énergie qui fonctionne selon un procédé qui consiste à pomper de l'eau entre réservoirs à des altitudes différentes. Lorsque les prix de l'électricité sont bas (généralement la nuit), l'électricité du réseau électrique est utilisée pour pomper l'eau vers un réservoir supérieur puis, aux heures de pics de consommation, lorsque les prix de l'électricité sont plus élevés, l'eau est rejetée dans le réservoir inférieur via une turbine.
Stockage	Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.
Stockage souterrain	Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.
Stress test	Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.
Take-or-pay	Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.
Tête de puits	Ensemble de raccords, vannes, buses, manomètres, thermomètres, etc. installés à la sortie d'un puits de production.
Terminal méthanier	Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).
Tolling	Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz...) en électricité.
Total Shareholder Return (TSR)	Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.
Trading d'énergie	Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).
Transport	Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.
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 <i>trading</i> . A 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

	Pages		Pages
TABLEAU DE CONCORDANCE ENTRE LE REGLEMENT CE N° 809/2004 ET LE DOCUMENT DE REFERENCE	400	INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT DE GESTION DE LA SOCIETE	404
		INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT FINANCIER ANNUEL DE LA SOCIETE	407

TABLEAU DE CONCORDANCE ENTRE LE RÈGLEMENT CE N° 809/2004 ET LE DOCUMENT DE REFERENCE

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	Chapitres correspondants 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 29 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2012)
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 propres
10.1. Capitaux propres	6.1.3.1. Capitaux propres de l'émetteur
10.2. Flux de trésorerie	6.1.1.4. Evolution de l'endettement net

TABLEAU DE CONCORDANCE ENTRE LE RÈGLEMENT CE N° 809/2004 ET LE DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitres correspondants du Document de Référence
10.3. Conditions d'emprunt et structure de financement	6.1.3.2. 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	6.1.3.3. Restriction à l'utilisation des capitaux
10.5. Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	6.1.3.4. 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. Evolution 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	6.1.1.8. 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 – Code de gouvernance
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 2012 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	Chapitres correspondants 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	6.1.1.6. Comptes pro forma avec Groupe SUEZ Environnement Company en entreprises associées 6.1.2. Rapport des Commissaires aux comptes sur les informations financières pro forma relatives à l'exercice 2012
20.3. Etats 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 27 (Litiges et concurrence) 2.3.3. Risques juridiques 7.2. Litiges et arbitrages – concurrence et concentrations (actualisation)
20.9. Changement significatif de la situation financière ou commerciale	6.2. Comptes consolidés – Note 28 (événements postérieurs à la clôture)

TABLEAU DE CONCORDANCE ENTRE LE RÈGLEMENT CE N° 809/2004 ET LE DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitres correspondants 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 créances 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. Evolution du capital social au cours des cinq 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 propres 6.2. Comptes consolidés – Note 2 (Principales variations de périmètre) 6.2. Comptes consolidés – Note 28 (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 29 (Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2012)

INFORMATIONS RELATIVES AU RAPPORT DE GESTION DE LA SOCIÉTÉ

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 2012 :

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
	Evolution prévisible et perspectives d'avenir	Chapitre 6.1.1.8. 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 28 (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 Evolution de l'activité et du résultat des opérations Chapitre 6.1.1.2. Evolution des activités du Groupe
L. 225-100 al. 3 (1 ^{re} phrase) et al. 5 du Code de commerce L. 225-100-2 al. 1 du Code de commerce	Informations relatives à l'évolution des affaires, des résultats ainsi que de la situation financière de la Société et du Groupe (notamment situation d'endettement)	Chapitre 6.1.1. Rapport d'activité Chapitre 6.1.3.2. Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur
L. 225-100 al. 4 et 6 du Code de commerce L. 225-100-2 al. 2 et 4 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 Chapitre 6.2. Comptes consolidés – Note 16 (Risques liés aux instruments financiers)
L. 441-6-1 du Code de commerce D. 441-4 du Code de commerce	Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs	Chapitre 6.1.1.7. Comptes sociaux
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. 232-6 du Code de commerce [n/a] [abrogé par la Loi du 17 mai 2011]		
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)

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
L. 225-102 al. 1 L. 225-180 du Code de commerce	Etat de la participation des salariés au capital social	Chapitre 5.2.2. Répartition du capital – Evolution 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 27.2 (concurrence et concentrations) Chapitre 2.3.3. Risques juridiques Chapitre 7.2. Litiges et arbitrages – concurrence et concentrations (actualisation)
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
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 2012
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

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence
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 2012
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 2.2.4 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 DE LA SOCIÉTÉ

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 30 (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

Ce document a été réalisé par un imprimeur éco-responsable sur du papier d'origine certifiée.

Il est disponible sur le site gdfsuez.com où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être consultées, téléchargées ou commandées.

Nos valeurs

exigence
engagement
audace
cohésion



GDF SUEZ

Société anonyme au capital de 2 412 824 089 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