

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE **2008**

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 2008

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 2007 de Gaz de France : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapports des Commissaires aux Comptes y afférents, figurant aux pages 113 à 128, et 189 à 296 du Document de Référence enregistré par l'Autorité des Marchés Financiers le 15 mai 2008 sous le numéro R.08-056 ;
- Relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2007 de SUEZ : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapports des commissaires aux comptes y afférents, figurant aux pages 117 à 130, et 193 à 312 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers le 18 mars 2008 sous le numéro D.08-0122 ainsi que son actualisation déposée le 13 juin 2008 sous le numéro D.08-0122-A01 ;
- Relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2006 de Gaz de France : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapports des commissaires aux comptes y afférents, figurant aux pages 105 à 118, et 182 à 294 du Document de Référence enregistré par l'Autorité des Marchés Financiers le 27 avril 2007 sous le numéro R.07-046 ; et
- Relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2006 de SUEZ : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapports des commissaires aux comptes y afférents, figurant aux pages 117 à 130, et 194 à 309 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers le 4 avril 2007 sous le numéro D.07-0272.

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 24 « Documents accessibles au public » du présent Document de Référence.

Le présent Document de Référence contient des indications prospectives, notamment à la section 6.1 « Principales activités », à la section 12 « Informations sur les tendances » et au paragraphe « Perspectives 2009 » du rapport d'activité du Groupe inclus à la Section 9.8. 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 la section 4 « 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.

Des exemplaires du présent Document de Référence sont disponibles sans frais auprès de GDF SUEZ, 22, rue du Docteur-Lancereaux – 75008 Paris, sur le site Internet de la Société (<http://www.gdfsuez.com>), ainsi que sur le site Internet de l'Autorité des Marchés Financiers (<http://www.amf-france.org>).



Le présent Document de Référence a été déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers et a été enregistré sous le n° D.09-197 le 6 avril 2009, 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.

SOMMAIRE

	PAGE		PAGE
1		9	
PERSONNES RESPONSABLES	5	RAPPORT D'ACTIVITÉ	153
2		9.1 Évolution de l'activité et du résultat des opérations	154
RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES	7	9.2 Évolution des métiers du Groupe	157
2.1 Commissaires aux Comptes	8	9.3 Autres éléments du compte de résultat	166
2.2 Démission / départ de Commissaires aux Comptes	9	9.4 Réconciliation avec le compte de résultat consolidé	167
3		9.5 Évolution de l'endettement net	168
INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES	11	9.6 Autres postes du bilan	171
4		9.7 Comptes sociaux	172
FACTEURS DE RISQUE	15	9.8 Perspectives 2009	173
4.1 Processus de gestion des risques	16	10	
4.2 GDF SUEZ agit dans un environnement en mutation	17	TRÉSORERIE ET CAPITAUX	175
4.3 Le modèle d'entreprise de GDF SUEZ est soumis à de nombreuses contraintes	24	10.1 Capitaux propres de l'émetteur	176
4.4 La sécurité industrielle au cœur de l'activité de GDF SUEZ	27	10.2 Source et montant des flux de trésorerie de l'émetteur et description des flux de trésorerie	176
4.5 L'organisation de GDF SUEZ face aux risques transverses	30	10.3 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	177
4.6 Assurances	33	10.4 Restriction à l'utilisation des capitaux	179
5		10.5 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	179
INFORMATIONS CONCERNANT LA SOCIÉTÉ	35	11	
5.1 Histoire et évolution de la Société	36	POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS, LICENCES	181
5.2 Investissements	38	11.1 Recherche et Innovation	182
6		11.2 Propriété intellectuelle	189
APERÇU DES ACTIVITÉS	39	12	
6.1 Principales activités	40	INFORMATION SUR LES TENDANCES	191
6.2 Principaux marchés	120	13	
6.3 Événements exceptionnels	120	PRÉVISIONS OU ESTIMATIONS DU BÉNÉFICE	193
6.4 Dépendance à l'égard de brevets, licences ou contrats	122	14	
6.5 Position concurrentielle énergie	122	ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE	195
6.6 Développement durable	123	14.1 Information concernant les organes d'administration	196
7		14.2 Censeurs	215
ORGANIGRAMME	145	14.3 Commissaire du gouvernement	216
7.1 Organigramme simplifié	146	14.4 Information concernant la Direction Générale	217
7.2 Liste des filiales importantes	147	14.5 Composition des comités du Conseil d'Administration	217
8		14.6 Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration et de Direction Générale	220
PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES, ÉQUIPEMENTS	149	15	
8.1 Immobilisations corporelles importantes	150	RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES	221
8.2 Questions environnementales liées à la détention des actifs immobiliers	152	15.1 Rémunérations et avantages versés	222
		15.2 Information sur les stock-options et les actions gratuites dites actions de performance	234
		15.3 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2008	245

	PAGE
15.4 Nombre d'actions et stock-options de GDF SUEZ détenues par les membres du Conseil d'Administration de GDF SUEZ au 31 décembre 2008	246
15.5 Prêts et garanties accordés ou constitués en faveur des membres des organes d'administration ou de direction	246
15.6 Montant provisionné	247

16

FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION 249

16.1 Fonctionnement du Conseil d'Administration	250
16.2 Informations sur les contrats liant les membres du Conseil d'Administration et de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales	253
16.3 Comités du conseil	257
16.4 Conformité de l'émetteur au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur dans son pays d'origine	264

17

SALARIÉS 265

17.1 Politique RH du Groupe	267
17.2 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur – Actionnariat salarié	269
17.3 Intégration	271
17.4 Performance RH	272
17.5 Solidarités	273
17.6 Les relations sociales dans le Groupe	274
17.7 Politique de santé et sécurité	276
17.8 Participations et stock-options des administrateurs et directeurs généraux délégués	277

18

PRINCIPAUX ACTIONNAIRES 279

18.1 Répartition du capital au 31 décembre 2008	281
18.2 Droits de vote	284
18.3 Contrôle	284
18.4 Accord relatif au changement de contrôle	284

19

TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES 285

19.1 Relations avec l'Etat et la CNIEG	286
19.2 Transactions avec les sociétés mises en équivalence ou intégrées proportionnellement	287

20

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR 289

20.1 États financiers	290
20.2 Notes aux comptes	297
20.3 Rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2008	410
20.4 Comptes Pro Forma et rapport des Commissaires aux Comptes	412
20.5 Comptes sociaux et rapport des Commissaires aux Comptes	424
20.6 Politique de distribution des dividendes	484

	PAGE
20.7 Procédures judiciaires et d'arbitrage	485
20.8 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	490

21

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 491

21.1 Montant du capital souscrit	496
21.2 Actes constitutifs et statuts	505

22

CONTRATS IMPORTANTS 513

23

INFORMATIONS PROVENANT DE TIERS, DÉCLARATIONS D'EXPERTS ET DÉCLARATIONS D'INTÉRÊTS 515

24

DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC 517

24.1 Consultation des documents	518
24.2 Politique d'information	518

25

INFORMATIONS SUR LES PARTICIPATIONS 519

A

ANNEXES AU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 521

Rapports sur les procédures de contrôle interne	522
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	531
Rapport d'examen des Commissaires aux Comptes sur certains indicateurs environnementaux et sociaux	532
Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 4 mai 2009	534
Rapport du Conseil d'Administration sur les résolutions présentées à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 4 mai 2009	535
Projets de résolutions soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 4 mai 2009	543
Rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur les conventions et engagements réglementés	550
Rapports des Commissaires aux Comptes sur les résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 4 mai 2009	558
Concordance avec le rapport financier annuel et le rapport de gestion	562
Tableau des unités de mesure de gaz, d'électricité et d'autres produits énergétiques	563
Acronymes	564
Glossaire	567

NOTE

Dans le présent Document de Référence, les termes « GDF SUEZ » ou la « Société » ou « l'Émetteur » ou « l'Entreprise » désignent la société GDF SUEZ SA (anciennement dénommée Gaz de France), telle qu'elle résulte de la fusion-absorption de SUEZ (société absorbée) par Gaz de France (société absorbante) et telle qu'identifiée aux sections 5.1 « Histoire et évolution de la Société » et 6.3.1 « Fusion de Gaz de France et SUEZ ». Le terme « Groupe » désigne GDF SUEZ et ses filiales.

Un glossaire des termes techniques les plus utilisés figure en annexe au présent Document de Référence.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

1

PERSONNES RESPONSABLES

1.1 PERSONNES RESPONSABLES

Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général

Jean-François Cirelli, Vice-Président, Directeur Général Délégué

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

1.2 ATTESTATION DES RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE CONTENANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

« Nous attestons, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Document de Référence sont, à notre connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

Nous attestons, à notre connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et le rapport d'activité figurant aux pages 153 à 174 de ce 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 données dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence. Cette lettre ne contient pas d'observations.

Les informations financières historiques présentées dans les chapitres 20.1 et 20.2 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant au chapitre 20.3 qui contient une observation relative au changement de méthode intervenu en 2008 concernant la présentation de l'information sectorielle suite à l'application par anticipation de la norme IFRS 8 « secteurs opérationnels » dans les états financiers au 31 décembre 2008.

Les informations financières pro forma présentées dans le chapitre 20.4 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant au chapitre 20.4 qui contient une observation relative au paragraphe « Questions fiscales » de la note 2 « Base de présentation » décrivant les impacts sur les comptes consolidés des agréments fiscaux obtenus et de la déneutralisation d'opérations antérieurement neutralisées entraînée par la fin du groupe d'intégration fiscale de SUEZ SA et précisant que ces différents éléments n'ont pas été retraités dans les comptes de résultat pro forma présentés.

Les comptes sociaux présentés dans le chapitre 20.5 du présent Document de Référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant au chapitre 20.5 qui contient des observations relatives aux changements de présentation et aux changements de méthodes comptables concernant la comptabilisation des frais accessoires à l'achat de titres de participations et à la comptabilisation des frais d'emprunt exposés dans les notes A, B-4 et B-5 de l'annexe.

Les comptes consolidés des exercices clos les 31 décembre 2007 et 2006 de Gaz de France, préparés selon les normes IFRS, ont fait l'objet de rapports des contrôleurs légaux figurant respectivement au chapitre 20.1.1.2 du Document de Référence 2007 de Gaz de France enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 15 mai 2008 sous le numéro R. 08-056 et au chapitre 20.1.1.2 du Document de Référence 2006 de Gaz de France enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 27 avril 2007 sous le numéro R. 07-046.

Les comptes consolidés des exercices clos les 31 décembre 2007 et 2006 de SUEZ, préparés selon les normes IFRS, ont fait l'objet de rapports des contrôleurs légaux figurant respectivement au chapitre 20.3 du Document de Référence 2007 de SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 18 mars 2008 sous le numéro D. 08-0122 et au chapitre 20.3 du Document de Référence 2006 de SUEZ déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 4 avril 2007 sous le numéro D. 07-0272 ».

Le Président-Directeur Général
Gérard Mestrallet

Le Vice-Président, Directeur Général Délégué
Jean-François Cirelli

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

2

RESPONSABLES DU CONTRÔLE
DES COMPTES

	PAGE		PAGE
2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES	8	2.2 DÉMISSION / DÉPART DE COMMISSAIRES AUX COMPTES	9
2.1.1 Commissaires aux Comptes titulaires	8		
2.1.2 Commissaires aux Comptes suppléants	8		

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES

2.1.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

- **Mazars**

Société représentée par

M. Philippe Castagnac et **M. Thierry Blanchetier**.

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. Christian Mouillon et **Mme Nicole Maurin**.

41, rue Ybry, 92576 Neuilly-sur-Seine Cedex

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

M. Jean-Paul Picard et **M. Pascal Pincemin**.

185, avenue Charles-de-Gaulle, B.P. 136, 92203 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.

2.1.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS

- **CBA**

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**

81, rue de Miromesnil, 75008 Paris

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**

7-9, villa Houssay, 92524 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.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

2.2 DÉMISSION / DÉPART DE COMMISSAIRES AUX COMPTES

- **Cailliau Dedouit et Associés**

19, rue Clément-Marot, 75008 Paris

Cailliau Dedouit et Associés, Commissaire aux Comptes suppléant de la Société, dont le mandat occupé depuis le 1^{er} janvier 2002 est arrivé à terme, n'a pas été renouvelé dans ses fonctions par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 19 mai 2008.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

3

INFORMATIONS FINANCIÈRES
SÉLECTIONNÉES

	PAGE
CHIFFRES CLÉS	12

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

Les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de GDF SUEZ, ou des groupes constitutifs de l'entité fusionnée respectivement SUEZ et Gaz de France, fournies pour les cinq derniers exercices, 2004, 2005, 2006, 2007 et 2008 sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes

comptables internationales (IFRS) telles que publiées par l'IASB et adoptées dans l'Union Européenne.

Les chiffres clés du Groupe incluent également des données pro forma non auditées pour les exercices clos les 31 décembre 2008 et 2007 comme si la fusion était intervenue au 1^{er} janvier de chaque période présentée.

CHIFFRES CLÉS

	GDF SUEZ publié	GDF SUEZ pro forma	GDF SUEZ pro forma	SUEZ	Gaz de France
<i>En millions d'euros</i>	2008	2008	2007	2007	2007
1. Chiffre d'affaires	67 924	83 053	71 228	47 475	27 427
dont réalisé hors de France	47 156	52 708	43 998	35 543	11 361
2. Résultat					
• EBITDA	10 054	13 886	12 539	7 433	5 696
• excédent brut opérationnel (EBO)					5 666
• résultat brut d'exploitation (RBE)				7 965	
• résultat opérationnel					3 874
• résultat opérationnel courant	6 224	8 561	7 824	5 175	
• résultat net part du groupe	4 857	6 504	5 752	3 924	2 472
3. Flux de trésorerie					
Flux issus des activités opérationnelles	4 393	7 726	10 429	6 017	4 778
dont marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 686	13 287	12 451	7 267	
dont <i>cash flow</i> opérationnel					5 904
Flux issus de l'investissement	(7 348)	(11 845)	(6 937)	(4 681)	(2 623)
Flux issus du financement	5 528	3 084	(4 231)	(2 518)	(1 403)
4. Bilan					
Capitaux propres part du Groupe	57 748	57 748	NA	22 193	17 953
Capitaux propres totaux	62 818	62 818	NA	24 861	18 501
Total bilan	167 208	167 208	NA	79 127	46 178
5. Données par action <i>(en euros)</i>					
• nombre moyen d'actions en circulation ^(a)	1 630 148 305	2 160 674 796	2 177 496 287	1 269 572 284	983 115 173
• nombre d'actions à la clôture	2 193 643 820	2 193 643 820	NA	1 307 043 522	983 871 988
• résultat net par action	2,98	3,01	2,64	3,09	2,51
• dividende distribué	1,40	1,40	NA	1,36	1,26
6. Effectifs					
Effectifs totaux			NA		47 560
Effectifs moyens totaux	234 653	234 653	NA	192 821	
• sociétés en intégration globale	194 920	194 920	NA	146 350	
• sociétés en intégration proportionnelle	31 174	31 174	NA	37 592	
• sociétés mises en équivalence	8 559	8 559	NA	8 879	

(a) Le résultat par action est calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle.

Dividende 2008 : proposé y compris l'acompte de 0,8 euro payé en novembre 2008.

	SUEZ	Gaz de France	SUEZ	Gaz de France	SUEZ	Gaz de France
En millions d'euros	2006	2006	2005	2005	2004	2004
1. Chiffre d'affaires	44 289	27 642	41 489	22 872	38 058	18 001
dont réalisé hors de France	33 480	10 840	31 769	8 139	29 481	5 236
2. Résultat						
• EBITDA	6 559					
• excédent brut opérationnel (EBO)		5 149		4 248		4 163
• résultat brut d'exploitation (RBE)	7 083		6 508		5 932	
• résultat opérationnel		3 608		2 821		2 255
• résultat opérationnel courant	4 497		3 902		3 737	
• résultat net part du groupe	3 606	2 298	2 513	1 782	1 696	1 307
3. Flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	5 172	3 066	5 826	2 788	4 970	3 013
dont marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	6 384		5 751		5 681	
dont cash flow opérationnel		5 118		4 254		4 199
Flux issus de l'investissement	(366)	(2 174)	(8 992)	(2 110)	124	(1 681)
Flux issus du financement	(6 938)	(566)	6 488	299	(8 083)	(1 121)
4. Bilan						
Capitaux propres part du Groupe	19 504	16 197	16 256	14 484	7 774	10 940
Capitaux propres totaux	22 564	16 663	18 823	14 782	12 828	11 151
Total bilan	73 435	42 921	80 443	39 936	60 292	31 907
5. Données par action (en euros)						
• nombre moyen d'actions en circulation ^(a)	1 261 287 823	983 718 801	1 053 241 249	942 438 942	995 133 046	903 000 000 ^(b)
• nombre d'actions à la clôture	1 277 444 403	983 871 988	1 270 756 255	983 871 988	1 020 465 386	903 000 000
• résultat net par action	2,86	2,34	2,39	1,89	1,70	1,45
• dividende distribué	1,20	1,10	1,00	0,68	0,79	0,46
6. Effectifs						
Effectifs totaux		50 244		52 958		38 088
Effectifs moyens totaux	186 198		208 891		217 180	
• sociétés en intégration globale	138 678		157 918		160 966	
• sociétés en intégration proportionnelle	38 567		41 673		50 614	
• sociétés mises en équivalence	8 953		9 300		5 600	

(a) Le résultat par action est calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle.

(b) Sur base d'une valeur nominale de 1 euro par action.

3

INFORMATIONS FINANCIÈRES SÉLECTIONNÉES

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

4

FACTEURS DE RISQUE

	PAGE		PAGE
4.1 PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES	16	4.4 LA SÉCURITÉ INDUSTRIELLE AU CŒUR DE L'ACTIVITÉ DE GDF SUEZ	27
4.1.1 Rôle du Comité d'audit de GDF SUEZ	16	4.4.1 Le Groupe opère des activités susceptibles de provoquer un accident industriel et une rupture de la continuité de service aux clients	27
4.1.2 Politique de management global des risques de GDF SUEZ	16	4.4.2 Le Groupe possède des installations susceptibles de provoquer une pollution du milieu environnant	27
4.2 GDF SUEZ AGIT DANS UN ENVIRONNEMENT EN MUTATION	17	4.4.3 Le Groupe exploite plusieurs installations industrielles classées « sites seveso – seuil haut » en Europe	28
4.2.1 Un environnement économique en crise en 2008 et en 2009	17	4.4.4 Le Groupe exploite plusieurs centrales nucléaires en Belgique	28
4.2.2 Les risques financiers à l'aune de la crise	18	4.4.5 Les activités d'Exploration-Production pétro-gazière comportent certains risques spécifiques	29
4.2.3 Un environnement concurrentiel en évolution depuis plusieurs années	21	4.5 L'ORGANISATION DE GDF SUEZ FACE AUX RISQUES TRANSVERSES	30
4.2.4 Une incertitude sur le climat	21	4.5.1 Éthique et compliance	30
4.2.5 Un environnement réglementaire en évolution	22	4.5.2 Risques juridiques	30
4.3 LE MODÈLE D'ENTREPRISE DE GDF SUEZ EST SOUMIS À DE NOMBREUSES CONTRAINTES	24	4.5.3 Risques liés aux ressources humaines	31
4.3.1 Achats d'énergie à court et long termes	24	4.5.4 Risques liés à la santé, la sécurité, la sûreté et la protection du patrimoine	31
4.3.2 Ventes notamment sur des marchés régulés	24	4.5.5 Risques liés aux systèmes d'information	32
4.3.3 Développement principalement en Europe, mais aussi dans d'autres pays du monde	25	4.6 ASSURANCES	33
		Principaux programmes d'assurance	33

Par la diversité de ses activités, de ses implantations et de ses offres, GDF SUEZ représente un portefeuille de risques et d'opportunités de nature financière, industrielle et commerciale. Sa position de leader dans le secteur de l'énergie et de l'environnement et son ambition de développement l'exposent également à des risques stratégiques et de réputation qui dépendent notamment de l'évolution du climat et de l'environnement réglementaire de ses métiers.

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle. Sont présentés ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. D'autres risques non cités ou non connus à ce jour pourraient impacter également le Groupe. La survenance de l'un de ces risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, son image, ses perspectives ou sur le cours des actions de GDF SUEZ.

4.1 PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES

Gaz de France et SUEZ s'étaient dotés depuis plusieurs années de processus de gestion de leurs risques selon une politique propre arrêtée par chacun des deux Groupes et communiquée en 2007 chacun dans leur dernier rapport sur le Contrôle interne annexé à leurs Documents de Référence 2007. Ces politiques reposaient sur des fondements analogues, cohérents avec les standards

professionnels explicitant leur ambition de réduire leurs risques à un niveau raisonnable, conforme à leurs objectifs.

Ces politiques ont été appliquées jusqu'à la fusion des deux groupes, les *Business Units* de chacun ayant notamment actualisé leur cartographie de risques au deuxième trimestre, avant la fusion.

4.1.1 RÔLE DU COMITÉ D'AUDIT DE GDF SUEZ

En matière de risques, les missions du Comité d'audit (détaillées à la section 16.3.) sont les suivantes :

- prendre connaissance régulièrement de la situation financière, de la situation de trésorerie et des engagements et risques significatifs du Groupe ;
- examiner la politique de maîtrise des risques et les procédures retenues pour évaluer et gérer ces risques.

Les orientations de la politique de management global des risques lui ont été présentées le 14 octobre 2008. Il a été informé régulièrement de l'exposition aux risques liés à la crise financière et économique, et la première revue des risques de l'ensemble des activités de GDF SUEZ lui a été présentée début mars 2009.

4.1.2 POLITIQUE DE MANAGEMENT GLOBAL DES RISQUES DE GDF SUEZ

GDF SUEZ a l'ambition de gérer ses risques pour préserver et développer sa croissance, son patrimoine, sa réputation et la motivation interne. Considérant comme risque «tout événement susceptible d'affecter la pérennité de l'entreprise, sa réputation ou l'atteinte de ses objectifs stratégiques, financiers et opérationnels», l'Entreprise privilégie une prise de risques raisonnable dans le respect des lois et règlements, acceptable par l'opinion, et supportable au plan économique.

Pour mettre en œuvre cette ambition, GDF SUEZ a désigné comme *Chief Risk Officer* le membre du Comité exécutif en charge de la

Direction de l'Audit et des Risques. Le Service du Management des Risques qui lui est rattaché anime la filière Enterprise Risk Management (ERM). Les *Risk Officers* de ce service du Centre, des Branches, des *Business Units*, et des Directions fonctionnelles appuient les dirigeants pour identifier et évaluer les risques, ainsi que pour évaluer les moyens mis en œuvre pour les réduire et les couvrir. Une méthodologie unifiée d'évaluation des risques sera définie début 2009 sur la base des standards, des meilleures pratiques professionnelles et de l'expérience acquise par les deux anciens groupes.

Selon leur nature, les risques sont gérés par les Branches et/ou les Directions fonctionnelles (et leur filière) et notamment :

- la Direction Financière gère, mesure et contrôle les risques liés aux activités financières du Groupe (taux, devises, liquidité et contreparties) dans le cadre de politiques spécifiques. Dans le cadre des politiques de risques de marché énergie et de risques de contrepartie énergie qu'elle a définies pour le Groupe, la Direction Financière assure une mesure consolidée de ces risques, un contrôle de deuxième niveau et le pilotage du Comité Risques de Marché Énergie. Par ailleurs, le service Assurance est en charge de l'élaboration, la mise en place et la gestion des programmes d'assurance (voir section 4.6 pour plus de détails) ;
- la Direction Juridique gère les risques juridiques du Groupe ;
- la Direction de la Stratégie et du Développement Durable coordonne la gestion des risques de son domaine de responsabilité.

Il en est de même pour les risques liés à l'éthique, la conformité, la sûreté, les systèmes d'information, les ressources humaines, la santé, la sécurité et l'environnement dont les actions de maîtrise sont coordonnées par les Directions en charge de ces domaines.

La préparation à la gestion de crise est confiée à la Direction Santé, Sécurité et Systèmes de Management. La gestion de crise affectant les personnels implantés sur des zones sensibles relève de la compétence de la Direction de la Sûreté.

Les *Business Units* ayant réalisé leur revue de risques avant fusion et l'ayant actualisée depuis si nécessaire, les Branches comme les Directions fonctionnelles ont procédé au quatrième trimestre 2008 à leur première revue au périmètre fusionné de leurs nouvelles activités. Ces informations ont été synthétisées pour identifier les principaux risques de GDF SUEZ. Le Comité exécutif et le Comité d'Audit les ont examinées en revue préliminaire en janvier et en revue définitive à la fin du premier trimestre 2009.

Le Service Audit interne de la Direction Audit et Risques élabore le programme d'audit de GDF SUEZ en utilisant les cartographies des risques de façon à identifier les thèmes d'audit les plus pertinents et à évaluer la couverture des risques. Réciproquement, les résultats des audits doivent alimenter la mise à jour de la cartographie des risques.

4.2 GDF SUEZ AGIT DANS UN ENVIRONNEMENT EN MUTATION

4.2.1 UN ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE EN CRISE EN 2008 ET EN 2009

L'exercice 2008 a été caractérisé par le développement de la crise au niveau mondial, d'abord dans les secteurs bancaires et financiers, ensuite dans l'économie réelle et industrielle. De par ses métiers GDF SUEZ est sensible à ces facteurs conjoncturels dont les impacts potentiels sont décrits ci-après.

4.2.1.1 Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la variation de la demande

Certains métiers du Groupe, comme les services aux clients industriels, sont sensibles aux cycles économiques. Tout ralentissement conjoncturel impacte à la baisse les investissements industriels comme les opérations de maintenance et, par conséquent, influe négativement sur la demande pour les services d'installation et l'ingénierie offerts par les entités de services du Groupe. Cette

fluctuation de la demande peut provoquer d'importantes variations du niveau d'activité et des marges pour ces métiers.

En Europe de l'Ouest, les activités du Groupe pourraient également subir des délocalisations d'activités de leurs clients industriels vers des pays à bas salaires. Notamment dans les métiers de l'énergie, de grands clients électro-intensifs (métallurgie, chimie) pourraient délocaliser leur production vers des régions où les coûts énergétiques sont moindres que sur les marchés domestiques.

En particulier, la crise économique qui s'est amplifiée fin 2008 pourrait induire un ralentissement d'activités chez les grands clients du Groupe et par conséquent contribuer à une baisse de la demande unitaire ou globale en énergie, eau, déchets, et services associés, impactant les volumes d'affaires et les marges du Groupe. La grande diversité géographique et de secteurs du Groupe ne constitue qu'une protection partielle à ce risque.

4.2.1.2 Les activités du Groupe sont sensibles aux changements des modes de consommation et de production

En sus de la crise, de multiples facteurs sociétaux, réglementaires et climatiques se conjuguent pour freiner le développement des consommations en électricité, gaz et eau.

Quant aux modes de production, l'incorporation de la contrainte CO₂ couplée à des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à d'autres dispositifs réglementaires et fiscaux complexifie les

équilibres concurrentiels entre les diverses formes d'énergie et induit une incertitude plus forte qu'auparavant quant aux choix technologiques pertinents pour le futur (gaz, nucléaire, charbon, renouvelables...).

Une mauvaise anticipation de ces évolutions du mix énergétique pourrait conduire à de mauvais choix d'investissement et obérer la rentabilité future du Groupe. La diversité et l'équilibre du portefeuille d'actifs et de clients du Groupe sont de nature à limiter son exposition à ce risque, notamment vis-à-vis de ses principaux concurrents moins diversifiés.

4.2.2 LES RISQUES FINANCIERS À L'AUNE DE LA CRISE

La crise financière et ses multiples conséquences en termes de risques de liquidité et de crédit ont impacté les activités du Groupe en 2008. La section ci-dessous décrit les risques financiers auxquels le Groupe est exposé, avec le cas échéant, leurs indicateurs, analyses de sensibilité, modes de gestion et de reporting. Les impacts éventuels de la crise financière sont évoqués par type de risque.

Au niveau organisationnel, le Groupe, au travers de son Comité Financier, édicte des politiques qui concernent notamment la gestion des risques financiers.

Les risques financiers (liquidité, taux, change et contrepartie) sont gérés de façon globale par des équipes financières spécialisées logées au niveau central ou dans les entités opérationnelles. Elles rapportent toutes *in fine* au Directeur Financier Groupe.

Pour suivre l'évolution des risques financiers et assurer la qualité de l'information financière, le Groupe a mis en place un reporting de gestion dont les données sont systématiquement rapprochées avec les données issues du reporting de consolidation. Ce reporting couvre toutes les sociétés du Groupe et permet d'appréhender les engagements financiers de façon très détaillée. Ce reporting est trimestriel, il est diffusé au Directeur Financier Groupe et aux Directeurs Financiers de Branche. Il permet un suivi systématique des risques.

4.2.2.1 Risque de marché sur matières premières

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe intervient sur les marchés de matières premières et tout particulièrement sur les marchés du gaz, de l'électricité et de divers produits pétroliers, soit à des fins d'approvisionnement à court et à long terme, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe intervient également sur le marché européen des droits d'émission de gaz à effet de serre (quotas CO₂).

Dans le secteur de l'énergie, le Groupe a également recours à des produits dérivés, soit pour offrir à ses clients des instruments de couverture des prix, soit dans le cadre de prises de position pour compte propre.

Le Groupe est donc exposé aux variations des cours de ces matières premières, sur des marchés organisés ou de gré à gré. Ce risque est géré en utilisant des produits dérivés fermes ou optionnels.

Dans chacune des entités de négoce d'énergie du Groupe, l'exposition à ces risques est mesurée et gérée quotidiennement, conformément aux limites et à la politique de gestion définie par la Direction Générale. Le dispositif de maîtrise des risques liés à cette activité de négoce comprend une équipe spécialisée dans le contrôle des risques de marché et de crédit (le département *Middle Office*, complétée par le *Back Office* pour la vérification comptable), un Comité des Risques dédié, des principes de Contrôle interne renforcés (délimitation des responsabilités, séparation des tâches, vérification des informations telles que les courbes de prix...) et un ensemble de politiques formelles de suivi et de contrôle des risques de marché et de crédit.

Le contrôle des risques de marché liés aux activités de négoce dans les Branches du Groupe a été complété par un dispositif de contrôle de deuxième niveau confié à la Direction Financière. Dans ce cadre, un Comité des Risques de Marché Énergie (CRME) a été constitué, dont les missions principales consistent à définir le cadre global de maîtrise des risques de marché et à assurer un suivi des principales expositions de marché du Groupe.

L'évaluation des risques de marché est faite sur la base d'analyses de sensibilité du portefeuille de positions ou à partir de la méthode de la « *Value at Risk* » (VaR) qui permet de chiffrer le montant de risque maximal associé à une période de détention des positions et un intervalle de confiance donnés. Ces données de gestion sont présentées dans la note 15 aux comptes consolidés (voir chapitre 20.2 du présent Document de Référence).

4.2.2.2 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.

Le Groupe 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 ainsi qu'au Luxembourg.

Les systèmes de *cash pooling* existants chez SUEZ et chez Gaz de France font l'objet d'un processus de convergence depuis la fusion, qui sera achevé en 2009, de même que l'automatisation des *cash poolings* encore manuels dans certains autres pays (États-Unis, Royaume-Uni, Italie...).

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'Euro Medium Term Notes, et à des émissions de billets de trésorerie en France et en Belgique et de *Commercial Papers* aux États-Unis.

Dans ce cadre, et depuis la fusion, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur la société mère GDF SUEZ pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, et sur GDF SUEZ et Electrabel pour les billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2008, les ressources bancaires représentent 40 % de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant financé par le marché des capitaux (dont 13 719 millions d'euros de dettes d'obligataires, soit 37 % de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme (billets de trésorerie et *Commercial Papers*) représentent 23 % de la dette brute et s'élevaient à 8 666 millions d'euros au 31 décembre 2008 (se reporter à la note 14.2.1 au chapitre 20.2). 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 liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. Le Groupe dispose de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 14 522 millions d'euros au 31 décembre 2008, dont 3 117 millions d'euros tirés. 83 % des lignes de crédit totales et 88 % des lignes non tirées sont centralisées. Aucune de ces lignes ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

La trésorerie active (nette des découverts bancaires) s'élève à 8 595 millions d'euros au 31 décembre 2008.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique.

À la suite de la crise des crédits hypothécaires à risque de l'été 2007 aux États-Unis, la quasi-totalité des excédents avaient été investis en dépôts bancaires à terme et OPCVM monétaires réguliers.

La crise de liquidité interbancaire entraînée par la faillite de la banque Lehman Brothers mi-septembre 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie qui s'en est suivie ont conduit le Groupe à ajuster

immédiatement cette politique d'investissement, avec un objectif d'extrême liquidité (au 31 décembre 2008, 98% de la trésorerie centralisée étaient investis en dépôts bancaires *overnight* ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour), avec un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate.

Les excédents de trésorerie 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.

4.2.2.3 Risque de change

De par la diversification géographique de ses activités, le Groupe est exposé au risque de change : son bilan et son compte de résultat sont sensibles aux variations des parités de change lors de la consolidation des comptes de ses filiales étrangères hors zone euro. L'essentiel des risques de conversion (risque de change translationnel) se concentre sur les participations que le Groupe détient aux États-Unis, au Brésil, en Thaïlande, en Pologne, en Norvège et au Royaume-Uni (se reporter à la note 3.3. au chapitre 20.2).

En matière d'investissement dans des devises n'appartenant pas à la zone euro, la politique de couverture du risque translationnel consiste à créer des passifs libellés dans la devise des *cash flows* générés par ces actifs.

Parmi les instruments de couverture utilisés, la dette en devise constitue la couverture la plus naturelle, mais le Groupe utilise également des produits dérivés de change qui permettent de recréer synthétiquement des dettes en devises : *cross currency swaps*, *swaps* de change et options de change.

Cette politique n'est cependant pas réalisable si le coût de couverture (*in fine* le taux d'intérêt de la devise de référence) est trop élevé. C'est le cas du Brésil où, en raison d'une part d'un différentiel de taux trop élevé et d'autre part d'un mécanisme d'indexation des revenus locaux, le Groupe opte pour des couvertures catastrophes, c'est-à-dire des assurances contre une dépréciation très importante de la devise (risque de décrochage temporaire).

Le contexte de marché est revu mensuellement pour le dollar US et la livre sterling. Il est suivi autant que de besoin sur les pays émergents de façon à essayer d'anticiper les dévaluations brutales. Le ratio de couverture des actifs est revu périodiquement en fonction du contexte de marché et à chaque entrée ou sortie d'actif. Toute modification substantielle du ratio de couverture fait l'objet d'une validation préalable de la Direction.

Les passifs libellés en devises étrangères représentent 37 % de la dette nette du Groupe, hors coût amorti et effet des dérivés (se reporter à la note 15.1.3.1 au chapitre 20.2).

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 de reporting des sociétés les portant à leur bilan et dans la mesure où ces passifs n'ont pas été qualifiés de couvertures d'investissements nets. *In fine*, l'impact d'une variation uniforme défavorable de 10% des devises contre euro a un impact en résultat non significatif.

Pour les passifs 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 176 millions d'euros. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur les actifs en devises couverts.

Le Groupe est également exposé au risque de change transactionnel. Ce risque se concentre sur les transactions sur matières premières énergétiques (engagement de livraison ou de prélèvement d'énergie) où les flux sur matières premières peuvent être réglés en dollars US et en livres sterling. Les flux de trésorerie sont généralement couverts par des contrats de change à terme.

La gestion du risque de change transactionnel est du ressort d'équipes dédiées. Ces équipes spécialisées mesurent les expositions de manière permanente et font appel au centre d'expertise (équipe centrale également en charge de la gestion des risques translationnels) pour définir et mettre en œuvre les instruments de couverture de ces risques (se reporter à la note 15.1.3.1 au chapitre 20.2).

4.2.2.4 Risque de taux d'intérêt

Les principales expositions de taux d'intérêt résultent, pour le Groupe, des financements en euros et en dollars US qui représentent 86 % de l'endettement net au 31 décembre 2008.

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.

La politique du Groupe est d'opérer une diversification des références de taux de la dette nette entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*»). L'objectif du Groupe est de disposer d'une répartition équilibrée entre les différentes références de taux à horizon moyen terme (cinq ans). La répartition pourra 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.

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 de la Direction Financière.

Le coût de la dette du Groupe est sensible à l'évolution des taux pour toutes les dettes indexées sur des taux variables. Le coût de la dette du Groupe est également impacté par la variation de valeur de marché des instruments financiers non documentés comme couverture en IAS 39. À la date du présent Document de Référence, aucune des couvertures optionnelles contractées par le Groupe n'est documentée comme couverture en IAS 39 même si elles offrent une couverture économique (se reporter à la note 6.1 au chapitre 20.2).

Au 31 décembre 2008, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (caps) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars US et livres sterling. Compte tenu de la chute prononcée de l'ensemble des taux courts sur l'exercice 2008, la quasi-totalité des couvertures optionnelles euros, dollars US et livres sterling sont pour l'instant inactivées, ayant pour conséquence de variabiliser le coût de la dette correspondante, les taux courts euros, dollars US et livres sterling étant inférieurs

aux niveaux protégés. Cependant la valeur de ce portefeuille de couvertures optionnelles s'apprécie quand les taux courts et longs augmentent de façon homogène et se déprécient inversement (se reporter à la note 15.1.3.2 au chapitre 20.2).

Au 31 décembre 2008, après prise en compte des instruments financiers, environ 58 % de la dette brute du Groupe était à taux variable et 42 % à taux fixe. Comme la quasi-totalité des excédents du Groupe est investie à court terme, au 31 décembre 2008, 55 % de la dette nette était à taux fixe et 45 % à taux variable. Cette répartition a pour conséquence de limiter fortement la sensibilité à la hausse des taux.

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 les charges nettes d'intérêts de 129 millions d'euros. Une diminution de 1 % des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allègement des charges nettes d'intérêts de 131 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée à l'impact du portefeuille de caps.

Une augmentation de 1 % des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, en compte de résultat, un gain de 343 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés non documentés ou qualifiés de couverture d'investissement net. Une diminution de 1 % des taux d'intérêt générerait *a contrario* une perte de 246 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille de caps pour lesquels la perte est limitée à la valeur du *Mark to Market* stockée au bilan.

Une variation uniforme de plus ou moins 1 % des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain ou une perte de 138 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie.

4.2.2.5 Risque de contrepartie

GDF SUEZ est exposée au risque de contrepartie d'une part par ses activités financières, et d'autre part par ses activités opérationnelles.

Concernant ses activités financières, GDF SUEZ a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque de contrepartie basées, d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *ratings* externes et d'éléments objectifs de marché (*Credit Default Swaps*, capitalisation boursière) et d'autre part sur la définition de limites de risques. En vue de diminuer le risque encouru, GDF SUEZ peut également recourir à des instruments contractuels tels que des accords standardisés de *netting* ou d'appels de marge avec ses contreparties. Dans le contexte de la crise financière, le dispositif de contrôle du Groupe a été renforcé au cours du second semestre par un suivi quotidien des limites et un reporting hebdomadaire, au Comité de Direction, des expositions sur les principales contreparties financières du Groupe.

Le contrôle des risques de contrepartie liés aux activités opérationnelles dans les Branches du Groupe a été complété par un dispositif de contrôle de deuxième niveau confié à la Direction Financière. Dans le cadre du CRME, la Direction Financière assure un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties du Groupe.

4.2.2.6 Risque sur actions

Le Groupe détient au 31 décembre 2008 un ensemble de participations dans des sociétés cotées (voir note 14 au chapitre 20.2) dont la valeur fluctue en fonction de la tendance des marchés boursiers mondiaux. Une baisse globale de 10 % de la valeur de

ces titres aurait un impact d'environ 107 millions d'euros sur les résultats ou capitaux propres du Groupe, selon que la baisse est considérée comme significative et prolongée ou non. Le portefeuille d'actions cotées et non cotées du Groupe est encadré par une politique d'investissement spécifique et fait l'objet d'un reporting régulier à la Direction Générale.

4.2.3 UN ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL EN ÉVOLUTION DEPUIS PLUSIEURS ANNÉES

Dans ses divers métiers, le Groupe fait face à une augmentation de la pression concurrentielle, tant de la part de grands acteurs internationaux que, sur certains marchés, d'acteurs de niche, privés ou publics.

4.2.3.1 La dérégulation des marchés de l'énergie intensifie la concurrence de ces métiers

La dérégulation des marchés de l'électricité et du gaz tant en Europe qu'aux États-Unis (voir la section 4.2.5 pour plus de détail) a favorisé l'apparition de nouveaux concurrents, introduit de la volatilité dans les prix de marché et remis en question les contrats à long terme. Elle pourrait également ouvrir à la concurrence des concessions de distribution attribuées à GDF SUEZ.

On assiste ces dernières années à un mouvement de concentration des grands acteurs énergétiques en Europe. Dans les métiers du gaz, les grands producteurs s'intéressent à l'aval de la chaîne de valeur et concurrencent directement les sociétés de commercialisation établies, dont celles du Groupe. Spécifiquement en France, la concurrence réciproque avec EDF sur les marchés du gaz et de l'électricité est un facteur sensible, notamment en terme d'image,

au vu du passé de distributeur commun «EDF-GDF». Par ailleurs, les clients particuliers souhaitent avoir un fournisseur d'énergie unique, capable de proposer une offre duale gaz et électricité.

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.

4.2.3.2 Les activités de l'environnement font face à une concurrence soutenue

Les activités du Groupe dans les domaines de l'environnement (eau et propreté) sont également sujettes à une forte pression concurrentielle à la fois d'opérateurs locaux et internationaux, avec pour conséquences des tensions sur les prix de vente aux clients industriels ou municipaux ainsi qu'un risque de non-renouvellement des grands contrats venant à échéance. On observe actuellement un phénomène de consolidation des acteurs du marché de la propreté en Europe, particulièrement au Royaume-Uni, en Allemagne et au Benelux. S'y ajoutent de nouvelles formes de concurrence apparues récemment : stratégie agressive de fonds d'investissement, entrée en jeu de certains opérateurs du secteur public, remunicipalisation des services par les collectivités locales.

4.2.4 UNE INCERTITUDE SUR LE CLIMAT

Les métiers de l'énergie, notamment la vente aux particuliers, sont directement sensibles aux variations climatiques et à l'ensemble de la problématique «changement climatique».

4.2.4.1 Les conditions climatiques ont un impact significatif sur les résultats

Dans le secteur énergétique, des variations climatiques importantes (essentiellement en termes de températures) d'une année sur l'autre peuvent provoquer des variations substantielles de la demande, avec une demande plus élevée lors des années les plus froides, et inférieure les années les moins froides. Ce facteur impacte directement les résultats du Groupe.

4.2.4.2 Les mesures prises sur les plans national, européen et mondial pour la lutte contre le changement climatique peuvent impacter le Groupe

Suite au protocole de Kyoto et à d'autres accords ultérieurs, la lutte contre le changement climatique se généralise et se traduit par de nombreux textes réglementaires au niveau des législations environnementales et fiscales en France, en Europe et au niveau international (voir la section 4.2.5 pour plus de détails). Ces évolutions peuvent avoir un impact profond sur les modèles économiques retenus par le Groupe. Par exemple le gaz et le charbon pourraient se voir évincer de certains usages au vu de leur contenu carbone,

en créant des distorsions de concurrence dans le secteur électrique par dérogations, incitations et subventions, en réduisant les marges par pincement tarifaire empêchant d'y répercuter les coûts des quotas de CO₂.

Si elles peuvent affecter de manière négative les résultats du Groupe, ces mesures comportent également leur lot de nouvelles opportunités d'affaires dans les énergies renouvelables, l'énergie nucléaire, le stockage de carbone, les services d'efficacité énergétique. Le Groupe pourrait ainsi étendre son domaine de développement mais aussi devoir faire face à une nouvelle forme de concurrence.

La mise en place dès 2005 d'un marché des droits d'émissions de gaz à effet de serre en Europe (SCEQE⁽¹⁾), couplé à des plans nationaux d'allocations de quotas de CO₂, induit des risques de volume et de prix de ces quotas pour tout le secteur énergétique, permettant par ailleurs des possibilités d'arbitrage et de négoce pour les acteurs les plus avancés dont GDF SUEZ. Environ 200 sites européens du Groupe sont soumis à ce système de quotas de CO₂.

Le Groupe s'attache à limiter les risques « climat » par une veille active et une composition diversifiée de son portefeuille énergétique. À moyen terme, les efforts convergent vers un renforcement de la part des sources énergétiques à faible teneur en carbone (gaz naturel, nucléaire, énergies renouvelables) dans le mix énergétique global, un renforcement de la capture du biogaz sur les sites de stockage des déchets et la prise en considération de l'énergie produite par l'incinération, les décharges et les installations de traitement des boues d'épuration par digestion comme énergie renouvelable. Cette orientation n'exclut pas le maintien, la remise à niveau ou même l'accroissement du parc électrique basé sur le charbon, là où les circonstances économiques et politiques le justifieraient.

À long terme, le Groupe cherche à assurer une diversification des ressources énergétiques et développe dès maintenant un programme de démonstration sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone afin de rendre possible l'exploitation des installations charbon dans un contexte de contrainte carbone intensifiée.

4.2.5 UN ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE EN ÉVOLUTION

Le paysage législatif et réglementaire des métiers du Groupe est en mutation, tant sur le plan environnemental que sur la (dé)régulation du secteur énergétique.

4.2.5.1 Suite au renforcement des exigences du développement durable, la législation environnementale pourrait être encore durcie

Les métiers du Groupe sont soumis à de nombreuses lois et réglementations relatives au respect de l'environnement, à la protection de la santé ainsi qu'à des normes de sécurité. Ces textes portent notamment sur la qualité de l'air, les gaz à effet de serre, les rejets d'eaux, la qualité de l'eau potable, le traitement des déchets toxiques et banals, la contamination des sols, la gestion d'installations nucléaires, de réseaux de transport de gaz, d'installations de stockage et de terminaux GNL.

Une modification ou un renforcement du dispositif réglementaire peut entraîner pour le Groupe des coûts ou des investissements supplémentaires dont le Groupe ne peut garantir la couverture par un montant suffisant de chiffre d'affaires complémentaire. Par suite d'un tel renforcement ou d'une telle modification, le Groupe peut être conduit à cesser l'exercice d'une activité sans assurance de pouvoir compenser le coût lié à cette cessation. Enfin, les réglementations impliquent des investissements et des charges opérationnelles incombant non seulement au Groupe, mais aussi à ses clients, en particulier aux collectivités locales concédantes en raison notamment des obligations de mise en conformité.

Sur la gestion du changement climatique, la Commission Européenne a engagé un débat autour de nouvelles mesures qui visent à l'horizon 2020 une diminution pour l'Union et par rapport au niveau de 1990 de 20 % des émissions de gaz à effet de serre et de 20 % de la consommation finale en énergie, et une part de 20% pour les énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie (elle a notamment proposé le 23 janvier 2008 un projet de directive sur les énergies renouvelables et un projet de révision de la directive 2003/87 relative au système européen d'échange de quotas ; fin 2008, le paquet « énergie-climat » a été adopté par le Parlement Européen et le Conseil des Ministres). En France, le Grenelle de l'environnement a repris à son compte cette ambition en l'amplifiant.

Parmi les réglementations nouvelles ou mises en œuvre en 2008, la réglementation technique de la Commission Européenne sur les gaz à effet de serre fluorés, la mise en œuvre de la réglementation REACH sur les produits chimiques ou encore la nouvelle directive-cadre sur les déchets (2008/98) illustrent ces renforcements ponctuels avec des effets sur certains métiers. D'une manière plus générale, la directive relative à la protection de l'environnement par le droit pénal (2008/99) du 19 novembre 2008 marque une exigence harmonisée pour une mise en œuvre stricte des politiques de l'environnement pour l'ensemble des sites européens du Groupe.

Au-delà des précautions contractuelles, le Groupe s'efforce de limiter l'ensemble de ces risques notamment dans le cadre d'une politique environnementale active (voir section 6.6.2.4 « Prévention active des risques environnementaux ») et par la gestion d'un programme d'assurance étendu (voir section 4.6 « Assurances »).

(1) Système Communautaire d'Échange de Quotas d'Émission, instauré par la directive 2003/87.

4.2.5.2 Le Groupe pourrait ne pas obtenir les permis ou renouvellements d'autorisations nécessaires à la poursuite de ses activités

L'exercice des activités du Groupe (concessions, sites Seveso, autorisations de fourniture) suppose la détention de divers permis et autorisations dont l'obtention ou le renouvellement auprès des autorités réglementaires compétentes peut impliquer une procédure longue, coûteuse et parfois aléatoire.

En outre, le Groupe peut être confronté à des oppositions de la population locale à l'installation et l'exploitation de certains équipements (notamment l'exploitation de centrales électriques nucléaires, thermiques et renouvelables, de terminaux méthaniers, de stockages de gaz, de centres d'enfouissement de déchets, d'incinérateurs, d'installations de traitement des eaux usées) invoquant des nuisances, une dégradation du paysage ou plus généralement une atteinte à leur environnement, rendant plus difficile pour le Groupe l'obtention des permis et des autorisations de construction ou d'exploitation ou pouvant conduire à leur non-renouvellement – en l'absence de droits exclusifs –, voire à leur remise en cause. À cet égard, le Groupe pourrait être confronté à des procédures de contestation d'associations de défense pouvant retarder ou entraver l'exploitation ou le développement de ses activités.

Enfin, les conditions attachées aux autorisations et permis que le Groupe a obtenus pourraient faire l'objet d'un durcissement significatif de la part de l'autorité compétente.

Le défaut d'obtention ou l'obtention tardive de permis ou d'autorisations par le Groupe, le non-renouvellement, la remise en cause ou le durcissement significatif des conditions attachées aux autorisations et permis obtenus par le Groupe, pourrait avoir un impact négatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats et ses perspectives de développement.

4.2.5.3 Les évolutions de la réglementation du secteur énergétique peuvent impacter la stratégie et la rentabilité du Groupe

De nombreux aspects des métiers du Groupe, notamment dans la production, le transport et la distribution d'électricité, le fonctionnement et la maintenance d'installations nucléaires, le transport, la distribution et le stockage de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié (GNL), la gestion de l'eau, la collecte et le traitement des déchets, sont soumis à des réglementations strictes aux niveaux européen, national et local (concurrence, licences, permis, autorisations...). Les évolutions réglementaires peuvent affecter les

opérations, prix, marges, investissements, et par conséquent la stratégie et la rentabilité du Groupe.

Tant au niveau européen qu'au niveau national, il existe actuellement des projets d'évolutions réglementaires qui menacent directement le modèle d'affaires et le profil de risques de GDF SUEZ. Il s'agit essentiellement à court terme de la troisième directive européenne sur le marché intérieur du gaz naturel qui pourrait conduire à une séparation patrimoniale (« *ownership unbundling* ») des actifs de réseau de transport de gaz. Les impacts financiers de ces évolutions dépendront des termes finaux de la directive et de ses modalités de transposition.

En sus, dans certains États, et au niveau européen perdurent ou apparaissent des velléités d'intervention publique dans le domaine énergétique via la réglementation et l'extension des prérogatives des régulateurs au domaine concurrentiel. Ceci peut se manifester notamment par le contrôle des prix, le maintien ou la volonté de réintroduire des tarifs régulés en gaz comme en électricité à des niveaux incompatibles avec les coûts d'approvisionnement ou production, des mesures discriminatoires telle la « surtaxation » des profits des énergéticiens, la captation de provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires, l'intervention du régulateur dans le domaine dérégulé pour favoriser le développement de la concurrence ou la volonté de remunicipalisation des services collectifs.

Malgré les systèmes de veille mis en place, il est impossible de prévoir toutes les évolutions réglementaires mais le Groupe, en exerçant ses principaux métiers dans différents pays dotés de systèmes réglementaires qui leur sont propres, diversifie ce risque. Par ailleurs, certaines évolutions de la réglementation sont au contraire porteuses de nouvelles opportunités de marché pour les activités du Groupe.

4.3 LE MODÈLE D'ENTREPRISE DE GDF SUEZ EST SOUMIS À DE NOMBREUSES CONTRAINTES

4.3.1 ACHATS D'ÉNERGIE À COURT ET LONG TERMES

4.3.1.1 Le Groupe est engagé dans des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz de type « take-or-pay » avec volume minimal

Le développement du gaz en Europe s'opère en grande partie grâce à des contrats « take-or-pay » long terme. Selon ces contrats, 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 quantités minimales ne peuvent varier que partiellement en fonction des aléas climatiques. Les engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité.

Afin d'avoir la garantie de disposer dans les années à venir des quantités de gaz nécessaires à l'approvisionnement de ses clients, le Groupe a recours dans une large proportion à ce type de contrats. Les mécanismes de révisions de prix périodiques des contrats long terme garantissent à l'acheteur la compétitivité du prix du gaz sur le marché final. En cas de perte de compétitivité du gaz acheté, GDF SUEZ ne serait exposé au risque de « take-or-pay » que sur les quantités achetées avant la révision de prix suivante.

4.3.1.2 Le Groupe est dépendant d'un nombre limité de fournisseurs dans certaines activités, notamment pour ses achats de gaz naturel

Pour sécuriser ses approvisionnements en gaz, le Groupe a conclu des contrats long terme avec ses principaux fournisseurs

et s'est assuré d'un portefeuille largement diversifié, notamment en termes géographiques. Le Groupe dispose en outre 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). Néanmoins, si l'un des fournisseurs majeurs du Groupe devait faire durablement défaut, pour quelque cause que ce soit (géopolitique, technique, financière), le coût de remplacement du gaz et de son transport à partir d'une localisation alternative pourrait être substantiellement plus élevé et affecter les marges du Groupe, du moins à court terme.

Par ailleurs, les sociétés du Groupe peuvent dépendre pour la gestion d'usines de traitement des eaux, de centrales thermiques ou d'unités de traitement des déchets, d'un nombre restreint de fournisseurs pour leur approvisionnement en eau, en déchets banals, en combustibles divers et en équipements. Par exemple, le marché des turbines et pièces de fonderie pour centrales électriques est de nature oligopolistique et est particulièrement tendu pour les prochaines années.

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

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et permet une protection partielle au risque de défaillance d'un fournisseur important.

4.3.2 VENTES NOTAMMENT SUR DES MARCHÉS RÉGULÉS

4.3.2.1 Le Groupe est dépendant d'un nombre limité de clients dans certaines activités, notamment la vente d'électricité et les concessions d'eau

Qu'il s'agisse du domaine de l'énergie ou de l'environnement, certaines filiales du Groupe sont engagées dans des contrats, notamment avec les collectivités publiques, dont l'exécution peut

dépendre de quelques clients, voire d'un seul client. De plus, ces contrats sont souvent de longue durée, pouvant aller jusqu'à 30 ans, voire plus. C'est le cas par exemple des contrats de gestion déléguée de l'eau ou de certaines opérations de production et de vente d'électricité avec des contrats d'achat à moyen et long termes (« power purchase agreements ») ou encore de la gestion d'incinérateurs de déchets banals.

Le refus ou l'incapacité d'un client à respecter ses engagements contractuels à long terme, notamment en matière d'ajustements

4.3 LE MODÈLE D'ENTREPRISE DE GDF SUEZ EST SOUMIS À DE NOMBREUSES CONTRAINTES

tarifaires, peut compromettre l'équilibre économique des contrats et la rentabilité des investissements éventuellement pris en charge par l'opérateur. En cas de non-respect par les cocontractants de leurs obligations, et en dépit des dispositions contractuelles prévues à cet effet, une indemnisation totale ne peut pas toujours être obtenue, ce qui pourrait affecter le chiffre d'affaires et les résultats du Groupe. Le Groupe a été confronté à de telles situations par le passé, en particulier en Argentine.

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 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.

4.3.2.2 Une part importante des ventes du Groupe est basée sur des tarifs régulés, administrés ou réglementés dont les principes pourraient ne pas être respectés par les autorités

En France, une partie des ventes d'énergie et de services 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 Commission de Régulation de l'Énergie « CRE » pour les tarifs d'accès à certaines infrastructures), peuvent affecter le chiffre d'affaires, les bénéfices ou la rentabilité du Groupe du fait de :

- la répercussion partielle des coûts d'approvisionnement dans les tarifs de vente de gaz naturel (le tarif actuel ne reflétant pas les coûts, l'impact cumulé pour le Groupe à fin 2008 est de 1 606 millions d'euros comme explicité dans la section 6.1.3.1.1 du présent Document de Référence) ;
- la protection des consommateurs ;
- la répercussion partielle des coûts dans les tarifs d'accès aux infrastructures gazières ;
- la mise en œuvre d'un tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché.

Les tarifs administrés touchent également les activités de distribution et de vente d'énergie aux particuliers, voire aux industriels, dans d'autres pays tels que l'Italie, la Hongrie, la Roumanie, la Slovaquie et le Mexique.

4.3.3 DÉVELOPPEMENT PRINCIPALEMENT EN EUROPE, MAIS AUSSI DANS D'AUTRES PAYS DU MONDE

4.3.3.1 Une partie croissante des activités et des approvisionnements en gaz du Groupe provient de pays présentant un profil de risques politique et économique plus élevés que les marchés domestiques

Bien que les activités du Groupe soient concentrées principalement sur l'Europe et l'Amérique du Nord, qui ont représenté ensemble environ 90 % du chiffre d'affaires consolidé et des capitaux employés en 2008, le Groupe exerce aussi ses métiers sur les marchés mondiaux, notamment dans les pays émergents dont le Brésil et la Chine. De même une part significative des approvisionnements de gaz et des activités d'Exploration-Production provient de pays tels que la Russie, l'Algérie, l'Égypte ou la Libye.

Les activités du Groupe dans ces pays comportent un certain nombre de risques potentiels, en particulier une volatilité du PIB, une instabilité économique et gouvernementale, des modifications dans

la réglementation ou son application imparfaite, la nationalisation ou l'expropriation de biens privés, des difficultés de recouvrement, des troubles sociaux, d'importantes fluctuations de taux d'intérêt et de change (dévaluation), la perception d'impôts ou prélèvements assimilés de la part des gouvernements et autorités locales, des mesures de contrôle des changes et autres interventions ou restrictions défavorables imposées par des gouvernements. De plus, le Groupe pourrait être dans l'incapacité de défendre ses droits dans les tribunaux de ces pays 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 stratégie sélective sur la base d'une analyse fine des risques pays. Le recours à des clauses d'arbitrage international et à l'assurance des risques politiques est aussi systématique que possible.

4.3.3.2 Toute opération de croissance externe présente des risques pour le Groupe

En cas de développement externe, notamment au moyen d'acquisitions, le Groupe pourrait être amené à procéder à l'émission de titres de capital, à avoir recours à l'endettement ou à enregistrer des provisions pour dépréciation d'actifs. Les acquisitions présentent également des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des gains et synergies escomptés, à l'implication de la Direction des sociétés acquises et au départ de salariés clé. Dans le cadre des entreprises communes auxquelles il participe, 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 du passif ou des résultats prévus peuvent apparaître à l'issue de la matérialisation des acquisitions.

4.3.3.3 Les opérations de croissance organique et les grands projets doivent être maîtrisés

Le Groupe assoit sa croissance sur différents grands projets de construction d'actifs industriels comme des infrastructures gazières, électriques ou de traitement de déchets et de dessalement d'eau de mer. Il vient d'être désigné comme partenaire associé à EDF de la construction du deuxième réacteur nucléaire de type EPR en France à Penly.

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, 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.

4.3.3.4 Le développement du Groupe dans certains pays peut être freiné par la réglementation

Pour des raisons de réciprocité, certains États peuvent prendre des dispositions interdisant sous certaines conditions à des sociétés comme GDF SUEZ et ses filiales de concourir à des appels d'offres pour l'octroi de concessions de distribution de gaz, d'eau ou de service public local.

4.3.3.5 Certains partenariats conclus par le Groupe pourraient être rompus

Le Groupe est amené à développer ses implantations en partenariat avec des collectivités publiques locales ou des acteurs locaux privés.

Ces partenariats constituent l'un des moyens pour le Groupe de partager le risque économique et financier propre à certains grands projets, en limitant ses capitaux engagés et lui permettent de mieux s'adapter au contexte spécifique des marchés locaux. En outre, ils peuvent être imposés par l'environnement réglementaire local. La perte partielle du contrôle opérationnel est souvent la contrepartie à payer pour une réduction de l'exposition en capitaux engagés, mais cette situation est gérée contractuellement au cas par cas.

Toutefois, l'évolution du projet, la situation économique ou de la stratégie du partenaire ou même du contexte politique et économique local, peut le cas échéant conduire à la rupture d'un partenariat, notamment par l'exercice d'options de vente ou d'achat de parts entre les partenaires, une demande de dissolution de la *joint-venture* par l'un des partenaires ou l'exercice d'un droit de préemption.

Ces situations peuvent amener aussi le Groupe à choisir de renforcer ses engagements financiers dans certains projets ou, en cas de conflit avec le ou les partenaires, à rechercher des solutions devant les juridictions ou les instances arbitrales compétentes.

4.3.3.6 Le Groupe encourt des risques du fait de ses 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.

Même si les projets font 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 ou que la performance des installations ne soit pas conforme au cahier des charges, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur sa situation financière, ses résultats et ses perspectives.

4.4 LA SÉCURITÉ INDUSTRIELLE AU CŒUR DE L'ACTIVITÉ DE GDF SUEZ

Les domaines d'activités dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels importants, susceptibles de générer des dommages aux biens et aux personnes (employés, sous-traitants, riverains, consommateurs, tiers) et 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). Ces risques font

l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques. Ils sont pour la plupart couverts par les 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 toutes les responsabilités encourues, les pertes de chiffre d'affaires ou l'augmentation des dépenses (se reporter à la section 4.6 « Assurances »).

4.4.1 LE GROUPE OPÈRE DES ACTIVITÉS SUSCEPTIBLES DE PROVOQUER UN ACCIDENT INDUSTRIEL ET UNE RUPTURE DE LA CONTINUITÉ DE SERVICE AUX CLIENTS

Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre de réglementations qui donnent lieu à des règles de sécurité mises en œuvre pour l'exploitation des infrastructures. La vigilance apportée tant dans la conception, la réalisation que l'exploitation de ses ouvrages ne peut prévenir tout accident industriel qui pourrait perturber l'activité du Groupe ou engendrer des pertes financières ou des responsabilités significatives.

Il existe des risques liés à l'exploitation des 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, tels que des incidents d'exploitation, des défauts de conception ou des événements extérieurs que le Groupe ne maîtrise pas (actions de tiers, glissements de terrain, etc.). Ces incidents sont susceptibles de provoquer des

blesures, des pertes humaines, des dommages significatifs aux biens ou à l'environnement ainsi que des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation.

L'indisponibilité d'un ouvrage important de type terminal méthanier ou stockage, une crise politique durable entre pays de production et de transit, la perte de maîtrise de l'outil industriel ou un effet de congestion dû aux modifications des schémas de mouvement de gaz ou des phénomènes de catastrophe naturelle (tremblement de terre, activité volcanique, inondation) aurait pour conséquences un arrêt de livraison de gaz sur un territoire étendu avec les pertes de recettes et les risques d'indemnisation correspondantes, ainsi qu'une altération de l'image du Groupe et/ou des manquements à une obligation de service public. Ce type de risque est également présent à des degrés divers dans les activités de fourniture d'électricité et d'eau.

4.4.2 LE GROUPE POSSÈDE DES INSTALLATIONS SUSCEPTIBLES DE PROVOQUER UNE 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 et les sols) et peuvent présenter des risques pour la santé des consommateurs, des riverains, des collaborateurs ou encore des sous-traitants.

Ces risques sanitaires et environnementaux, encadrés par des réglementations nationales et internationales strictes, font l'objet de contrôles réguliers de la part des équipes du Groupe et des pouvoirs publics. Les réglementations évolutives tant sur la responsabilité environnementale que sur les passifs environnementaux comportent

un risque quant à l'appréciation de la vulnérabilité de l'entreprise liée à ses activités. Cette vulnérabilité est à évaluer pour les installations anciennes (telles que les anciennes usines à gaz ou décharges) et pour les sites en exploitation. Elle peut également concerner des dégâts engendrés ou atteintes portées à des habitats ou à la faune et la flore.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est amené à manipuler, voire à générer, des produits ou des sous-produits à caractère dangereux. C'est le cas par exemple des matières fissiles, des combustibles et certains produits chimiques, notamment pour le

traitement de l'eau. Dans le domaine des déchets, certaines des installations du Groupe ont pour activité de traiter des déchets spécifiques industriels ou hospitaliers pouvant présenter un caractère toxique ou infectieux.

Selon les métiers, les émissions gazeuses et polluantes atmosphériques à considérer sont les gaz à effet de serre, les gaz favorisant l'acidification de l'air, les gaz nocifs (dont le chlore), les poussières et les bactéries (dont les légionelles).

Les activités du Groupe, en cas de défaillance de gestion adéquate, pourraient avoir un impact sur les eaux présentes dans le milieu naturel : lixiviats d'installations d'enfouissement mal contrôlées, diffusion de métaux lourds dans l'environnement, rejets aqueux des systèmes de traitement de fumées des installations d'incinération. Ces différentes émissions pourraient entraîner une pollution des nappes phréatiques ou des cours d'eau. Les risques de pollution des sols en cas de déversements accidentels concernent l'entreposage de produits ou de liquides dangereux ou les fuites

sur des processus impliquant des liquides dangereux ainsi que le stockage et l'épandage de boues de traitement.

La maîtrise de l'ensemble des risques évoqués ci-dessus relève de différents mécanismes. La législation et les contrats qui encadrent les opérations du Groupe clarifient le partage des responsabilités en matière de gestion du risque et des responsabilités financières, mais le non-respect des normes peut entraîner des pénalités financières contractuelles ou des amendes.

Les montants provisionnés, assurés ou garantis pourraient s'avérer insuffisants en cas de mise en jeu de la responsabilité environnementale du Groupe, étant donné les incertitudes inhérentes à la prévision des dépenses et responsabilités liées à la santé, à la sécurité et à l'environnement.

En conséquence, la mise en jeu de la responsabilité du Groupe en raison de risques environnementaux et industriels pourrait avoir un impact négatif significatif sur son image, son activité, sa situation financière, ses résultats et ses perspectives.

4.4.3 LE GROUPE EXPLOITE PLUSIEURS INSTALLATIONS INDUSTRIELLES CLASSÉES « SITES SEVESO – SEUIL HAUT » EN EUROPE

Dans les frontières de l'Union Européenne, le Groupe exploite une quarantaine de sites Seveso, dont 12 sites classés «seuil haut» et situés en Belgique, en France, en Hongrie, aux Pays-Bas, en Allemagne et en Espagne. Il s'agit essentiellement de terminaux méthaniens, d'unités de stockage souterrain de gaz, de station de GPL (gaz de pétrole liquéfié), de centrales électriques thermiques et de sites de traitements de déchets dangereux. Ces sites sont soumis

à la directive 2003/105, dite «Seveso», régissant les stockages de produits dangereux. Le Groupe mène une politique de prévention des accidents majeurs garantissant un niveau élevé de protection de la vie humaine et de l'environnement de ses installations comme indiqué dans la section 6.6.2.4. « Prévention active des risques environnementaux » du présent Document de Référence.

4.4.4 LE GROUPE EXPLOITE PLUSIEURS CENTRALES NUCLÉAIRES EN BELGIQUE

Le Groupe détient et exploite en Belgique deux sites de production nucléaire d'électricité, Doel et Tihange. Bien que ces sites, en activité depuis 1975, n'aient jamais connu d'incidents ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement, ce type d'activité est susceptible de mettre en jeu la responsabilité civile du Groupe.

Le personnel en charge de l'activité opérationnelle sur les sites dispose d'une habilitation spéciale obtenue à l'issue d'un programme de formation théorique et pratique spécifique, incluant en particulier des exercices sur simulateur. Le respect des consignes de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles par un organisme indépendant (AVN) et par l'organisme d'État ayant en charge la sécurité nucléaire (AFCN).

Les opérateurs de centrales nucléaires échangent leurs expériences au niveau international et se soumettent à des audits (Association Mondiale des Opérateurs Nucléaires - WANO - ou l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique - AIEA) afin de maintenir un

haut niveau de sûreté. En 2007, une équipe de 15 experts de l'International Atomic Energy Agency (IAEA) a audité de manière approfondie les procédures et systèmes de sécurité de la centrale de Tihange. Cet audit appelé OSART (*Operational Safety Review Team*) s'est finalisé par un verdict positif quant au niveau de sécurité de la centrale de Tihange et a été confirmé par l'audit de suivi fin 2008, avec l'un des meilleurs résultats internationaux. La centrale de Doel subira le même audit en 2010 avec un pronostic favorable. Cette évaluation faite par une autorité indépendante internationale confirme la priorité donnée dans nos centrales nucléaires à la sécurité. Par ailleurs, tous les sites nucléaires sont certifiés ISO 14001 et EMAS. Le Groupe maîtrise et réduit régulièrement le volume des déchets de faible et moyenne activités produits durant l'exploitation. L'ensemble de la gestion des déchets nucléaires est placée sous la responsabilité de l'organisme public belge ONDRAF (Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles Enrichies), ceci est vrai également pour les déchets vitrifiés issus des programmes de retraitement des combustibles usés opérés sur

le site d'Areva NC la-Hague. Les 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 (recyclage ou pas).

Les coûts relatifs à la gestion des combustibles usés sont comptabilisés dans ceux de la production d'électricité d'origine nucléaire et provisionnés (se reporter à la note 17.2.3 au chapitre 20.2 du présent Document de Référence). Par ailleurs, d'autres provisions sont constituées pour le démantèlement des installations (se reporter à la note 17.2.2 au chapitre 20.2 du présent Document de Référence). La loi belge du 11 avril 2003 définit clairement les règles d'utilisation et de contrôle des montants provisionnés pour les centrales belges.

Si les dispositions de la loi belge sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production électrique adoptée en janvier 2003 étaient effectivement appliquées, il pourrait en résulter une perte de chiffre d'affaires proportionnelle à la durée de vie technique escomptée des centrales à partir de la date de la première fermeture effective (2015). Le débat politique en Belgique à ce sujet a redémarré en vue des élections régionales de 2009, plusieurs partis se prononçant en faveur de la prolongation des centrales existantes, à l'instar de la Suède récemment. Par ailleurs, le Groupe est candidat à la construction et l'exploitation de nouvelles centrales nucléaires, en Europe essentiellement. Le nombre de sites et la diversité des types de réacteur nucléaire pourraient en être accrus.

4.4.5 LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION-PRODUCTION PÉTRO-GAZIÈRE COMPORTENT CERTAINS RISQUES SPÉCIFIQUES

Les activités d'Exploration-Production nécessitent des investissements élevés et sont exposées à des risques spécifiques. Afin d'en réduire l'impact, le Groupe conduit ses activités dans le cadre de consortiums dans lesquels il peut être opérateur ou simplement partenaire.

Lors de la phase d'exploration, le principal risque est géologique et peut se traduire par une découverte d'hydrocarbures d'un niveau plus faible qu'espéré, voire nul.

Dans la phase de production entreprise lorsque les estimations de réserves et les analyses économiques justifient le développement d'une découverte, il se peut que les réserves révisées soient inférieures aux prévisions et compromettent l'équilibre économique global du champ.

D'autres facteurs constituent des risques pour l'activité exploration-production, tels que :

- des conditions météorologiques difficiles qui peuvent entraîner des retards de forages et un accroissement des coûts ;

- une dépendance envers des partenaires tiers, notamment lorsque le Groupe n'est pas opérateur ;
- des contraintes réglementaires et administratives propres comme l'imposition d'obligations spécifiques en matière de forage et d'exploitation, des mesures en faveur de la protection de l'environnement, des cas exceptionnels de nationalisation, d'expropriation ou d'annulation de droits contractuels et un changement de réglementation afférente aux obligations de démantèlement ou de dépollution des sites ;
- des modifications ayant un impact fiscal comme les redevances ou les droits de douane dus sur la production d'hydrocarbures et, enfin, la corruption ou le risque de fraude rencontrés dans certains pays.

4.5 L'ORGANISATION DE GDF SUEZ FACE AUX RISQUES TRANSVERSES

4.5.1 ÉTHIQUE ET COMPLIANCE

Tout acte isolé ou collusif en violation des réglementations et codes de conduite du Groupe pourrait avoir un impact sévère sur la poursuite des activités.

Les organismes réglementaires compétents disposent de larges prérogatives et de pouvoirs en matière de services liés à l'énergie et à l'environnement, qui recouvrent notamment les problématiques liées à l'éthique, au blanchiment d'argent, au respect de la vie privée, à la conservation de données et à la lutte contre la corruption. En outre, il est difficile de prévoir la date d'entrée en vigueur ou la forme de nouvelles réglementations ou mesures d'exécution. Une modification des réglementations actuelles en matière d'énergie et de protection de l'environnement pourrait avoir une influence significative sur l'exercice des activités du Groupe, sur ses produits et ses services et la valeur de ses actifs. Si le Groupe ne parvenait pas, ou semblait ne pas parvenir, à se conformer de façon satisfaisante à de telles modifications ou mesures d'exécution, sa réputation pourrait en être affectée et le Groupe pourrait être exposé à des risques juridiques supplémentaires. Ceci pourrait alors entraîner un accroissement du montant et du nombre des réclamations et des demandes d'indemnisation formulées à l'encontre du Groupe et exposer le Groupe à des mesures d'exécution forcées, des amendes et des pénalités.

En dépit des efforts du Groupe pour se conformer aux réglementations applicables, il subsiste un grand nombre de risques, tenant notamment à l'imprécision de certaines dispositions des réglementations ou au fait que les organismes de régulation peuvent modifier leurs instructions d'application et que des revirements de jurisprudence peuvent intervenir. Les organismes de régulation et les organes de poursuite ont le pouvoir d'engager des procédures administratives ou judiciaires à l'encontre du Groupe qui pourraient notamment entraîner la suspension ou la révocation d'un ou plusieurs des permis ou autorisations détenus par le Groupe ou le prononcé d'injonctions de cesser ou d'abandonner certains services ou activités, d'amendes, de pénalités civiles, de condamnations pénales ou de sanctions disciplinaires, qui pourraient affecter défavorablement et significativement les activités et la situation financière du Groupe.

En cette matière, dès sa constitution, le Groupe s'est doté d'un dispositif éthique et «compliance» (conformité) fondé sur les dispositifs déployés antérieurement dans les deux anciens groupes. Le Groupe affirme sa volonté de respecter scrupuleusement les réglementations notamment anti-corruption et de lutte contre toutes formes de fraude. Néanmoins, des actes isolés de collaborateurs, de mandataires ou représentants contrevenant aux principes affirmés par le Groupe pourraient l'exposer à des sanctions pénales et civiles, et à une perte de réputation.

4.5.2 RISQUES JURIDIQUES

Le Groupe est confronté à des risques juridiques dans l'ensemble de ses métiers et sur ses marchés mondiaux.

Les risques juridiques 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 4. Les principaux litiges, procédures et arbitrages significatifs auxquels le Groupe est partie prenante sont décrits à la section 20.7 du présent Document de Référence.

4.5.3 RISQUES LIÉS AUX RESSOURCES HUMAINES

4.5.3.1 Le Groupe pourrait rencontrer des difficultés à disposer des compétences requises au bon moment et au bon endroit, pour mettre en œuvre sa stratégie

Le Groupe exerce ses activités *via* une large palette de métiers mobilisant des compétences variées. Le vieillissement démographique affecte le Groupe en général et plusieurs de ses filières techniques en particulier. Un renouvellement important des compétences sera nécessaire dans les prochaines années. Pour éviter la perte de compétences clés, le Groupe anticipe la raréfaction de main-d'œuvre pour certains métiers. Le déploiement de politiques adaptées, développant la mobilité transverse et l'appartenance au Groupe, faisant du Groupe un employeur de référence, mettant en place des systèmes de reconnaissance adaptés, permet de renforcer l'attractivité du Groupe GDF SUEZ.

Par ailleurs, la croissance internationale du Groupe et ses conséquences en terme d'évolution de ses métiers exigent de nouveaux savoir-faire et une grande mobilité du personnel, notamment de la part des cadres. Pour réduire ce risque, le Groupe valorise les parcours de carrière à l'international.

4.5.3.2 Le Groupe pourrait rencontrer des difficultés dans le domaine social

Le contexte post-fusion a engagé le Groupe dans de nouvelles négociations collectives, dans un contexte de crise financière et économique de grande ampleur. Parallèlement, l'intégration des

deux groupes Gaz de France et SUEZ se met en place, tant au niveau des collaborateurs que des organisations syndicales.

Aussi, le Groupe a voulu rapidement donner du sens à la concertation sociale en engageant les négociations pour la constitution du Comité d'Entreprise Européen du nouveau Groupe, ainsi que du Comité de Groupe. Les négociations sont actuellement en cours avec pour objectifs de développer et renforcer le dialogue social européen et français, garantir une représentation équilibrée entre les pays et les grands métiers du Groupe et développer le dialogue social au niveau de ces grands métiers. Parallèlement, les organismes de consultation des précédents groupes ont continué à être consultés afin de ne pas rompre la chaîne de concertation et de dialogue social.

Cette volonté de dialogue social a concerné tant les projets d'évolution des organisations que les conditions d'intégration et l'accompagnement social des salariés dans le nouveau Groupe. Dans ce cadre, on peut mentionner l'accord sur les garanties sociales signé par la CFDT, la CGT, la CFE-CGC et la CGT-FO au périmètre de la maison mère, GDF SUEZ. Cet accord consiste à mettre en place un dispositif d'accompagnement social pour les salariés qui pourraient être conduits, dans le cadre de la fusion, à une mobilité fonctionnelle et/ou géographique et/ou à un changement de lieu de travail sans déménagement.

En cas de blocage des processus de négociation, de montée des revendications sur le pouvoir d'achat dans le contexte actuel de crise économique ou d'entraînement dans un mouvement de plus grande ampleur, le climat social de l'entreprise pourrait se détériorer et impacter la productivité de certains sites, donc les résultats du Groupe.

4.5.4 RISQUES LIÉS À LA SANTÉ, LA SÉCURITÉ, LA SÛRETÉ ET LA PROTECTION DU PATRIMOINE

4.5.4.1 Santé et sécurité au travail

Des mesures de prévention strictes limitent les atteintes à la santé des collaborateurs et des sous-traitants.

Certains collaborateurs ou sous-traitants peuvent être exposés à des produits nocifs pour la santé (exemples : solvants organiques, amiante, fibres céramiques réfractaires) ou être accidentellement contaminés par des micro-organismes tels que des légionelles. Les risques correspondants font l'objet de mesures de prévention strictes.

Par ailleurs, le risque de pandémie du type grippe aviaire a été intégré, soit au travers de la mise en place d'un plan de lutte spécifique décliné dans les entités, soit au travers d'une sensibilisation à la nécessité de mettre en place des plans de continuité d'activités.

En matière de sécurité au travail, le Groupe s'est doté des moyens lui permettant de poursuivre la diminution déjà engagée des accidents de travail.

Les entités et filiales du Groupe mettent en œuvre des mesures de prévention et de protection, permettant d'assurer la sécurité de leurs collaborateurs et de leurs sous-traitants sur les différents sites sur lesquels ils interviennent (exemple : plan de prévention).

Par ailleurs, GDF SUEZ s'est doté d'une ambition forte de réduction de l'accidentologie, qui prolonge la nette tendance à la diminution des statistiques observée ces dernières années.

La gestion des risques Santé, Sécurité, Protection du patrimoine est réalisée en cohérence par les métiers et par la tête de Groupe.

En complément de la gestion des risques réalisée par les différents métiers, le Groupe s'est doté en 2008 d'une Direction Santé, Sécurité, Système de Management, qui assure une gestion transverse homogène au sein du Groupe des risques liés à la santé des collaborateurs, des sous-traitants et des tiers, à la sécurité au travail, à la sécurité industrielle, à la protection des patrimoines matériels et immatériels. Cette Direction anime la filière « Santé, Sécurité, Protection du patrimoine » du Groupe.

4.5.4.2 Sûreté des personnes

L'environnement sécuritaire, déjà marqué par des actes de terrorisme, la mouvance radicale, les conflits armés, le crime organisé, les pandémies, voire les changements climatiques, pourrait se tendre davantage à cause de la crise économique aux répercussions mondiales.

Parallèlement, le contexte juridique a lui aussi évolué vers une plus grande rigueur et se caractérise par l'adoption en France de nouvelles dispositions inscrites dans le code de la Défense avec la Loi du 12 décembre 2005 et son décret d'application du 23 février 2006. Cette loi fait obligation aux opérateurs d'infrastructures d'importance vitale de participer à la lutte contre tous types de menace et notamment la menace terroriste. Des dispositions analogues ont été adoptées au niveau européen avec la directive 2008/114 du Conseil en date du 8 décembre 2008 qui « concerne le recensement et la désignation des infrastructures critiques européennes ainsi que l'évaluation de la nécessité d'améliorer leur protection ».

Enfin, la jurisprudence considère que les risques liés au terrorisme par exemple peuvent ne pas relever de la force majeure dès lors que l'employeur avait (ou aurait dû avoir) conscience du danger auquel il expose son personnel en poste sur une zone à risques.

Les dispositifs de sûreté des personnes reposent sur la coordination et la centralisation des mesures de sûreté au profit des personnels expatriés et missionnés du Groupe face à l'émergence de menaces de toute nature dont ils peuvent faire l'objet. Cette mission incombe à la Direction de la Sûreté qui fonctionne en réseau international le GSSN (GDF SUEZ Security Network) à partir du centre vers les Branches et les *Business Units*. Pour mener à bien sa mission, cette

direction peut s'appuyer sur des prestataires extérieurs spécialisés tant dans le domaine sanitaire que dans celui de la sécurité. Elle a aussi noué des liens étroits avec les services compétents de l'État tels que ceux du Ministère des Affaires Étrangères et celui de la Défense. Enfin, en plus d'une « veille pays », le Groupe participe à des instances interprofessionnelles reconnues comme le CINDEX (Centre Interprofessionnel de l'Expatriation) ou le CDSE (Club des Directeurs Sécurité des Entreprises).

4.5.4.3 Protection du patrimoine

Les sites sensibles font l'objet de mesures de protection spécifiques. L'émergence ces dernières années de risques transnationaux liés, par exemple, à des activités terroristes ou à des conflits armés, a conduit le Groupe à protéger ses sites sensibles d'éventuelles malveillances.

Le dispositif de protection repose sur une évaluation du risque qui conduit à la mise en œuvre de mesures de protection des sites.

La protection du patrimoine immatériel a pour objectif de se prémunir des risques auxquels pourraient être soumises les informations sensibles liées aux activités du Groupe face au vol, à la malveillance, à la corruption, à l'espionnage industriel ou au piratage.

Les dispositifs de protection du patrimoine immatériel se sont concrétisés suivant les entités par des règles de protection des informations sensibles et de façon générale du patrimoine immatériel, par l'animation d'une filière chargée de la mise en œuvre d'actions préventives, par des audits de sûreté.

4.5.4.4 Gestion de crise

GDF SUEZ a organisé son dispositif de gestion de crise aux différents niveaux de management. Ce dispositif prend en compte différentes natures de crise (industrielle, humaine, médiatique, financière, image...) susceptibles d'impacter le Groupe. Des exercices et des retours d'expérience permettent d'actualiser les pratiques. Les exigences applicables dans certains pays et certains métiers ont été prises en compte.

4.5.5 RISQUES LIÉS AUX SYSTÈMES D'INFORMATION

La complexité des systèmes d'information issue de la fusion peut être une source de vulnérabilité temporaire pour le Groupe.

Les systèmes d'information (SI) sont d'importance critique pour supporter l'ensemble des processus des activités du Groupe. Ceux-ci étant de plus en plus interconnectés et transverses entre activités, leur défaillance pourrait conduire à des pertes d'activités, de données ou des violations de confidentialité.

Suite à la fusion, la complexe intégration des systèmes, applications et infrastructures informatiques ex-Gaz de France et ex-SUEZ combinée à la nécessaire « désimbrication » de composants SI qui étaient encore liés à EDF pourraient entraîner des effets indésirables à court terme pour la sécurité des informations et la fluidité des processus de gestion du Groupe. Au-delà d'actions de sécurisation technique à court terme, un vaste programme de convergence des systèmes d'information avec mise en place de centres de services partagés a été lancé dès la fusion afin de parer à ces difficultés.

4.6 ASSURANCES

La Direction Assurances de GDF SUEZ anime le réseau interne de spécialistes et est composée d'une équipe centrale dont les membres exercent une double responsabilité. Ils sont chargés d'une part, dans les domaines d'assurance concernant la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes de bénéfices), la protection des personnes, les recours de tiers (responsabilité civile), le domaine des assurances automobiles et de la prévention, de l'élaboration, la mise en place et la gestion de programmes transversaux, d'autre part, en tant que responsables assurances de Branche du suivi des programmes et couvertures spécifiques de leur Branche.

Pour chacun de ces domaines :

- le transfert des risques d'intensité continue de s'opérer le plus souvent possible sur le marché de l'assurance ;
- l'optimisation du financement des risques aléatoires de faible, voire 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 d'outils captifs de réassurance consolidés dont les engagements varient entre 500 000 euros et 25 millions d'euros par sinistre, ce qui représente en base cumulée un sinistre maximal estimé de moins de 1% du chiffre d'affaires 2008 cumulé des ex-groupes Gaz de France et SUEZ.

Les volumes annuels de primes (TTC) de l'exercice 2007 relatifs aux principaux programmes de transfert de risques mis en place dans les ex-groupes Gaz de France et SUEZ 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 0,20% et pour (B) à environ 0,10 % du chiffre d'affaires 2007 cumulé des ex-groupes Gaz de France et SUEZ.

PRINCIPAUX PROGRAMMES D'ASSURANCE

Responsabilité civile

- Un nouveau programme couvrant la responsabilité civile des mandataires sociaux et dirigeants de GDF SUEZ, de ses filiales et des représentants du Groupe au sein de ses participations a été mis en place à la date de la fusion.
- Un nouveau programme responsabilité civile générale (y compris atteinte à l'environnement) a été souscrit à effet du 1^{er} janvier 2009 au bénéfice de l'ensemble des Branches du Groupe pour un montant total de 800 millions d'euros tous dommages confondus. Ce programme intervient soit au premier euro, soit en excédent des couvertures sous-jacentes souscrites par certaines Branches (en général d'une capacité de 50 millions d'euros).

La 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 original et 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 états signataires des conventions.

La loi nationale belge de ratification fait obligation à l'exploitant de fournir une garantie financière ou de souscrire une assurance de responsabilité civile. Le programme d'assurance souscrit par Electrabel est conforme à cette obligation.

Dommages matériels

Les Branches qui composent GDF SUEZ bénéficient d'assurance de dommages couvrant les installations qu'elles possèdent en propre, louées ou qui leur sont 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 totale rapportée, 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 et peuvent atteindre 2 milliards de dollars US.

L'assurance des pertes d'exploitation et frais supplémentaires d'exploitation est souscrite ponctuellement 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.

4

FACTEURS DE RISQUE

4.6 ASSURANCES

Dans le domaine nucléaire, les centrales exploitées par Electrabel sur les sites de Doel et Tihange sont garanties en dommages auprès de la mutuelle Nuclear Electric Insurance Limited (NEIL/ONEIL).

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.

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 (garantie illimitée sauf en risque de guerre plafonnée à 500 millions de dollars US et de pollution plafonnée à 1 milliard de dollars US) ou affréteur et les dommages aux navires, à concurrence de leur valeur agréée.

Avantages sociaux

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.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

5

INFORMATIONS CONCERNANT LA SOCIÉTÉ

	PAGE		PAGE
5.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ	36	5.2 INVESTISSEMENTS	38
5.1.1 Raison sociale et nom de l'émetteur	36	5.2.1 Principaux investissements réalisés	38
5.1.2 Enregistrement	36	5.2.2 Principaux investissements en cours	38
5.1.3 Constitution	36	5.2.3 Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur	38
5.1.4 Siège - forme juridique - législation applicable - exercice social	36		
5.1.5 Événements importants	37		

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

5.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ

La société GDF SUEZ (anciennement dénommée Gaz de France) résulte de la fusion-absorption de SUEZ (société absorbée) par Gaz de France (société absorbante), 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.

5.1.1 RAISON SOCIALE ET NOM DE L'ÉMETTEUR

La Société Gaz de France a adopté la raison sociale « GDF SUEZ » depuis le 22 juillet 2008 par décision de l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 16 juillet 2008 ayant approuvé la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France avec effet le 22 juillet 2008.

5.1.2 ENREGISTREMENT

La Société GDF SUEZ (anciennement Gaz de France) est immatriculée, depuis le 24 décembre 1954, au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 542 107 651.

Son code NAF est 3523Z.

5.1.3 CONSTITUTION

La Société a été constituée initialement sous forme d'établissement public à caractère industriel et commercial (« EPIC ») le 8 avril 1946 et a été transformée en société anonyme le 20 novembre 2004.

La Société a une durée de 99 ans à compter du 20 novembre 2004. Sauf dissolution anticipée ou prorogation, l'existence de la Société prendra fin le 19 novembre 2103.

5.1.4 SIÈGE - FORME JURIDIQUE - LÉGISLATION APPLICABLE - EXERCICE SOCIAL

La Société GDF SUEZ a son siège social au 16-26 rue, du Docteur-Lancereaux – 75008 Paris – France.

Son numéro de téléphone est : 01 57 04 00 00.

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° 86-912 du 6 août 1986 relative aux modalités d'application des privatisations, 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.

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.

5.1.5 ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Historique de la formation de GDF SUEZ

Créée initialement par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz sous la forme d'un EPIC, la Société a été transformée en société anonyme par 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, portant modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, et dont les dispositions visaient à organiser l'évolution du statut de la Société.

Le 7 juillet 2005, la Société a ouvert son capital par voie d'introduction en Bourse. La première cotation de l'action de la Société, sous son ancienne dénomination Gaz de France, a eu lieu le 7 juillet 2005 et les négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris ont débuté le 8 juillet 2005. Conformément à l'article 24 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 imposant à l'État de détenir au moins 70% du capital de Gaz de France, l'État détenait 80,2 % du capital à l'issue de cette opération.

La Société a intégré l'indice CAC 40 le 1^{er} septembre 2005 et l'indice Dow Jones Stoxx 600 le 19 septembre 2005.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, prévoyant que l'État détient désormais plus du tiers du capital de la Société, et le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 ont autorisé le transfert de la Société du secteur public au secteur privé.

Le 22 juillet 2008, la Société a absorbé SUEZ par voie de fusion-absorption.

SUEZ résultait de la fusion de la Compagnie de SUEZ et de Lyonnaise des Eaux intervenue en juin 1997.

À cette époque, la Compagnie de SUEZ, qui avait construit et exploité le canal de Suez jusqu'à sa nationalisation par le gouvernement égyptien en 1956, était une société holding possédant des participations diversifiées en Belgique et en France, en particulier dans les secteurs des services financiers 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 international et de services 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.

La réalisation de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France a entraîné le transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société, laquelle a adopté la dénomination de **GDF SUEZ**.

Pour des informations plus détaillées sur l'historique de la Société et les événements importants de l'exercice 2008, voir section 6.3 ci-après.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

5.2 INVESTISSEMENTS

5.2.1 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS RÉALISÉS

En 2008, les investissements d'immobilisations incorporelles et corporelles du Groupe se sont élevés à 10 498 millions d'euros.

Les flux issus des activités d'investissement sont repris dans la section 9.5.3 du présent Document de Référence.

5.2.2 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN COURS

Le Groupe s'est fixé comme objectif de réaliser un programme d'investissements de 30 milliards d'euros sur la période 2008-2010.

Ces investissements seront réalisés tout en maintenant la discipline financière du Groupe (maintien à moyen terme du *rating* de catégorie « Strong A » et maintien des critères d'investissement).

Ils porteront essentiellement sur des capacités de production électrique, dans les énergies renouvelables et les énergies classiques, principalement en Europe, en Amérique Latine et en Amérique du Nord.

5.2.3 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS QUE COMPTE RÉALISER L'ÉMETTEUR

Voir 6.1.2 ci-après.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

6

APERÇU DES ACTIVITÉS

	PAGE
6.1 PRINCIPALES ACTIVITÉS	40
6.1.1 Nature des opérations – Présentation générale	40
6.1.2 Priorités stratégiques	49
6.1.3 Description des activités des Branches	50
6.2 PRINCIPAUX MARCHÉS	120
6.3 ÉVÉNEMENTS EXCEPTIONNELS	120
6.3.1 Fusion de Gaz de France et SUEZ	120
6.3.2 Crise économique et financière	121
6.3.3 Sécurité d'approvisionnement en gaz	121

	PAGE
6.4 DÉPENDANCE À L'ÉGARD DE BREVETS, LICENCES OU CONTRATS	122
6.5 POSITION CONCURRENTIELLE ÉNERGIE	122
6.6 DÉVELOPPEMENT DURABLE	123
6.6.1 Développement durable	123
6.6.2 Informations environnementales	125
6.6.3 Engagements sociétaux	136
6.6.4 Informations sociales	137

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

6.1 PRINCIPALES ACTIVITÉS

6.1.1 NATURE DES OPÉRATIONS – PRÉSENTATION GÉNÉRALE

6.1.1.1 Profil

GDF SUEZ est présent sur l'ensemble de la chaîne 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, distribution, gestion et développement de grandes infrastructures de gaz naturel ;
- conception et commercialisation des services énergétiques et de services liés à l'environnement.

GDF SUEZ présente un profil équilibré par sa présence dans des métiers complémentaires sur toute la chaîne de valeur de l'énergie et des régions soumis à des cycles différents.

GDF SUEZ, bénéficiant de la complémentarité industrielle et géographique des deux Groupes fusionnés SUEZ et Gaz de France, occupe, dans le paysage énergétique européen et mondial, une position de premier ordre.

Le Groupe est doté d'activités énergétiques très performantes et d'un degré de convergence gaz et électricité important ; il s'appuie sur des atouts solides associant expertise, mix énergétique équilibré, convergence gaz/électricité et présence mondiale. Il dispose d'un portefeuille d'approvisionnement diversifié et d'un parc de production électrique flexible et performant pour proposer des

solutions énergétiques innovantes aux particuliers, aux collectivités et aux entreprises.

GDF SUEZ est une *utility* au cœur de l'Europe, dotée d'un mix énergétique flexible et diversifié, qui assoit son développement sur le partenariat et sur des *leaderships* de compétence mondiaux :

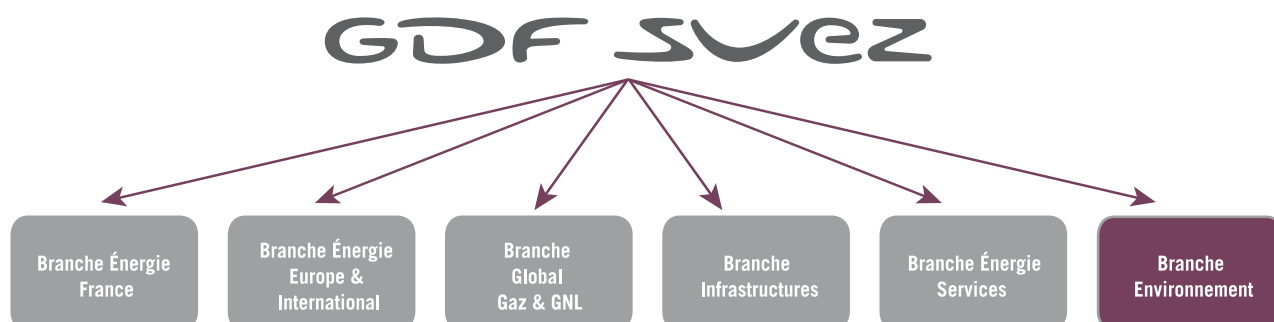
- dans le GNL, le Groupe est le premier importateur et acheteur en Europe, le premier importateur aux États-Unis, le deuxième opérateur de terminaux méthaniers en Europe et le premier fournisseur sur le bassin atlantique ;
- dans la production indépendante d'électricité, le Groupe est le premier producteur privé au Brésil, en Thaïlande et dans les pays du Golfe ; et le deuxième au Pérou et au Panama ;
- dans les services à l'énergie, le Groupe est le premier fournisseur de services multitechniques en Europe.

Dans l'environnement, SUEZ Environnement Company, détenue à 35,5 % par GDF SUEZ, propose, dans plus de 25 pays, des services et des équipements essentiels à la vie et à la protection de l'environnement dans les domaines de l'eau (du captage à la restitution dans le milieu naturel) et des déchets (de la collecte à l'incinération et au recyclage), tant auprès de collectivités publiques que de clients du secteur privé. SUEZ Environnement Company est le deuxième opérateur mondial de l'eau et le troisième des déchets.

6.1.1.2 Organisation et chiffres clés

6.1.1.2.1 Organisation

GDF SUEZ est organisé autour de 5 Branches «énergie» et d'une Branche «environnement».



La Branche Énergie France assure, en France, la fourniture de gaz et d'électricité, la production d'électricité et la fourniture de services à l'énergie pour les particuliers.

La Branche Énergie Europe & International (organisée en 3 divisions géographiques : Benelux - Allemagne ; Europe ; International) assure la distribution d'électricité hors de France ainsi que la distribution et la fourniture de gaz, d'électricité et de services associés hors de France.

La Branche Global Gaz & GNL est en charge de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole, de l'approvisionnement et de l'acheminement de gaz et de GNL, du négoce d'énergie et de la fourniture des grands comptes en Europe.

La Branche Infrastructures construit et exploite les infrastructures de grand transport de gaz naturel en France, en Autriche et en Allemagne ; les terminaux de regazéification en France et en

Belgique ainsi que le réseau de distribution en France. Elle pilote les activités de stockage en France et à l'international.

La Branche Énergie Services assure la gestion de réseaux urbains en France et à l'international, la gestion d'installations énergétiques, industrielles et tertiaires et assure la prestation d'offres multitechniques complètes.

La Branche Environnement assure les services d'eau, d'assainissement et de propreté ainsi que l'ingénierie du traitement de l'eau.

GDF SUEZ est également dotée de directions fonctionnelles (Centre) responsables notamment du cadrage de la stratégie et de la performance financière (voir Annexes - Rapport du Président du Conseil d'Administration en application de l'article L. 225-37 du code de commerce).

6.1.1.2.2 Chiffres clés

6.1.1.2.2.1 Données financières

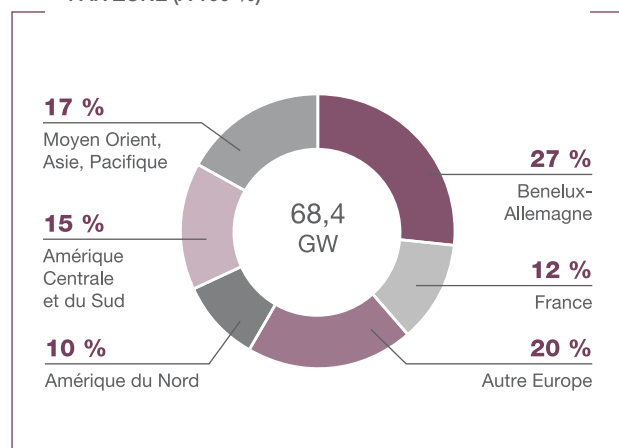
● GROUPE

Chiffres pro forma, en milliards d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	83,1	71,2	+16,6 %
EBITDA	13,9	12,5	+10,7 %
Résultat net, part du Groupe	6,5	5,8	+13,0 %
Investissements nets	11,8	7,7	+53,2 %

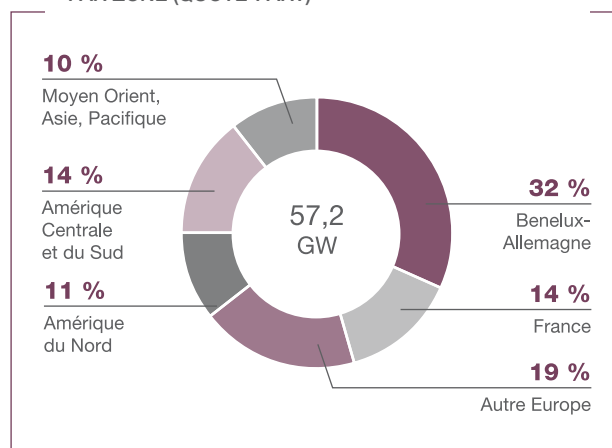
6.1.1.2.2.2 Production d'électricité

GDF SUEZ détient et développe un parc de production flexible et performant dans ses marchés clés : l'Europe, l'Amérique du Nord, l'Amérique Latine ainsi que le Moyen-Orient et l'Asie. La capacité installée du Groupe au 31 décembre 2008, comptabilisée à 100 %, atteint 68,4 GW⁽¹⁾ et comptabilisée en quote-part 57,2 GW⁽²⁾.

● RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR ZONE (À 100 %)



● RÉPARTITION DES CAPACITÉS ÉLECTRIQUES PAR ZONE (QUOTE-PART)



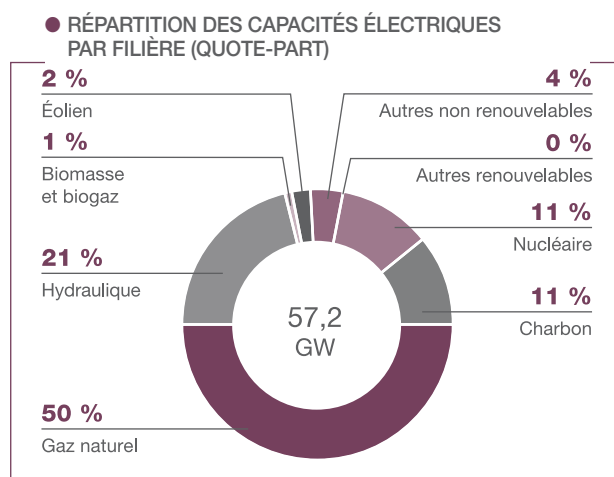
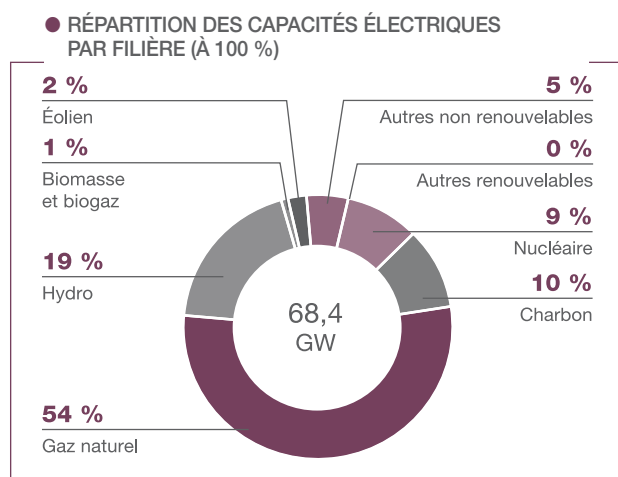
(1) Le calcul à 100 % prend en compte les capacités des actifs détenus par GDF SUEZ à 100 %, quel que soit le taux réel de détention, sauf cas particulier des droits de tirage nucléaire, ajoutés lorsque le Groupe en est détenteur et déduits lorsqu'ils sont octroyés par le Groupe à des tiers.

(2) Le calcul par quote-part prend en compte les capacités des sociétés consolidées par intégration globale à 100 % et les capacités des sociétés consolidées par intégration proportionnelle ou mise en équivalence au prorata de la part détenue

6

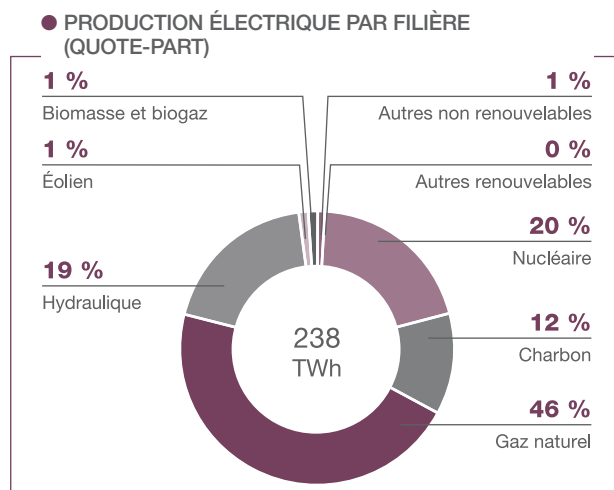
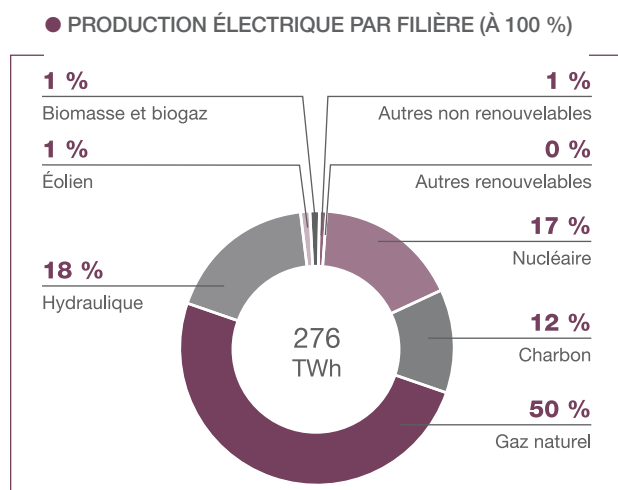
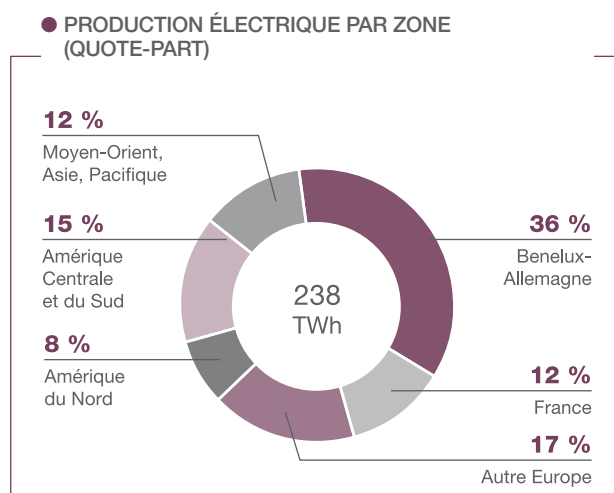
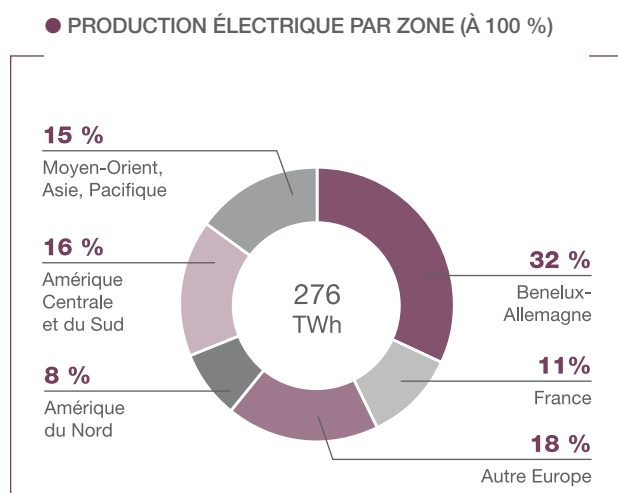
APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1 PRINCIPALES ACTIVITÉS



Le parc (à 100 %) est constitué pour moitié de centrales à gaz, pour 19 % d'hydraulique et 9 % de nucléaire.

En 2008, le Groupe a produit, comptabilisé à 100 %, 276 TWh, et, comptabilisé en quote-part, 238 TWh.



La production (comptabilisée à 100 %) provient pour moitié de centrales à gaz, 18 % d'hydraulique et 17 % de nucléaire.

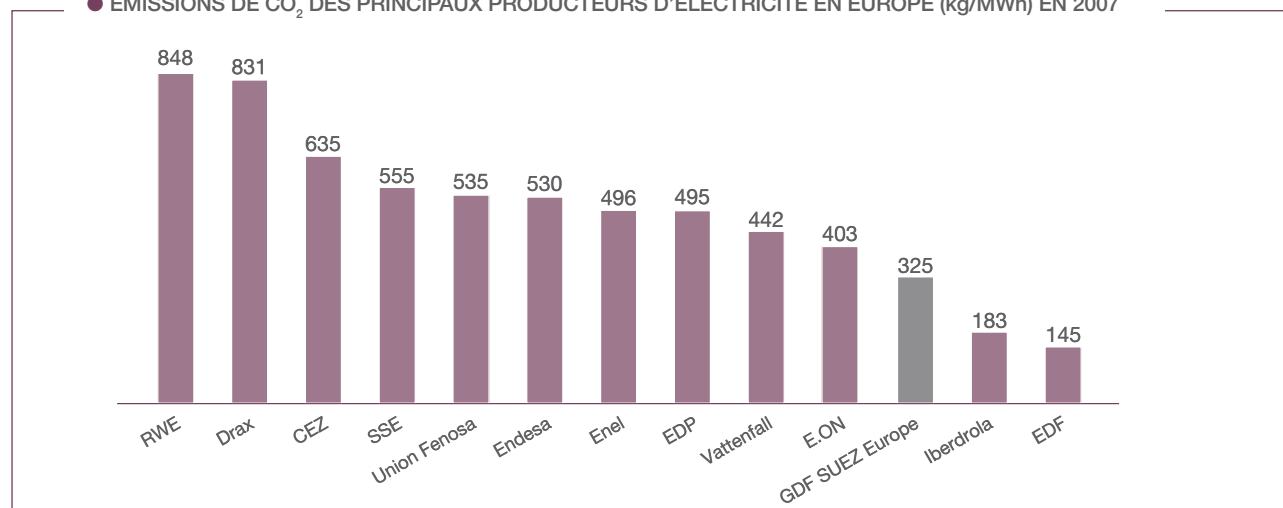
La puissance cumulée des projets du Groupe en cours de construction atteint 20,4 GW au 31 décembre 2008, dont près des deux tiers à partir de gaz naturel.

GDF SUEZ estime que cette structure de parc lui assure une solide compétitivité tant en termes de rendement énergétique des centrales que d'impact environnemental. En effet, le parc de production comprend des technologies efficaces et des combustibles peu polluants. Le Groupe poursuit son effort de développement

dans cette voie, et participe également à des recherches visant à accroître le rendement des centrales et à en diminuer l'impact environnemental local et global.

Le parc de production électrique du Groupe est faiblement émetteur de CO₂ avec un taux moyen d'émission de 325 kg/MWh en 2007 en Europe et se situe ainsi en dessous de la moyenne européenne évaluée par PWC à 373 kg/MWh. Au niveau mondial, le taux d'émission du parc de production du Groupe évalué en 2007 est de 395 kg/MWh.

● ÉMISSIONS DE CO₂ DES PRINCIPAUX PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE (kg/MWh) EN 2007



Source : PWC (pour les tiers)/GDF SUEZ (pour le Groupe) (émissions européennes imputables à la production d'électricité).

6.1.1.2.2.3 Portefeuille d'approvisionnement 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 de 10 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

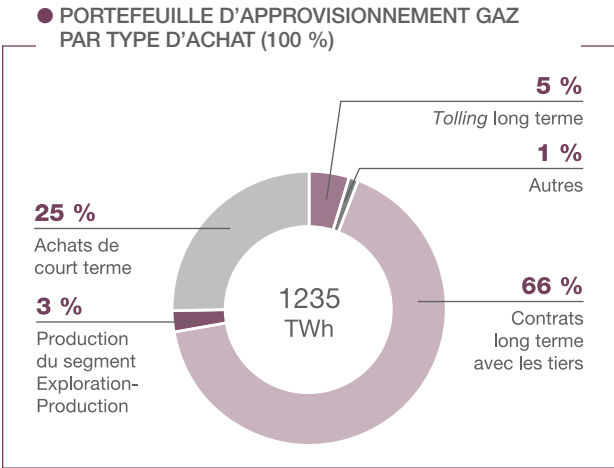
les plus importants sur les marchés de court terme en Europe. Il ajuste ainsi ses approvisionnements à ses besoins en optimisant ses coûts d'achat.

Le portefeuille de GDF SUEZ, de l'ordre de 1 200 TWh soit environ 110 milliards de m³, est l'un des plus diversifiés d'Europe.

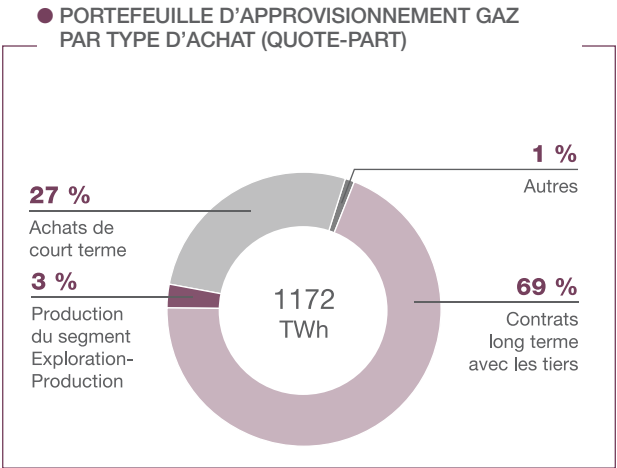
6

APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1 PRINCIPALES ACTIVITÉS

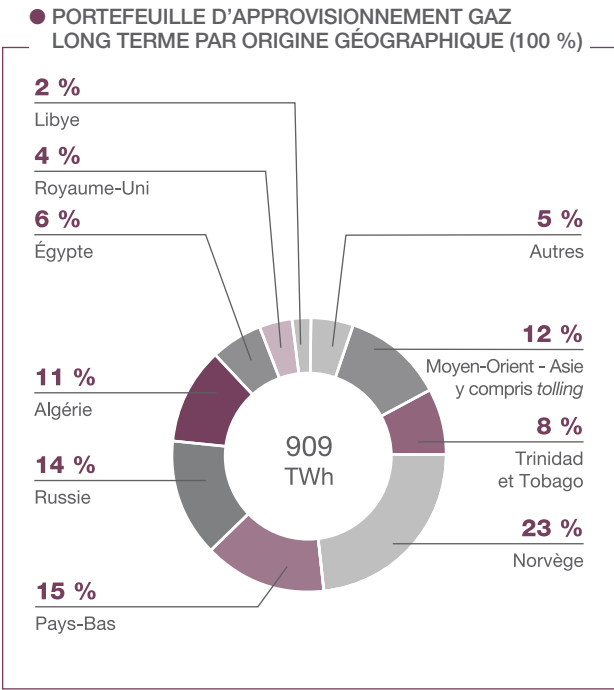


Données estimées.

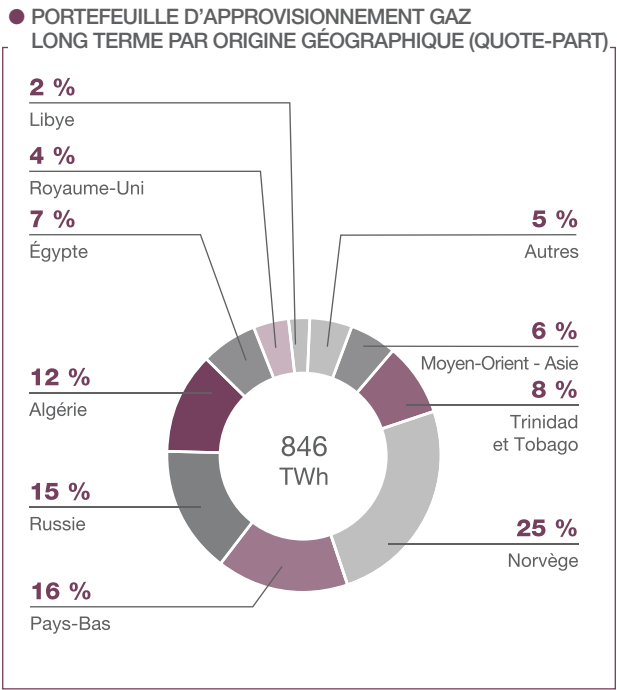


Données estimées.

Les deux premiers fournisseurs sont la Norvège et les Pays-Bas ; ils représentent respectivement, comptabilisés à 100 %, 23,4 % et 14,5 % des approvisionnements à long terme du Groupe (25,1 % et 15,6 % en quote-part). La Russie, 3^{ème} fournisseur du Groupe, représente 13,8 % du portefeuille (14,8 % en quote-part).



Données estimées.



Données estimées.

6.1.1.3 Le secteur de l'énergie dans le monde et en Europe

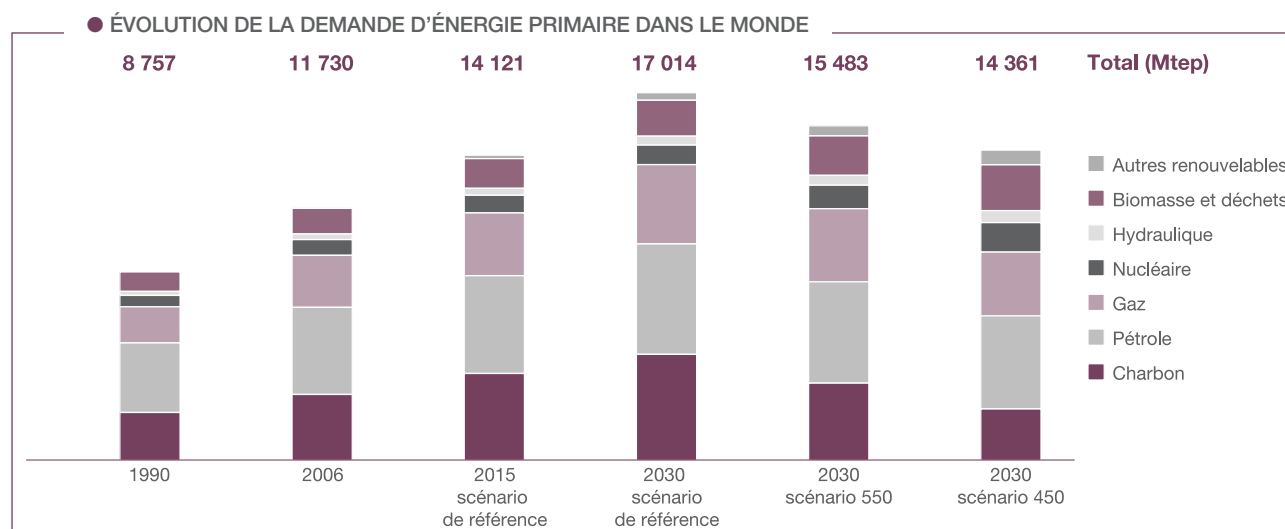
6.1.1.3.1 L'industrie énergétique dans le monde

L'industrie énergétique mondiale se trouve confrontée à un triple défi :

- un défi de sécurité d'approvisionnement, résultant de la croissance de la demande énergétique (+ 1,6 % par an d'ici 2030 selon le scénario de référence de l'Agence Internationale de l'Énergie) sous l'effet de multiples facteurs : démographie, développement, modes de vie, développement des échanges, vieillissement des infrastructures et déclin de certaines zones de production d'énergies fossiles ;
- un défi de compétitivité, lié à la volatilité croissante des prix de l'énergie et à la rareté relative des ressources fossiles ;
- un défi climatique, lié à l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre (+ 1,6 % par an des émissions de CO₂ d'ici 2030 selon le même scénario).

Ce triple défi induit un renchérissement des coûts, des besoins d'investissement considérables et une mutation profonde des mix énergétiques, dans un contexte d'intégration et de libéralisation des marchés.

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) publie chaque année le «*World Energy Outlook*» (WEO), ouvrage de référence sur l'analyse de la prospective énergétique mondiale. De nombreuses données ci-après sont extraites de l'édition 2008. La plupart correspondent au scénario de référence défini par l'AIE. L'Agence juge toutefois ce scénario difficilement soutenable, notamment eu égard à l'accroissement des émissions de gaz à effet de serre qui serait induit et à l'augmentation de température en résultant. L'AIE a de ce fait envisagé dans l'édition 2008 deux *scénarii* alternatifs reposant sur des politiques très volontaristes en matière de lutte contre le réchauffement climatique : un *scénario* «550 policy» correspondant à une concentration atmosphérique de gaz à effet de serre (GES) stabilisée à 550 ppm de CO₂ équivalent et un scénario «450 policy» selon le même principe. La plupart des données présentées ci-après ne sont toutefois disponibles dans le WEO 2008 que pour le scénario de référence.

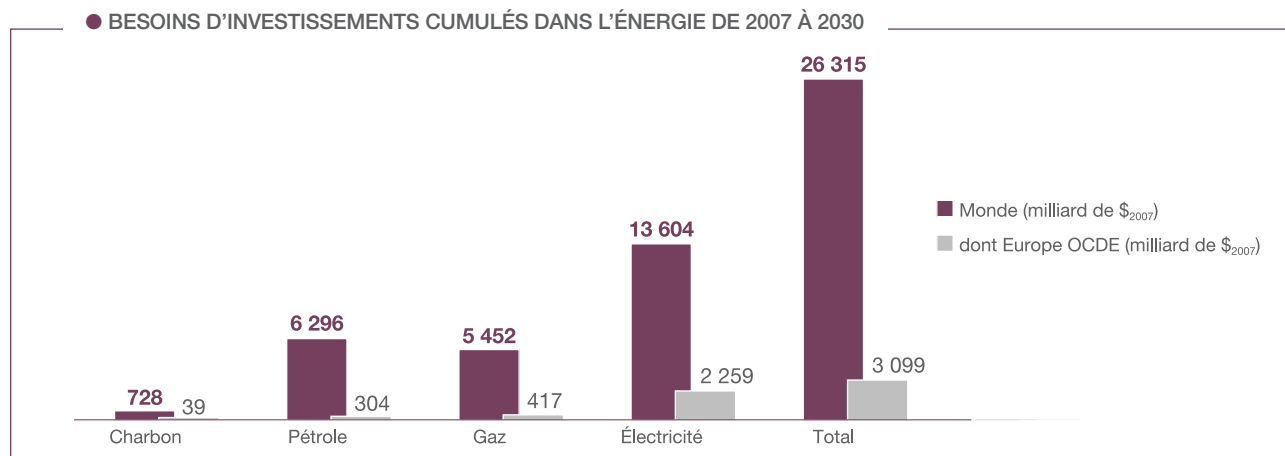


Source : AIE WEO 2008.

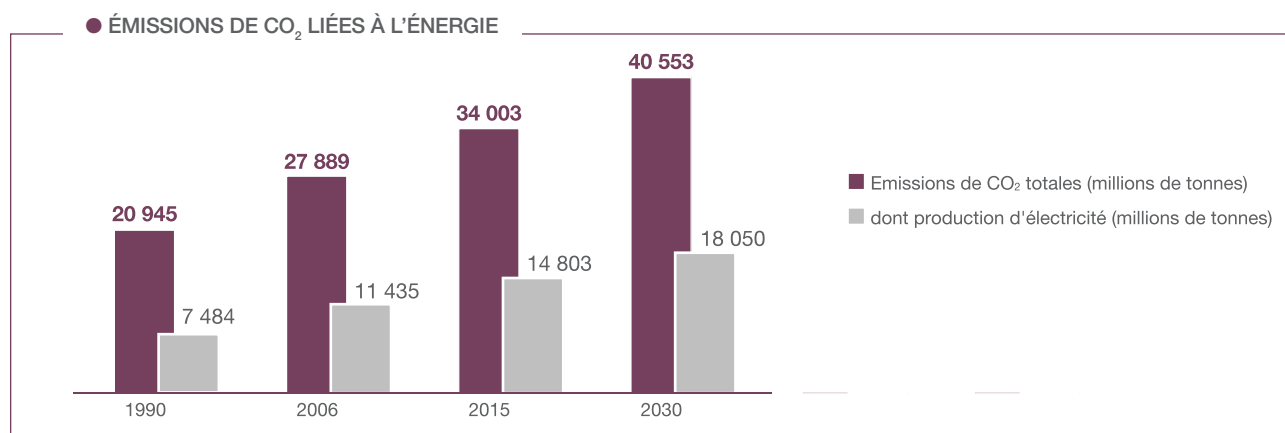
6

APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1 PRINCIPALES ACTIVITÉS



Source : AIE WEO 2008, scénario de référence.



Source : AIE WEO 2008, scénario de référence.

6.1.1.3.2 Le secteur de l'électricité

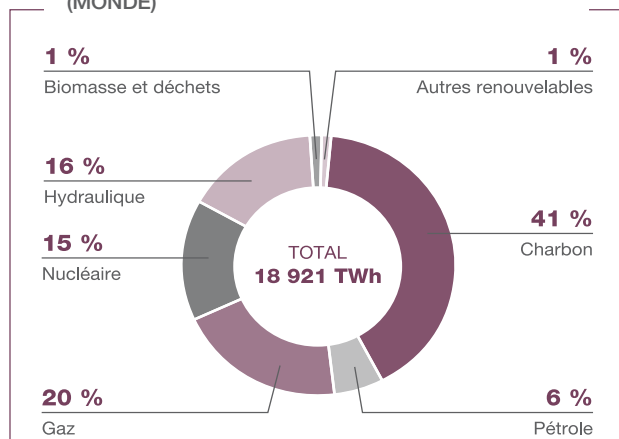
Une consommation en croissance continue

Selon le scénario de référence de l'AIE, la croissance mondiale de la consommation d'électricité devrait être de 2,4 % par an entre 2006 et 2030, la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie passant de 17 à 21 %.

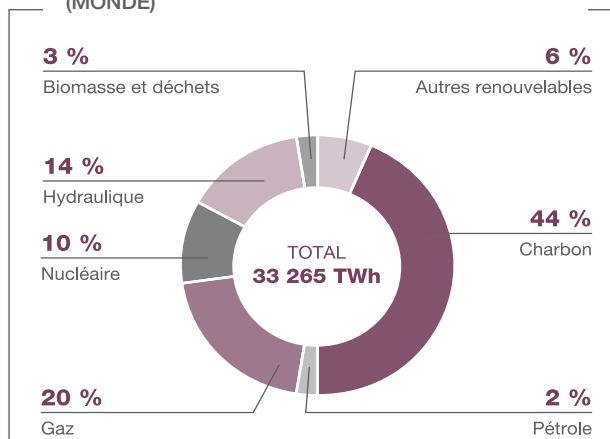
En Europe (UE 27), toujours selon l'AIE, la production d'électricité a atteint 3 316 TWh en 2006. Elle s'est faite à près de 31 % par du charbon, 30 % par du nucléaire, 21 % par du gaz, 4 % par du fioul, les énergies renouvelables représentant quant à elles environ 14 %.

Le taux de croissance attendu sur 2006-2030 est de 0,9 % par an.

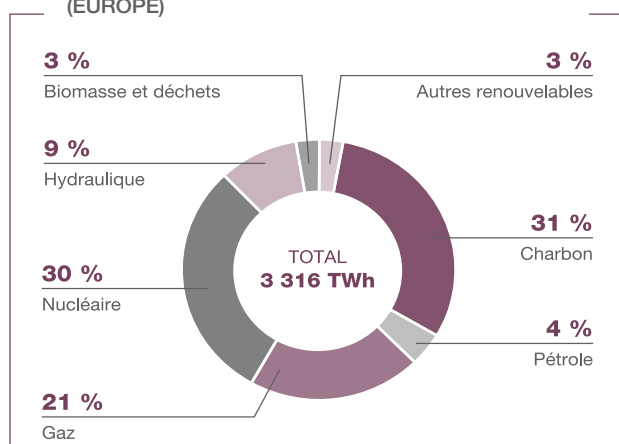
● MIX DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2006 (MONDE)



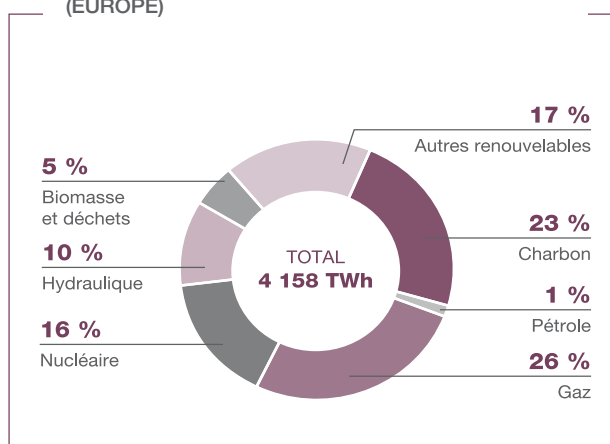
● MIX DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2030 (MONDE)



● MIX DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2006 (EUROPE)



● MIX DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2030 (EUROPE)



Source : AIE WEO 2008, scénario de référence.

Des besoins d'investissements colossaux

Sur la période 2007-2030, les besoins mondiaux de capacités de production d'électricité sont évalués à plus de 4 500 GW (soit presque 40 fois le parc français actuel), représentant un investissement total (y compris transport et distribution) de l'ordre de 13 600 milliards de \$₂₀₀₇. 36 réacteurs nucléaires sont actuellement en construction dans le monde.

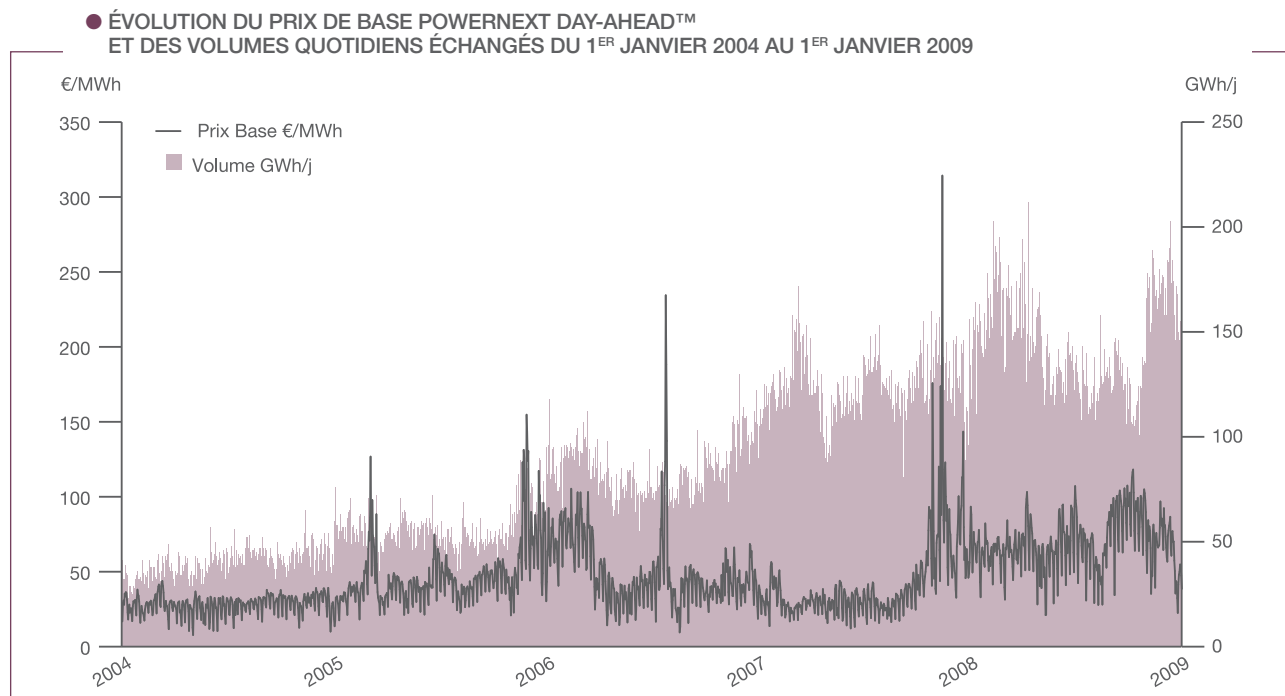
En Europe de l'OCDE, les besoins de capacités de production d'électricité sont évalués à près de 700 GW, représentant un investissement de plus de 1 500 milliards de \$₂₀₀₇ pour la production auxquels s'ajoutent plus de 700 milliards de \$₂₀₀₇ pour la distribution et le transport.

Source : AIE WEO 2008, scénario de référence.

Des prix volatils et croissants en tendance

L'électricité n'est pas stockable. L'équilibre offre-demande doit être assuré à tout moment sur une zone considérée. Cette spécificité, associée à la forte variabilité des prix des énergies primaires et du CO₂, confère à cette énergie un prix de gros sur le marché spot très volatil.

Les prix de l'électricité connaissent régulièrement des pointes révélant des épisodes de tension entre offre et demande, sous l'effet soit de contraintes sur l'offre soit de niveaux élevés de demande.



Source : POWERNEXT.

Le nucléaire, une spécificité belgo-française

En Belgique, l'énergie nucléaire occupe une place prépondérante dans la production d'électricité ; en 2008, elle représentait environ 55 % de la production globale belge⁽²⁾. Toutes les unités nucléaires sont exploitées par GDF SUEZ, mais une partie des capacités est détenue par EDF et SPE.

En France, la production d'électricité a la particularité d'être essentiellement d'origine nucléaire pour plus de 77 %⁽¹⁾ et est pour l'essentiel assurée par EDF. GDF SUEZ et E.ON (qui a acquis la Snet en 2008) sont ses principaux challengers.

Début 2009, le gouvernement français a annoncé la construction d'un deuxième EPR en France, dans le cadre d'un partenariat associant notamment EDF et GDF SUEZ. La construction d'un 3^e EPR est également envisagée.

6.1.1.3.3 L'industrie du gaz naturel

Une consommation en croissance continue

- Dans le monde

Les marchés du gaz naturel sont en croissance régulière depuis 1973. De 1973 à 2007, ces marchés ont connu une croissance

moyenne de 2,7 % par an⁽³⁾. En 2007, la consommation de gaz naturel dans le monde s'élevait à 3 026 milliards de m³.

La croissance du gaz naturel dans la consommation globale d'énergie se poursuit mais à un rythme ralenti. L'AIE⁽⁴⁾ prévoit, dans son scénario de référence, que la part du gaz naturel passera de 21 % en 2006 à 22 % en 2030, soit un taux de croissance annuel de 1,8 %. Cette croissance devrait être portée principalement par l'Afrique, l'Amérique Latine et l'Asie, avec des taux annuels supérieurs à 2,5 %. Les marchés européens et nord-américains membres de l'OCDE resteront cependant les plus gros marchés sur la période (représentant 43 % de la consommation finale de gaz en 2030).

Selon l'AIE, le secteur de la production d'électricité devrait compter pour plus de la moitié dans l'augmentation de la demande mondiale de gaz naturel (+ 2,4 % par an de 2006 à 2030), passant de 39 % en 2006 à 45 % de la demande en 2030. Selon ce même organisme, dans de nombreuses régions du monde, le gaz naturel est préféré aux autres combustibles, en particulier pour la production d'électricité, du fait de la compétitivité de son prix, de ses avantages environnementaux et du relativement faible coût d'investissement d'un cycle combiné au gaz comparé aux autres moyens de production centralisée d'électricité.

(1) D'après les données in «Bilan énergétique de la France pour 2007» du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire.

(2) Source FEBEG (Fédération Belge des Entreprises Électriques et Gazières).

(3) D'après les données in «Natural Gas Information 2008» de l'AIE.

(4) D'après les données in «World Energy Outlook 2008» de l'AIE.

- En Europe

En Europe (UE 27), toujours selon l'AIE, en 2006, la consommation de gaz naturel était d'environ 530 milliards de m³. La part du gaz naturel dans la consommation primaire d'énergie devrait évoluer de 24 % en 2006 à 29 % en 2030 avec un taux de croissance annuel de 1 % sur la période, selon le scénario de référence. La demande finale de gaz naturel en Europe devrait également augmenter entre 2005 et 2030, avec une croissance plus modeste, de 0,5 % par an.

Source : AIE WEO 2008, scénario de référence.

La croissance de la demande de gaz naturel pour le secteur de la production d'électricité est, comme au niveau mondial, soutenue. La production d'électricité représente, en 2006, 31 % de la consommation primaire de gaz naturel et devrait passer en 2030 à 40 %. La croissance annuelle de la production d'électricité à partir de gaz naturel sur cette période sera, comme au niveau mondial, supérieure à 2 %.

Cette croissance devrait être notamment soutenue en Europe par l'application des directives européennes visant à lutter contre le réchauffement climatique et réduire les émissions de gaz à effet de serre en favorisant l'utilisation des énergies les moins émettrices de CO₂.

L'approvisionnement en gaz naturel

Le marché mondial du gaz naturel est marqué par un fort degré de concentration des réserves, souvent éloignées des lieux de consommation. Une caractéristique fondamentale de l'industrie du gaz naturel est le niveau élevé des coûts de transport, qui constituent une part significative du coût total du gaz livré.

Les échanges interrégionaux se développent (15 % de la demande primaire de gaz en 2006, 23 % en 2030), notamment sous l'effet du développement à rythme soutenu de l'industrie du GNL (de l'ordre

de 200 Gm³ en 2006, 680 en 2030), même si les échanges par voie terrestre (gazoducs de grand transport), restent prépondérants.

Pour transporter ces nouvelles quantités, l'industrie devra développer de nouveaux gazoducs mais également de nouvelles capacités de regazéification de GNL (gaz naturel liquéfié). L'industrie gazière est hautement capitalistique. Les besoins d'investissement dans l'industrie gazière mondiale sur la période 2007-2030 sont évalués par l'AIE à plus de 5 450 milliards de dollars de 2007, dont 61 % pour l'E&P (Exploration-Production d'hydrocarbures), 31 % pour le transport et la distribution et enfin 8 % pour le GNL.

Source : AIE WEO 2008, scénario de référence.

La demande européenne de gaz naturel est en partie satisfaite par des ressources propres. Ainsi, 37 % du gaz naturel consommé en 2007 en Europe (UE 27) provenait de ressources intracommunautaires, le solde provenant de Russie (24 %), de Norvège (17 %) et d'Algérie (9 %). La production au sein de l'Union européenne de gaz naturel en 2006 s'est élevée à près de 200 milliards de m³, dont 39 % par le Royaume-Uni (77 milliards de m³) et 33 % par les Pays-Bas (65 milliards de m³).

Source : Rapport Annuel 2007-2008 d'Eurogas.

Compte tenu du déclin attendu de la production européenne, et afin de faire face à la croissance de la consommation, une part croissante de l'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel devra provenir des importations. L'AIE prévoit ainsi que les importations de gaz naturel dans les pays européens de l'OCDE passeront de 241 milliards de m³ en 2006 (soit 45 % de la consommation) à 477 milliards de m³ (soit 69 % de la consommation) en 2030. Ces importations proviendront essentiellement de la Russie et de l'Algérie, mais également d'autres pays d'Afrique occidentale, de l'ex-URSS, du Moyen-Orient et d'Amérique Latine.

Source : World Energy Outlook 2008, scénario de référence.

6.1.2 PRIORITÉS STRATÉGIQUES

Le Groupe bénéficie de perspectives industrielles prometteuses, que la crise économique et financière ne remet pas en cause. Le positionnement compétitif de GDF SUEZ sur ses métiers, son expérience et son leadership technologique, son engagement pour le développement durable constituent de forts relais de croissance dans un environnement concurrentiel en mutation (cf. 6.1.1.3 «L'industrie énergétique dans le monde et en Europe» et 6.5 «Environnement concurrentiel»).

Dans ce contexte, GDF SUEZ va poursuivre les efforts engagés pour l'amélioration de la rentabilité opérationnelle et la génération de liquidités dans tous ses métiers et accroître son développement industriel par un programme d'investissement soutenu (30 milliards d'euros sur 2008-2010). Ces investissements seront réalisés dans le respect d'une stricte discipline financière (maintien à moyen terme du rating de catégorie «strong A» et maintien des critères d'investissement). Ces investissements porteront tant sur des capacités de production électrique, renouvelables et classiques,

principalement en Europe et en Amérique, que sur l'ensemble de la chaîne gazière (E&P, GNL, infrastructures...).

La stratégie de développement de GDF SUEZ s'articule autour de 5 axes :

- conforter les positions de leader sur ses deux marchés domestiques que sont la France et le Benelux ;
- s'appuyer sur les complémentarités pour renforcer les offres : offres duales gaz/électricité, services énergétiques innovants ;
- accélérer le développement industriel, notamment : l'amont gazier (E&P, GNL), les infrastructures et la production d'électricité (nucléaire, énergies renouvelables...) ;
- soutenir la croissance dans tous les métiers en Europe ;
- renforcer les relais de développement à l'international (Brésil, Thaïlande, États-Unis, Moyen-Orient), notamment par le développement de la production indépendante d'électricité sur de nouveaux marchés à forte croissance.

Les priorités stratégiques, déclinées par métier, sont les suivantes.

Dans l'électricité, le Groupe entend développer un mix de production diversifié, performant, flexible et durable d'une capacité de 100 GW à l'horizon 2013, dont plus de 10 en France, notamment dans les énergies renouvelables (hydraulique, éolien, biomasse et solaire), le nucléaire et les centrales au gaz naturel.

Le nucléaire est à la fois une énergie compétitive pour produire de l'électricité et la seule qui, à court et moyen terme peut apporter une contribution massive à la réduction des gaz à effet de serre. Elle place les pays qui y recourent en situation de moindre dépendance vis-à-vis des pays producteurs d'énergies fossiles. La filière est porteuse de technologies, de recherche, d'emplois, de développement des territoires. GDF SUEZ est un acteur historique du nucléaire (7 unités en Belgique à hauteur de 5 244 MW et participations dans les centrales nucléaires françaises de Chooz et Tricastin à hauteur de 1 100 MW), disposant de 40 ans d'expérience de l'amont (ingénierie, achat, exploitation, maintenance, etc.) à l'aval (gestion des déchets, démantèlement) et d'une vraie crédibilité industrielle (performance opérationnelle parmi les meilleures du monde), avec un engagement quotidien au service de la sûreté et un modèle original de développement en partenariat avec les constructeurs et les grands consommateurs. Fort de ces atouts, GDF SUEZ entend jouer un rôle majeur dans la nouvelle génération nucléaire et soutient le développement des réacteurs de 3^e génération en France (où le Groupe est partenaire associé à la construction du deuxième EPR), dans d'autres pays en Europe et hors d'Europe.

Dans le domaine de la commercialisation «retail» France, le Groupe développe des offres multi-énergies avec un objectif à terme de 20 % de part de marché des clients «retail» en électricité.

Dans l'Exploration-Production et l'approvisionnement en gaz : l'objectif du Groupe est de porter ses réserves à 1 500 Mbep à terme et de poursuivre le développement, la diversification et l'optimisation du portefeuille.

Dans le GNL, le Groupe poursuivra son développement en capitalisant sur ses positions fortes pour conforter sa place de leader sur le bassin atlantique.

Dans les infrastructures, le Groupe disposera de capacités de regazéification en France et en Belgique de 33 Gm³/an en 2013, développera les capacités de stockage en Europe (+ 3 Gm³ entre 2008 et 2015) et augmentera de 15 % les capacités de transport du Groupe entre 2008 et 2013.

Dans les services à l'énergie : le Groupe entend tirer parti des opportunités de développement offertes tout en veillant à positionner le Groupe aux meilleurs niveaux de rentabilité du secteur.

Dans l'environnement, le Groupe vise un développement dynamique avec une croissance rentable dans les métiers de l'eau comme ceux de la propreté, à partir d'un développement ciblé en Europe et sélectif à l'international avec de nouveaux *business models* : contrats de management, partenariats capitalistiques à long terme, montages financiers innovants.

6.1.3 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DES BRANCHES

GDF SUEZ est organisé autour de 5 Branches «Énergie» et d'une Branche «Environnement», qui font successivement l'objet de la présentation ci-après.

6.1.3.1 Branches Énergie

6.1.3.1.1 Branche Énergie France

1 Mission

La Branche Énergie France de GDF SUEZ est un acteur majeur du domaine de l'énergie en France.

Elle représente un ensemble d'activités allant de la production d'électricité à la commercialisation de gaz, d'électricité et des services associés et de solutions d'éco-confort dans l'habitat.

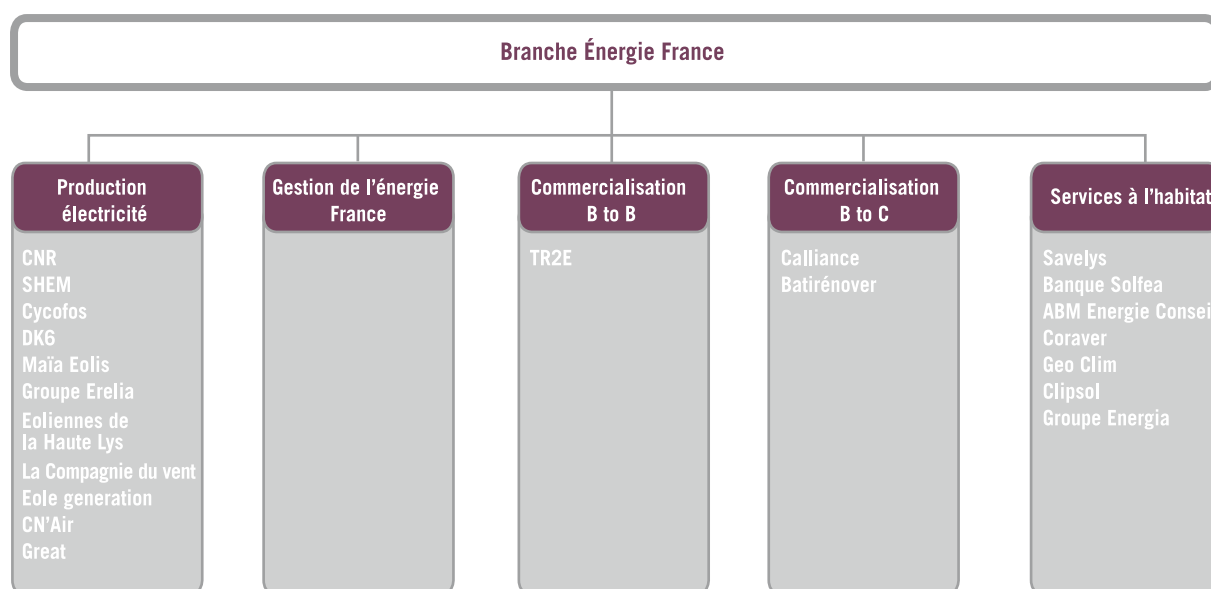
Son intégration au sein du Groupe associée à des actifs de production diversifiés et performants lui permet de proposer à ses clients une offre très compétitive d'énergie et de services grâce à la flexibilité de sa production et de ses approvisionnements.

2 Stratégie

La Branche Énergie France a investi pour être aujourd'hui un acteur majeur dans le développement durable en France. Ses capacités de production sont faiblement émettrices de carbone et comportent une part élevée d'énergies renouvelables. La Branche Énergie France propose également à ses clients des offres de services visant à promouvoir l'utilisation d'ENR (Énergie renouvelable) dans l'habitat individuel.

La Branche affiche une ambition claire de développement dans l'énergie en France, en étant l'énergéticien durablement leader sur la commercialisation de gaz naturel, principal challenger sur la production et la commercialisation de l'électricité et référent des solutions d'éco-confort dans l'habitat individuel.

3 Organisation



4 Chiffres clés

● CHIFFRE D'AFFAIRES ET EBITDA DE LA BRANCHE

Chiffres pro forma non audités, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en%
Chiffre d'affaires	14 457	12 368	16,9 %
EBITDA	246	368	- 33,1 %

6

APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1 PRINCIPALES ACTIVITÉS

● CAPACITÉS DE PRODUCTION ÉLECTRICITÉ – MÉTHODE DE CONSOLIDATION COMPTABLE (INTÉGRATION GLOBALE SAUF INDICATION CONTRAIRE)

	2008	2007
Capacité de production (en MW)		
Pôle thermique	1 210 (**)	788
Pôle hydraulique	3 714	3 710
Pôle autres ENR (*)	384	250
Nucléaire (droits de tirage)	1 108	1 108
TOTAL	6 416	5 856
Production d'électricité (en TWh)		
Pôle Thermique (***)	4,0	3,7
Pôle Hydraulique	17,5	17,0
Pôle Autres ENR	0,7	0,1
Nucléaire (droits de tirage)	7,6	7,7
TOTAL	29,8	28,5
Ventes de gaz naturel (en TWh)		
B to C	147,5	138,6
B to B	146,6	150,7
TOTAL	294,1	289,3
Ventes d'électricité (en GWh)		
Clients Retail	2 740	1 588
Clients Grands Comptes	11 542	14 122
Ventes Marché	16 380	12 234
Obligations d'achat	1 108	468
TOTAL	31 771	28 412
Nombre de clients (en milliers)		
Nombre de sites gaz	10 638	11 004
Nombre de sites électricité	589	209
Nombre de contrats d'entretien de chaudières	1 462	1 456

(*) *Maïa Eolis à 49 %, en intégration proportionnelle, Eole Generation à la quote-part de détention (5,6 MW pour le parc de St Servais + 51 % de 7,5 MW (selon convention, 49 % Endesa) pour le parc 1 de Cernon + 9,16 % de 10 MW pour le parc 2 de Cernon (les 90,84 % restants étant détenus par des investisseurs locaux).*

(**) *Dont Cycos en phase de test pour 422 MW.*

(***) *Part des ventes à ArcelorMittal sur DK6 comptabilisée.*

Positions marquantes :

- 1^{er} fournisseur de gaz naturel en France ;
- 2^e producteur et commercialisateur d'électricité en France ;
- 2^e producteur hydraulique ;
- 1^{er} producteur éolien ;
- 1^{er} acteur dans la maintenance des chaudières individuelles en France ;
- Nombre de salariés : près de 10 000 collaborateurs.

5 Faits marquants 2008

- Acquisition de plusieurs filiales dans le domaine de l'éco-confort (ABM Énergie Conseil, le 28 décembre 2007, Énergies du Sud, en mars 2008, Coraver, le 7 juillet 2008, Energia, le 21 juillet 2008, Geoclim le 25 juillet 2008, Clipsol, le 2 octobre 2008) réunies dans la filiale Climasave.

Janvier

- Lancement de nouveaux canaux de distribution pour les particuliers par des partenariats avec LCL et Darty.

Mars

- Participation aux enchères d'EDF : acquisition d'un *sourcing* électrique d'origine nucléaire (*nuclear release*) en mars et novembre.

Avril

- Développement de l'activité éolienne par des extensions de parc (extension du parc du Haut des Ailes d'Erelia en avril et inauguration du 1^{er} parc éolien en Picardie par La Compagnie du vent en juin) et par des acquisitions (en février, Nass&Wind devenue Eole Generation, Fox et Great par la CNR).
- Inauguration de la Centrale de la Verna par la SHEM le 2 avril.

Septembre

- Remise de la Palme d'Or de la Meilleure Entreprise Citoyenne 2008 décernée à la Business Unit *Commercialisation B to C*.

Octobre

- Création d'un périmètre d'équilibre commun, mutualisant toutes les sources de production électrique de la Branche Énergie France.
- Lancement de l'offre Dolce Vita 2 Énergies nature.

Novembre

- Montée au capital de Savelys (100 %).

6 BU Production d'électricité

GDF SUEZ a entrepris de développer un portefeuille d'approvisionnement électrique diversifié et performant. La capacité installée de GDF SUEZ en France représente plus de 6 GW à fin 2008, dont 64 % à base d'énergies renouvelables. 1,3 GW supplémentaire est en construction, avec un objectif de capacité installée de 10 GW à l'horizon 2013.

L'activité de production d'électricité de GDF SUEZ en France est organisée autour de trois pôles :

- **Un pôle thermique** qui compte à fin 2008 un cycle combiné à gaz en exploitation à Dunkerque de 788 MW dont la particularité est de valoriser les gaz sidérurgiques de l'usine d'ArcelorMittal, située à proximité. Un deuxième cycle combiné à gaz doit être mis en service en 2009 ; d'une capacité de 422 MW et doté d'une unité de valorisation des gaz sidérurgiques de 62 MW (en construction), il est situé à Fos-sur-Mer.

Deux autres cycles combinés à gaz sont en construction, l'un à Fos-sur-Mer (425 MW), l'autre à Montoir-de-Bretagne (435 MW), qui doivent entrer en production courant 2010. Un projet de centrale de pointe à Ploufragan (Côtes d'Armor) est, par ailleurs, en attente d'un feu vert de l'administration.

- **Un pôle hydraulique** organisé autour de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR, détenue à 49,98 %, intégration globale) et de la Société Hydroélectrique du Midi (SHEM, détenue à 99,67 %, intégration globale). Avec 15 % de la capacité installée et plus de 25 % de la production hydraulique française, GDF SUEZ est le 2^e opérateur hydraulique en France. Son développement passe aujourd'hui par la construction et l'acquisition de nouveaux aménagements, le développement de la production des sites déjà aménagés en réalisant de petites centrales hydroélectriques sur des seuils, des écluses ou des barrages, ainsi que par la reprise de concessions dans le cadre de la future mise en concurrence des concessions hydroélectriques en France.

Créée en 1933, la Compagnie Nationale du Rhône est le concessionnaire unique de l'aménagement et de l'exploitation du Rhône. Elle exerce au titre de cette concession une triple mission :

- de production d'électricité ;
- d'amélioration de la navigation sur le fleuve ;
- et d'irrigation agricole.

Elle exploite notamment 19 centrales hydroélectriques et barrages le long du Rhône. Elle produit en moyenne 15,7 TWh par an et compte environ 1 200 salariés.

GDF SUEZ en est aujourd'hui l'actionnaire principal (49,98 %) aux côtés de la Caisse des Dépôts et Consignations et des collectivités locales.

- **Un pôle ENR** qui permet à GDF SUEZ au travers de ses filiales (Maïa Eolis, Groupe Erelia, Éoliennes de la Haute Lys, La Compagnie du vent, Eole Generation, CN'AIR, Great) d'être aujourd'hui leader dans l'éolien en France, avec une capacité de production installée de 384 MW à fin 2008, auxquels s'ajoutent 400 MW en construction ou avec permis (purgé de recours). Le Groupe souhaite développer également l'éolien *off-shore*, via sa filiale La Compagnie du vent avec le projet des Deux Côtes, projet de parc éolien en mer au large de la Somme et de la Seine-Maritime totalisant 141 éoliennes et 705 MW de puissance. Le Groupe détient également un important portefeuille de projets dans le solaire photovoltaïque et a signé un protocole avec le CEA⁽¹⁾ pour engager une étude de faisabilité sur un projet de démonstrateur cylindro-parabolique (technologie solaire à concentration) à Cadarache (Bouches-du-Rhône).

7 BU Gestion de l'énergie France

La BU Gestion de l'Énergie France a pour mission de valoriser la production électrique, d'approvisionner au meilleur prix les commercialisateurs de la Branche en électricité et en gaz, de gérer l'acheminement et d'optimiser le bilan énergétique de la Branche Énergie France.

En 2008, la Branche Énergie France gère un portefeuille électricité très diversifié avec des contrats nucléaires et une centrale à cycle combiné gaz, de l'hydraulique au fil de l'eau et de pointe (CNR et SHEM). Pour compléter son approvisionnement en base et en pointe, GDF SUEZ a accès à des produits de marché ou des contrats structurés (Nuclear Release, contrat avec EDF...).

C'est dans cet objectif que la Branche a participé avec succès en mars 2008 et novembre 2008 à l'appel d'offres organisé par EDF (*Nuclear Release*) et a acquis par un mécanisme d'enchères des quantités lui permettant de sécuriser son développement commercial à court terme. Par ailleurs, le contrat précédemment conclu avec EDF pour une durée de trois années s'est terminé en septembre 2008.

Dans le cadre de la fusion, un périmètre d'équilibre commun a été mis en place au 1^{er} octobre 2008 dans le but de réduire les pénalités engendrées par les écarts entre les injections et les soutirages sur le réseau électrique français prévus et ceux effectivement réalisés.

La BU gère avec la Branche Global Gaz & GNL l'approvisionnement en gaz des centrales à cycle combiné et des BU de commercialisation de la Branche Énergie France. Elle est également en charge de la

(1) CEA : Commissariat à l'Énergie Atomique.

gestion de l'acheminement sur le réseau de distribution de gaz et de la couverture des risques de marché gaz portés par la Branche Énergie France.

Opérationnellement, la BU Gestion de l'Énergie a pour ambition d'accompagner, dans un cadre de risque formalisé et adéquat, le développement :

- des commercialisateurs en leur procurant un *sourcing* compétitif ;
- d'une base d'actifs de production de plus en plus importante et diversifiée.

Au périmètre de la BU, en 2008, les volumes représentent 31,8 TWh en électricité et 294 TWh en gaz.

8 BU Commercialisation B to B ⁽¹⁾

La BU Commercialisation B to B vend du gaz, de l'électricité et les services associés aux clients français de l'industrie, du secteur tertiaire privé et public, des logements collectifs et des collectivités territoriales.

Elle gère au 31 décembre 2008 un portefeuille de 263 000 sites gaz et de plus de 128 000 sites électricité, représentant environ 55 000 clients.

Ses ventes de gaz naturel s'élèvent en 2008 à 147 TWh, à comparer à 150 TWh en 2007. Les ventes, en léger retrait (- 2 %, hors effet climat ou - 6 % corrigé du climat), sont pénalisées par un marché en récession du fait de la conjoncture économique défavorable et des pertes de clients enregistrées vers d'autres opérateurs.

La BU a pour objectifs :

- de préserver ses volumes de vente en gaz naturel ;
- de poursuivre le développement de son portefeuille de clients en électricité, en s'appuyant sur la mise en commun des canaux de commercialisation gaz et électricité depuis la fusion GDF SUEZ ;
- d'accompagner ses clients dans leur projet de maîtrise de l'énergie, en s'appuyant sur des offres innovantes, et maintenir ainsi ses parts de marché par la fidélisation de ses clients ;
- de garantir un niveau de rentabilité conforme aux attentes du Groupe.

Son ambition est d'accompagner ses clients vers une approche globale de l'énergie, assurant la performance de leur activité et le respect de l'environnement.

Elle s'appuie sur un portefeuille de marques reconnues : Gaz de France Énergies Communes, «l'alliance pour la qualité de vie des territoires», qui cible les élus et les fonctionnaires territoriaux et Gaz de France Provalys, sous-tendue par deux valeurs : la reconnaissance du client (pertinence, performance, proximité) et la responsabilité (relation durable et accompagnement vers une meilleure maîtrise de l'énergie), ainsi que sur un panel d'offres innovantes, notamment les offres d'électricité AlpÉnergie, permettant d'accéder à une fourniture d'électricité renouvelable issue du parc hydraulique de GDF SUEZ.

9 BU Commercialisation B to C ⁽²⁾

2008 est la première année pleine après l'ouverture du marché de la vente de gaz et d'électricité aux particuliers survenue le 1^{er} juillet 2007. Elle a permis de stabiliser la gestion de la clientèle après la

mise en œuvre d'un nouveau système d'information et de proposer aux clients des bouquets d'offres tant en gaz naturel qu'en électricité. C'est ainsi que près de 360 000 clients supplémentaires ont choisi une offre de marché électricité. GDF SUEZ a testé de nouveaux canaux de contact ou de vente en utilisant le canal Internet ou les réseaux de partenaires avec des acteurs qui ont choisi de porter une partie des services et offres de GDF SUEZ : le réseau d'installateurs DolceVita, la banque LCL, un réseau de plus de 200 points d'accueil en partenariat avec des associations pour les clients les plus démunis.

De plus, le Tarif Spécial de Solidarité (TSS) a été mis en place dans les délais fixés par l'État au second semestre et est opérationnel.

Naturellement, cette ouverture s'est aussi traduite par le départ de certains des clients gaz (environ 370 000 sur 2008 soit 3,6 % du portefeuille de clients) dont 256 000 clients du 1^{er} janvier au 30 septembre 2008 (chiffre officiel CRE au 3^e trimestre 2008).

De nouvelles offres ont été lancées. L'offre DolceVita 2 Énergies Nature, la 1^{ère} offre de marché à prix fixe qui permet aux particuliers de s'engager à 100 % pour l'environnement. À noter, par ailleurs, que 300 000 clients supplémentaires ont opté pour le paiement mensuelisé de leurs factures pour faciliter leur gestion personnelle (50,4 % de clients mensualisés).

C'est aussi la première année d'exploitation de la totalité de la base clients dans le nouveau système d'information Symphonie pour gérer la relation client. Des montées de versions successives ont permis de corriger un certain nombre d'anomalies liées à la jeunesse de cet outil et ayant généré des réclamations de la part des clients.

Un travail important a été entrepris pour traiter ces réclamations avec la création d'un service consommateurs. Il a en charge d'une part leur résolution et d'autre part l'analyse des messages envoyés pour améliorer de manière continue les processus et restaurer rapidement la qualité de service.

La CRE, les associations de consommateurs, la DGCCRF⁽³⁾, le Médiateur National de l'Énergie ont été régulièrement informés des difficultés rencontrées et des solutions progressivement mises en œuvre dans le système d'information.

Enfin, l'accessibilité de l'accueil téléphonique des clients a été maintenue à un niveau plaçant GDF SUEZ parmi les premières entreprises de service en 2008.

En octobre 2008, la BU B to C a lancé DolceVita 2 Énergies Nature, la 1^{ère} offre de marché à prix fixe qui permet aux particuliers de s'engager à 100 % pour l'environnement, tout en maîtrisant leurs dépenses énergétiques. Avec DolceVita 2 Énergies Nature, les clients bénéficient en effet non seulement d'une offre électricité 100 % renouvelable, mais également de l'opportunité de compenser, par l'achat de crédits carbone pour leur compte, 100 % des émissions de CO₂ issues de leur consommation de gaz naturel.

Le niveau actuel des tarifs réglementés de vente d'électricité porté par les fournisseurs historiques de cette énergie rend, dans les conditions actuelles de *sourcing* sur le marché, difficile le développement des offres de marché réalisées par les fournisseurs alternatifs dont GDF SUEZ.

(1) B to B : *business to business*.

(2) B to C : *business to customers*.

(3) DGCCRF : Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes.

10 BU Services à l'Habitat

La BU Services à l'Habitat a pour mission de développer pour les clients particuliers des solutions d'efficacité énergétique dans l'habitat individuel et collectif, intégrant des systèmes ENR. Elle constitue un relai de croissance pour GDF SUEZ en commercialisant, sur le marché des clients particuliers, des services à valeur ajoutée, générateurs de chiffre d'affaires et de marge.

Sa création répond à un double objectif : répondre aux objectifs du Grenelle de l'Environnement tout en créant de la valeur et des synergies entre ses différentes activités.

Elle regroupe 3 pôles d'activités :

- CLIMASAVE pour la commercialisation de solutions d'efficacité énergétique à base d'ENR dans l'habitat (conseil, installation, financement, maintenance, garantie) ;
- SAVELYS, pour l'installation et la maintenance de systèmes énergétiques chez les particuliers ;
- la BANQUE SOLFEA, spécialiste du financement d'installations énergétiques performantes dans l'habitat.

Climasave

Le renforcement des contraintes réglementaires, synonyme d'opportunité de captation de valeur pour le Groupe, a conduit GDF SUEZ Énergie France à s'engager de façon volontariste sur le marché de l'efficacité énergétique et des ENR dans l'habitat (dit «éco confort»).

C'est un marché en développement qui offre l'opportunité à la Branche Énergie France de passer d'un rôle de conseil vers un nouveau métier consistant dès à présent, à conseiller, vendre, installer, maintenir, financer et garantir des solutions intégrant des ENR.

GDF SUEZ a ainsi fait l'acquisition en 2008 de 5 sociétés dans le domaine de l'éco confort dans l'habitat (Groupe Energia, ABM Énergie Conseil, Coraver, Geoclim et Clipsol) représentant l'équivalent d'un chiffre d'affaires de 60 millions d'euros et 600 salariés, et regroupées au sein de la *holding* CLIMASAVE, spécifiquement créée pour porter ce type d'investissements.

	Activité	Marché	CA 2008 (*)	Effectifs	% de détention	Méthode de consolidation
Clipsol	Production, assemblage et distribution de kits solaires thermiques et photovoltaïques	Maisons individuelles, habitat collectif	20 M€	130	51 %	Intégration globale
Groupe Energia	Intégrateur de solutions ENR	Particuliers en rénovation	35 M€	346	54 %	Intégration globale
Coraver	Intégrateur de solutions ENR	Particuliers	4,5 M€	38	100 %	Intégration globale
Geoclim	Intégrateur de solutions ENR	Particuliers	3,5 M€	17	100 %	Intégration globale
ABM Énergie Conseil	Bureau d'études, réalisation d'études thermiques	Constructeur de maisons individuelles, tertiaire, particuliers, neuf	1,5 M€	18	100 %	Intégration globale

(*) Chiffre d'affaires non audité. Le CA consolidé ne reprend que la quote-part à la date d'acquisition.

Par ailleurs, GDF SUEZ est entré au capital de la société Énergies de Sud spécialisée dans le montage de projets de développement de solutions énergétiques complètes aux clients localisés dans le département de l'Hérault.

Ce nouveau positionnement sur le marché des particuliers permet à GDF SUEZ d'enrichir le contenu de sa relation client, de ses marques et de ses offres, tout en confortant l'énergie gaz naturel dans les solutions d'éco confort.

Savelys

Savelys œuvre en France dans le domaine de la maintenance de systèmes énergétiques auprès d'une clientèle de particuliers (individuel et collectif). Ses activités couvrent à la fois la maintenance

contractuelle de chaudières (fuel ou gaz) et de pompes à chaleur ainsi que tout type de prestations de dépannage et de remplacement d'installations de chauffage.

Savelys et ses filiales sont présentes sur l'ensemble du territoire français avec plus de 250 agences, ce qui en fait le leader sur son marché (> 1 400 000 chaudières sous contrat) avec près de 30 % de part de marché et le second en Europe après Centrica (British Gas).

Son portefeuille au 31 décembre 2008 se répartit de la façon suivante :

- 47 % de clients individuels ;
- 47 % de clients collectifs (privé ou public) ;

- 6 % de chaufferies en collectif (privé ou public).

La BANQUE SOLFEA

L'année 2008 confirme le positionnement de la Banque Solfea en tant que spécialiste du financement de l'éco-efficacité dans l'habitat, positionnement qui lui est reconnu par l'attribution du premier Trophée des entreprises partenaires de la CAPEB ⁽¹⁾.

L'encours des prêts s'établit en fin d'année à 543 millions d'euros. De plus, la Banque Solfea, premier collecteur de CEE ⁽²⁾ en habitat individuel pour le compte de GDF SUEZ, a rassemblé 35 000 CEE.

Dans un environnement économique perturbé, son résultat d'exploitation de 5,6 millions d'euros est supérieur au résultat estimé. L'agence de notation financière Standard & Poor's a confirmé la note de «A Long Terme perspective positive» de la Banque Solfea.

11 Contexte réglementaire et juridique

Risques liés à la régulation des tarifs administrés (ou réglementés) et régulés

Une partie des ventes d'énergie et de services de GDF SUEZ en France est réalisée dans le cadre de tarifs administrés qui font l'objet d'une réglementation. Les lois et règlements français, la réglementation européenne, ainsi que les décisions des instances de régulation (en particulier la Commission de Régulation de l'Énergie pour les tarifs d'accès à certaines infrastructures), affectent le chiffre d'affaires, les bénéfices ou la rentabilité de GDF SUEZ du fait de la répercussion partielle des coûts d'approvisionnement ou hors approvisionnement dans les tarifs de vente de gaz naturel.

Pour la période 2005-2007, les principes de fixation des tarifs gaz ont été précisés par l'arrêté du Ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi du 16 juin 2005. Cet arrêté n'a été appliqué que partiellement durant cette période. Par ailleurs, sa période de validité s'est achevée le 31 décembre 2007. Les principes d'évolution des tarifs doivent donc faire l'objet d'un nouveau cadre réglementaire. Les conditions de mise en œuvre des tarifs dans le cadre du futur contrat de service public font l'objet d'échanges avec les pouvoirs publics.

Le non-respect des principes prévus lors des révisions tarifaires expose le Groupe au risque que ne soient pas, ou partiellement, répercutés :

- le coût de ses approvisionnements en gaz en cas d'évolution du cours des produits pétroliers et/ou du taux de change euro contre dollar ;
- les coûts hors approvisionnement liés aux évolutions des tarifs des infrastructures d'acheminement et de stockage et aux charges commerciales.

Prix de vente du gaz naturel

GDF SUEZ vend du gaz naturel sur la base de deux systèmes de prix :

- des tarifs administrés pour les clients qui n'ont pas exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz ;
- des prix négociés pour les clients éligibles qui ont exercé leur faculté de choisir leur fournisseur de gaz et qui sont ainsi sortis du système de tarifs administrés.

Tarifs administrés

Il existe deux types de tarifs administrés :

- les tarifs de distribution publique, pour les clients consommant moins de 5 GWh par an et raccordés sur le 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 conformément aux dispositions de la loi du 3 janvier 2003 et du décret n° 90-1029 du 20 novembre 1990 réglementant les prix du gaz combustible vendu à partir des réseaux de transport ou de distribution. Ces dispositions prévoient que les tarifs doivent couvrir les coûts correspondants.

Tarifs de distribution publique

Les tarifs de distribution publique s'appliquent à environ 10 millions de clients. Il existe actuellement six principales catégories de tarifs de distribution publique, dont quatre pour les usages résidentiels ou des petites chaufferies collectives, et deux tarifs saisonnalisés (le prix du gaz en hiver est supérieur au prix du gaz en été) pour des chaufferies collectives moyennes et grosses. Le tarif B1 (et assimilés), applicable au chauffage individuel, cuisine et eau chaude sanitaire, concerne le plus grand nombre de clients, soit environ 6 millions au 31 décembre 2008.

Le contrat de service public

À partir de 2005, le contrat de service public 2005-2007 signé entre l'État et Gaz de France le 10 juin 2005 a défini le cadre d'évolution tarifaire sur la période considérée selon les principes suivants :

- révision trimestrielle des tarifs ;
- évolution moyenne des tarifs selon une formule tarifaire, de manière à couvrir :
 - les coûts d'approvisionnement pour permettre au Groupe de répercuter à ses clients les fluctuations des prix du gaz sur les marchés de l'énergie. La variation des coûts d'approvisionnement est prise en compte à chaque révision, sur la base des prix des produits pétroliers sur la période de six mois se terminant un mois avant la date de la révision tarifaire,
 - les charges hors coûts d'approvisionnement (y compris une marge commerciale usuelle pour ce type d'activité), calculées à partir des coûts nécessaires à la fourniture du gaz aux clients de distribution publique ;
- engagement de Gaz de France de faire bénéficier les clients de ses efforts de productivité répercutés par une diminution forfaitaire de 1,4 % par an en moyenne, en terme réel, des charges hors coûts d'approvisionnement.

En cas de refus de l'État sur une proposition de mouvement tarifaire de GDF SUEZ conforme aux dispositions du contrat, les modalités de compensation doivent être arrêtées en commun avec l'entreprise et permettre de retrouver une neutralité financière dans un délai de douze mois.

Une renégociation du contrat de service public est en cours.

(1) CAPEB : Confédération de l'Artisanat et des Petites Entreprises du Bâtiment.

(2) CEE : Certificat d'Économie d'Énergie.

Évolution des tarifs de distribution publique

Jusqu'en 2004, les tarifs étaient révisés tous les six mois conformément aux contrats conclus entre l'État et Gaz de France. Ces révisions faisaient l'objet d'un arrêté conjoint des ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie sur proposition de Gaz de France et, à partir de janvier 2003, après avis de la CRE.

Conformément au contrat de service public 2005-2007, l'arrêté du 16 juin 2005 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie a fixé les modalités d'évolution tarifaire sur la période 2005-2007 et leur caractère trimestriel et défini les modalités de rattrapage en niveau des tarifs et les conditions de compensation du déficit de recette enregistré en 2004 et 2005.

Par arrêté du 29 décembre 2005 (après avis défavorable de la CRE), l'État a supprimé la hausse tarifaire qui aurait dû intervenir au 1^{er} janvier 2006 en application de l'arrêté du 16 juin 2005.

Par arrêté du 28 avril 2006, l'État a augmenté les tarifs de 5,8 % (soit 0,21 c€/kWh) au 1^{er} mai 2006. Cet arrêté a reçu un avis défavorable de la CRE, qui a notamment souligné que cette hausse ne répercutait pas intégralement la variation des coûts d'approvisionnement de Gaz de France et que la compensation du déficit de recette accumulé n'était pas prise en compte.

Par une décision du 10 décembre 2007, le Conseil d'État a annulé l'arrêté du 29 décembre 2005. Il fait sienne la décision du Conseil de la Concurrence du 27 juillet 2007 qui montre que sur plusieurs années les prix de vente aux tarifs réglementés n'ont pas couvert les coûts supportés par Gaz de France.

Il précise, pour l'avenir, les principes de son contrôle sur les arrêtés tarifaires en proposant une démarche qui tient compte à la fois du passé, du présent et du futur. Il appartient, en effet, au ministre compétent, à la date à laquelle il prend sa décision :

- de permettre au moins la couverture des coûts moyens complets des opérateurs tels qu'ils peuvent être évalués à cette date ;
- de prendre en compte une estimation de l'évolution de ces coûts sur l'année à venir, en fonction des éléments dont le ministre dispose à cette même date ;
- d'ajuster ces tarifs s'il constate qu'un écart significatif s'est produit entre tarifs et coûts du fait d'une sous-évaluation des tarifs, au moins au cours de l'année écoulée, afin de compenser cet écart dans un délai raisonnable.

Conséquences financières et situation actuelle des tarifs de distribution publique

Depuis novembre 2004, les évolutions tarifaires n'ont pas permis de refléter la totalité de l'évolution des coûts, générant un manque à gagner de 130 millions d'euros sur 2004, 370 millions d'euros sur 2005 et 511 millions d'euros sur 2006.

En 2007, les tarifs n'ont pas été modifiés au cours de l'année dans un contexte marqué par un repli du cours des énergies au premier semestre, suivi d'une remontée en fin d'année. Ceci a abouti à constater un surplus de 84 millions d'euros sur 2007. Ces chiffres aboutissent à un manque à gagner de chiffre d'affaires (appelé retard en masse global) de 927 millions d'euros au 31 décembre 2007.

En 2008, l'État a augmenté les tarifs de 0,173 c€/kWh au 1^{er} janvier par arrêté du 27 décembre 2007, de 0,264 c€/kWh par arrêté du 17 avril et de 0,237 c€/kWh par arrêté du 12 août.

Les arrêtés de décembre 2007 et d'août 2008 ont été pris après un avis défavorable de la CRE en raison de la prise en compte incomplète des coûts dans ces décisions.

De plus, l'État n'a pas souhaité que les tarifs soient augmentés au 1^{er} octobre 2008. De ce fait, le manque à gagner pour l'entreprise GDF SUEZ pour l'année 2008 s'élève à 679 millions d'euros de chiffre d'affaires.

La situation à fin 2008 est donc la suivante :

- les pertes de revenus cumulées depuis 2003, ou retard en masse, résultant de la non-répercuSSION des coûts, notamment des coûts d'approvisionnement de gaz naturel dans les tarifs, atteignent 1 606 millions d'euros au 31 décembre 2008 ;
- les tarifs sont à un niveau qui reste inférieur au niveau que GDF SUEZ estime nécessaire pour couvrir l'ensemble de ses coûts ;
- il n'existe plus de cadre pluriannuel fixé par arrêté.

Le 29 mars 2009, l'arrêté tarifaire définissant l'évolution des tarifs réglementés de gaz naturel en distribution publique au 1^{er} avril 2009 a été publié au Journal Officiel. Il prévoit une baisse de 0,528 c€/kWh, soit 11,3 % en moyenne. La CRE a émis un avis favorable.

GDF SUEZ souhaite une finalisation rapide du nouveau contrat de service public notamment dans son volet tarifaire. L'entreprise a déjà présenté sa méthode d'allocation des coûts aux tarifs réglementés aux pouvoirs publics et à la CRE.

Année	Manque à gagner annuel En millions d'euros	Manque à gagner cumulé 2004-2008 En millions d'euros
2004	130	130
2005	370	500
2006	511	1 011
2007	(84)	927
2008	679	1 606

Tarifs à souscription

Au 31 décembre 2008, les tarifs à souscription s'appliquaient à environ 1 300 clients. Ils évoluent trimestriellement sur proposition de GDF SUEZ par approbation tacite des ministres de l'Économie et

de l'Énergie après avis de la CRE. 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 auxquels le client est raccordé. Les tarifs sont donc révisables trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours dollar/euro et le prix d'un panier de produits pétroliers, avec un ajustement annuel en fonction de l'inflation.

Les tarifs à souscription ont été augmentés régulièrement au cours de l'année 2008 du fait de la hausse des coûts d'approvisionnement et de la hausse des tarifs d'acheminement sur les réseaux de distribution au 1^{er} juillet 2008.

Formule représentative des coûts d'approvisionnement

GDF SUEZ a procédé en 2008 à la mise à jour de la formule représentative des coûts d'approvisionnements pour les tarifs réglementés. Cette nouvelle formule a été appliquée à partir du 1^{er} juillet pour les tarifs de distribution publique (mouvement du 15 août) et du 1^{er} octobre pour les tarifs à souscription.

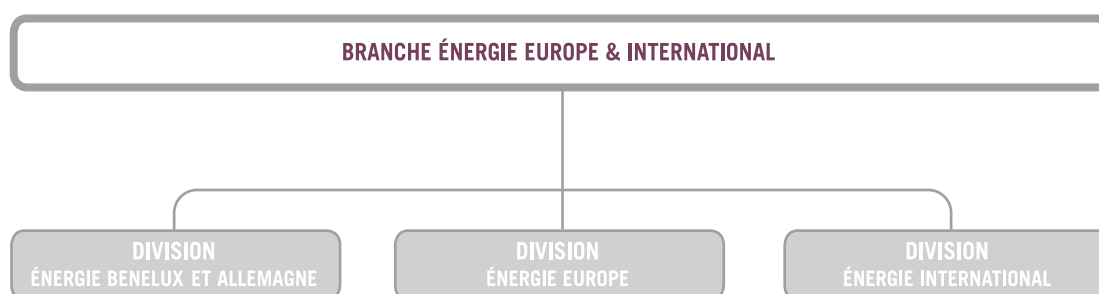
La CRE dans son avis du 22 décembre 2008 confirme que la formule est une approximation correcte des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. La CRE valide ainsi sa pertinence et le changement proposé par l'entreprise.

6.1.3.1.2 Branche Énergie Europe & International

La Branche Énergie Europe & International est en charge des activités du Groupe hors France, notamment des activités de production d'électricité et des activités de fourniture d'énergie.

La Branche est organisée autour de trois divisions :

- la division Énergie Benelux-Allemagne, qui regroupe les activités de production d'électricité et de commercialisation d'énergie au Benelux et en Allemagne. Elle est constituée (i) des entités en charge des activités d'Electrabel au Benelux et de GDF SUEZ en Allemagne et (ii) des entités et des participations en charge des ventes d'énergie au Benelux et en Allemagne ;
- la division Énergie Europe, qui exerce son activité sur l'ensemble du continent européen (en y incluant la Russie), à l'exception de la France, du Benelux et de l'Allemagne. Elle est organisée par pays, eux-mêmes regroupés en zones géographiques ;
- la division Énergie International a vocation à utiliser et valoriser hors d'Europe les compétences du Groupe dans les métiers de l'énergie. Elle est organisée par zones géographiques (Amérique du Nord, Amérique Latine, Moyen-Orient-Asie-Afrique).



● CHIFFRE D'AFFAIRES ET EBITDA DE LA BRANCHE

	2008				2007				Variation brute en %
	Benelux et Allemagne	Europe	Inter-national	Total	Benelux - Allemagne	Europe	Inter-national	Total	
<i>Chiffres pro forma non audités, en millions d'euros</i>									
Chiffre d'affaires	14 156	8 749	7 623	30 528	11 907	6 609	6 682	25 198	21,2 %
EBITDA	1 752	844	1 799	4 395	1 796	709	1 673	4 178	5,2 %

Optimisation et négoce d'énergie (portfolio management and trading)

Les activités d'énergie du Groupe s'inscrivent dans le cadre de son modèle d'entreprise qui vise à gérer l'équilibre et optimiser la marge entre actifs de production, contrats long terme d'approvisionnement en combustibles et ventes. Par ailleurs, le Groupe développe, en Europe et aux États-Unis, une activité de négoce d'énergie pour compte propre et pour le compte de sa clientèle.

Au niveau européen, la Branche Énergie Europe & International est un des pionniers dans le négoce d'énergie. Cette expérience permet de proposer des produits et services combinant la fourniture physique d'électricité et de gaz naturel et des instruments financiers. Elle optimise sa marge énergétique globale sur les marchés (achats de combustibles, valorisation de l'électricité produite et approvisionnement des ventes). La Branche Énergie Europe & International est un opérateur actif sur la plupart des marchés

d'électricité en Europe ainsi que sur plusieurs marchés de gaz, notamment en Belgique, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni et en Allemagne. La Branche Énergie Europe & International est par ailleurs active sur les marchés du charbon et du fuel, ainsi que sur le marché européen des droits d'émissions de CO₂.

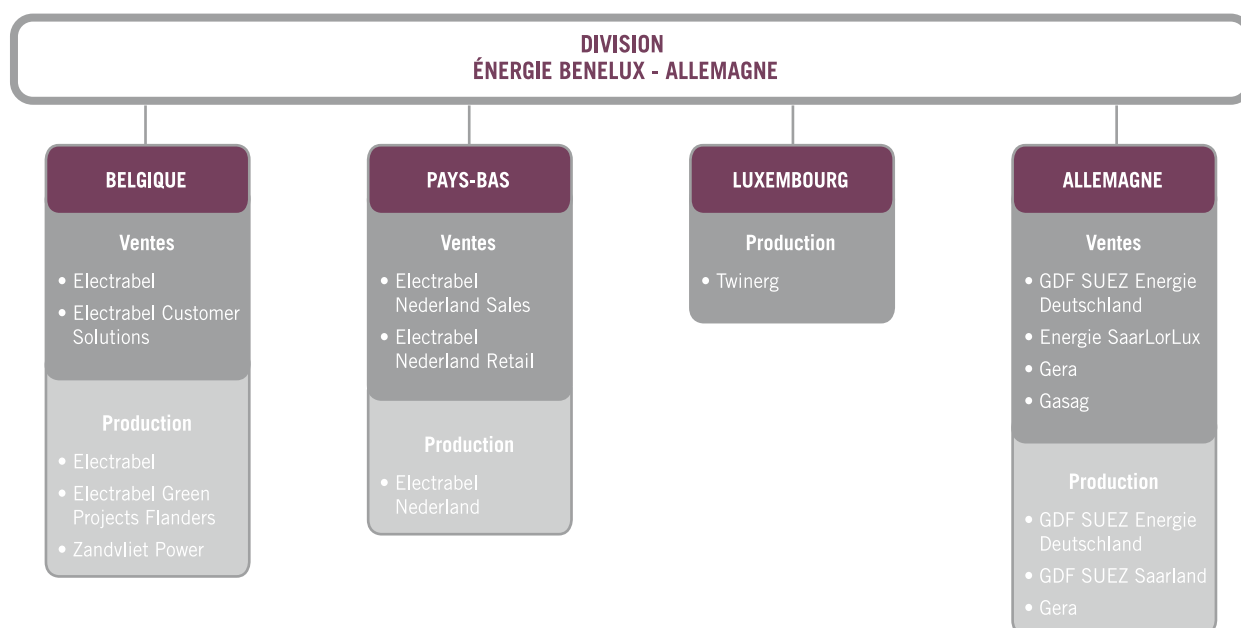
Dans le cadre de ses activités de gestion de portefeuille centralisée (*Central Portfolio Management*), la Branche Énergie Europe & International développe aussi des positions pour compte propre («*proprietary trading*») avec une VAR plafonnée.

La Branche Énergie Europe & International s'efforce par ailleurs de promouvoir une meilleure intégration des marchés d'électricité en Europe de l'Ouest. En tant qu'intervenant très actif sur ces marchés, elle soutient les initiatives en la matière des autorités et des Bourses concernées ; ainsi les segments *day-ahead* des bourses Powernext (France), Belpex (Belgique) et APX (Pays-Bas) sont couplés depuis fin 2006 et les prix horaires convergent pendant plus de 60 % du temps entre ces trois Bourses. La Branche Énergie Europe & International intervient auprès des gestionnaires de réseau et des régulateurs pour l'extension de ce couplage à la Bourse EEX en Allemagne et pour l'établissement d'un marché intrajournalier entre les pays concernés.

Aux États-Unis, les activités de négoce énergétique menées par les entreprises de GDF SUEZ Énergie International se concentrent actuellement sur le *Central Portfolio Management* (CPM). Cette activité consiste à assurer la gestion intégrée des risques liés aux prix des produits de base en gros sur l'ensemble du portefeuille d'actifs intervenant dans la production d'électricité, le GNL et les contrats d'électricité au détail de GDF SUEZ Energy North America (GSENA). Dans le cadre de ses activités, GSENA développe aussi des positions pour compte propre («*proprietary trading*») plafonnées, et ceci uniquement dans des produits et positions liés à ses activités opérationnelles. GDF SUEZ Énergie International gère ses activités de négoce aux États-Unis par l'intermédiaire de SUEZ Energy Marketing NA, tandis que l'entité *Trading and Portfolio Management* assume cette fonction au niveau de la Branche pour l'Europe.

6.1.3.1.2.1 Division Énergie Benelux et Allemagne

La division Énergie Benelux-Allemagne opère dans les domaines de la production et de la vente d'électricité, du gaz naturel et des services à l'énergie. Ces activités bénéficient de l'appui du négoce d'énergie et de la gestion du portefeuille au niveau des Branches.



● CHIFFRE D'AFFAIRES ET EBITDA DE LA DIVISION

Chiffres pro forma non audités, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 156	11 907	18,9 %
EBITDA	1 752	1 796	- 2,5 %

Stratégie de la division Énergie Benelux-Allemagne

La division Énergie Benelux-Allemagne opère dans les domaines de la production et de la vente d'électricité et de chaleur, ainsi que dans la commercialisation de gaz naturel et de services à l'énergie. Elle propose des solutions énergétiques durables, profitables et innovantes aux entreprises, particuliers et collectivités locales.

Sur ses marchés d'activités, elle ambitionne :

- de consolider sa position de leader au Benelux ;
- de développer ses activités en Allemagne ;
- de valoriser pleinement le potentiel offert par le marché de gros de l'électricité intégré au Benelux, en France et en Allemagne (marché régional Centre Ouest Europe).

L'axe stratégique de la division se concentre sur le développement de ses activités, tout en respectant les politiques énergétiques nationales et en valorisant les synergies potentielles du nouveau Groupe GDF SUEZ :

- développement d'un portefeuille de production d'électricité diversifié, flexible et durable, avec l'accent mis sur un équilibre entre les technologies énergétiquement efficaces, renouvelables, fossiles et nucléaires, permettant de saisir les meilleures opportunités du marché ;
- développement d'un portefeuille diversifié et innovant de ventes, avec l'accent mis sur la maximisation de la création de valeur grâce à des solutions énergétiques globales en partenariat avec les clients et des synergies entre les différentes offres (électricité/ chaleur/gaz/services énergétiques).

Les faits marquants de l'année 2008 en résumé

- la concrétisation des engagements pris par le Groupe dans le cadre de la Pax Electrica II (protocole d'accord avec E.ON sur l'échange de capacités et accord de principe avec SPE lui permettant de disposer d'une capacité de production nucléaire supplémentaire) ;
- le développement de la capacité en énergies renouvelables (différents projets *on-shore*, demande de concession pour la construction de parcs éoliens *off-shore* en mer du Nord, projets photovoltaïques, augmentation de la co-combustion de biomasse à Rodenhuijze...) ;
- le renforcement de la position en Allemagne (accord avec Wuppertaler Stadtwerke, élargissement du portefeuille clientèle, investissement dans la production à Römerbrücke, échange de capacité de production avec E.ON) ;
- la poursuite de la modernisation du parc de production (construction ou développement de nouvelles unités de production

performantes [Amercoeur, Sidmar, Lanxess en Belgique, Flevo, Maasvlakte aux Pays-Bas, Wilhelmshaven en Allemagne...]).

Activités et environnement réglementaire

Belgique

GDF SUEZ, par le biais de sa filiale Electrabel, dispose en Belgique d'un parc de production d'électricité d'environ 13 500 MW, utilisant un large éventail de vecteurs énergétiques et de technologies. Cette diversité lui offre une grande souplesse et polyvalence et rend l'entreprise moins vulnérable aux fluctuations des prix des énergies primaires.

Fin 2008, une nouvelle loi a été votée imposant pour l'exercice 2008 une contribution de 250 millions d'euros à charge de l'exploitant nucléaire (Electrabel) et des autres sociétés détentrices de capacités nucléaires (EDF et SPE). Le Groupe a exprimé ses réserves quant à la légalité et à la proportionnalité de cette mesure et compte saisir la Cour Constitutionnelle d'une demande en annulation. Cette mesure se heurte par ailleurs à l'accord qui a été conclu entre l'État belge et le Groupe lors des engagements pris par ce dernier à l'automne 2006 (dans le cadre de la Pax Electrica II).

GDF SUEZ a signé en décembre 2008, par le biais de sa filiale Electrabel, un protocole d'accord avec E.ON portant sur l'échange de capacités de production électrique et de droits de tirage en énergie nucléaire, portant sur environ 1 700 MW. Le groupe GDF SUEZ reprendra les participations d'E.ON dans des centrales électriques classiques pour une capacité totale de 991 MW en Allemagne, ainsi que des droits de tirage en énergie nucléaire à hauteur de 700 MW dans trois centrales nucléaires allemandes. De son côté, Electrabel cèdera à E.ON deux centrales électriques classiques en Belgique pour une capacité totale de 941 MW (Langerlo et Vilvoorde) et accordera à E.ON des droits de tirage à hauteur de 770 MW (dont 270 MW seront livrés aux Pays-Bas) dans trois unités nucléaires en Belgique. La transaction permettra de renforcer la position de GDF SUEZ en Allemagne et démontre la volonté de l'entreprise de respecter les engagements pris en Belgique dans le cadre de la Pax Electrica II.

Electrabel a conclu, dans ce même cadre de la Pax Electrica II, un accord de principe avec SPE suivant lequel cette dernière disposera en Belgique d'un total de 635 MW de capacité supplémentaire, dont 285 MW par le biais d'un contrat à long terme. Ce contrat à long terme est soumis pour accord aux autorités européennes compétentes en matière de concurrence.

Les divers projets en cours avancent bien : la conversion de l'unité 1 au charbon de la centrale d'Amercoeur en une centrale TGV (420 MW, mise en service en avril 2009), la construction de la centrale Knippegroen chez Sidmar (305 MW, gaz de haut fourneau, opérationnelle en avril 2010) et la construction de l'unité

de cogénération de Lanxess (58 MW, mise en service en juin 2009). Le démarrage de la construction de l'unité de cogénération de Degussa (21 MW) début 2009 est en cours de préparation.

L'avenir du nucléaire reste toujours incertain en Belgique. Suivant l'actuelle législation, aucune nouvelle centrale nucléaire ne peut être construite et les centrales existantes doivent être arrêtées après 40 ans de service, c'est-à-dire entre 2015 et 2025. Cette décision aura sans aucun doute un impact négatif sur la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de l'industrie belge. En 2008, les autorités fédérales belges ont chargé un groupe de huit experts nationaux et étrangers d'étudier quel serait le mix énergétique idéal (GEMIX) pour la Belgique. L'étude servira également à justifier le maintien ou non en activité des centrales nucléaires actuelles.

Entre-temps, Electrabel veille à ce que ses unités nucléaires puissent continuer à fonctionner de manière sûre et fiable. Ainsi, le projet Energeia '09 mené par la centrale de Doel prépare l'audit qui sera effectué par une équipe d'inspection de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique en 2010 (OSART). La centrale de Tihange prépare de son côté la mission de suivi de l'OSART de janvier 2009.

Le nombre de parcs éoliens de GDF SUEZ par le biais de sa filiale Electrabel est en progression constante. Six éoliennes de 2 MW se dressent désormais sur les terrains de BASF à Zandvliet. À Izegem, 2 éoliennes de 2 MW sont connectées au réseau. De nouveaux parcs à Bullange (12 MW) et à Dour (6 MW) ont produit leurs premiers kilowattheures. Les projets de Dour-extension (4 MW), de Ford Genk (4 MW), de La Roche (12 MW) et de Zeebrugge (4 MW) viendront encore augmenter la capacité en énergie éolienne dans un proche avenir.

Electrabel a noué un accord avec les communes de Hannut, Saint Trond, Landen, Lincent, Gingelom et Hélécine pour réaliser un des plus grands projets éoliens *on-shore* de Belgique. Le parc, qui se situera le long de l'autoroute E40, se composera d'une vingtaine d'éoliennes de 2 à 3 MW. Il devrait être mis en service progressivement à partir de 2010.

Electrabel et l'entreprise Jan De Nul ont introduit auprès de la CREG deux demandes de concession pour la construction de parcs éoliens *off-shore* en mer du Nord. Avec le premier projet Blue4Power I, Electrabel a pour ambition de construire le plus grand parc éolien *off-shore* de Belgique. Si les concessions sont accordées, les premières éoliennes pourraient être mises en service à partir de 2012.

Une seconde installation pour le traitement de pellets de bois est devenue opérationnelle à la centrale de Rodenhuis. Elle double ainsi sa capacité pour la co-combustion de biomasse ; ensemble, les deux installations atteignent une capacité de production maximale de 90 MW.

Le Groupe poursuit l'installation de panneaux solaires en collaboration avec ses clients industriels. Après un premier succès chez Honda à Aalst, des projets sont en réalisation chez Beaulieu, Delhaize, Sioen et Volvo, représentant ensemble une capacité de 3 MW crête.

Le marché belge est caractérisé par un haut degré d'ouverture (le total des importations et exportations d'électricité dépasse 25 % de la consommation domestique) et, depuis la libéralisation, par

un «*churn rate*»⁽¹⁾ très élevé, surtout dans les segments résidentiel et tertiaire. Dans ce contexte, Electrabel a renforcé ses efforts commerciaux, notamment en améliorant la qualité de son service à la clientèle et en offrant des prix compétitifs. Cette politique a permis de fidéliser la clientèle, voire de récupérer des parts de marché des concurrents. Ainsi, Electrabel a gagné en 2008 une procédure de mise en concurrence et d'adjudication publique pour la fourniture d'électricité à 190 communes flamandes.

GDF SUEZ, par le biais de sa filiale Electrabel, poursuit par ailleurs l'extension de son offre d'énergie verte en Belgique. Elle a lancé VertPlus, une offre 100 % renouvelable et 100 % belge, à destination des clients résidentiels. La vaste campagne de marketing est couronnée de succès. 100 000 clients ont signé un contrat au cours des deux premiers mois. De leur côté, les nouvelles formules Professional Vert et Partner Vert convainquent plusieurs milliers de clients professionnels.

Electrabel poursuit son engagement dans le développement durable. L'entreprise a lancé en 2008 son plan belge «Ensemble pour moins de CO₂» qui contient dix engagements concrets pour diminuer ses propres émissions de CO₂ et aider ses clients à réduire leur consommation d'énergie et émissions de carbone.

L'annonce par Electrabel de l'augmentation du prix du gaz naturel pour ses clients résidentiels et professionnels en juin 2007 a été à l'origine d'une grande polémique dans les médias. À la demande du ministre de l'Économie de l'époque, le Conseil de la Concurrence avait lancé une enquête à ce sujet. Cette étude a été finalisée en 2008 et il en ressort qu'Electrabel ne peut être accusée d'abus de pouvoir et que les prix pratiqués ne sont pas contestables.

Par ailleurs, la CREG a suspecté Electrabel d'avoir indûment répercuté le prix de marché des droits d'émissions de CO₂ dans ses prix d'électricité. Electrabel récusé cette position basée sur une méthodologie inadaptée et sur nombre d'hypothèses contestables. Le raisonnement mené par la CREG n'a à son avis plus de sens dans un marché libéralisé où les prix de l'électricité sont déterminés par un mécanisme du marché.

En vue de la gestion indépendante des réseaux électriques et gaziers, une filiale spécifique chargée de l'exploitation des réseaux de distribution en Wallonie a été constituée. Au 1^{er} octobre 2008, le personnel et les activités de Electrabel Réseaux Wallonie ont été transférés à cette société Netwal, dont l'actionariat était détenu à 100 % par Electrabel. Au 1^{er} janvier 2009, la société a adopté la raison sociale Ores, acronyme d'Opérateur de Réseaux d'ÉnergieS. L'actionariat d'Ores se compose désormais des intercommunales mixtes concernées.

Au 1^{er} janvier 2009, Electrabel n'a donc plus d'activités opérationnelles dans le domaine de la gestion de réseaux en Belgique.

Allemagne

Electrabel a célébré, en 2008, 10 ans d'activités en Allemagne. Pendant cette période, elle y a atteint une position commerciale significative et a établi la base pour une croissance substantielle en production d'électricité.

Différents projets de nouvelles centrales de production d'électricité se sont poursuivis en 2008. Ainsi, à Wilhelmshaven la construction d'une nouvelle centrale à charbon pulvérisé de 707 MW (rendement

(1) Churn rate ou taux de résiliation : appliqué à une base de clients, désigne la proportion de clients qui quittent un fournisseur durant une période donnée. Ces clients ne figurent donc plus dans la base de clients du fournisseur. Le taux de résiliation brut se réfère qu'à la proportion de clients qui quittent un fournisseur, et il s'agit toujours d'un nombre négatif. Le taux de résiliation net fait référence à la proportion de clients qui quittent un fournisseur, mais également aux nouveaux clients qui rejoignent le fournisseur. Ce nombre peut être dès lors positif ou négatif.

de 46 % et CO₂-capture ready) sur le littoral allemand de la mer du Nord a démarré. L'entrée en service est prévue pour l'année 2012 ; Electrabel et E.ON ont signé en 2008 un contrat garantissant son accès au réseau de transport d'E.ON (380 kV).

Electrabel a décidé d'investir dans une nouvelle turbine à vapeur pour sa centrale de Römerbrücke, à Sarrebrück. La nouvelle installation sera mise en service en 2010. La nouvelle turbine à vapeur remplacera une machine dépassée et contribuera de la sorte à la modernisation de l'unité. Il y a trois ans, la centrale avait déjà mis en service une nouvelle turbine à gaz.

Le Groupe a par ailleurs continué sa politique de prise de participations stratégiques dans des entreprises locales. Ainsi Electrabel a conclu un accord de collaboration avec Wuppertaler Stadtwerke (WSW) et a acquis une part de 33,1 % dans WSW Energie & Wasser AG. 95 % des habitants de Wuppertal (360 000) sont des clients électricité chez WSW ; pour le gaz naturel et l'eau, ce chiffre atteint même 100 %.

À partir du 1^{er} janvier 2008, Energie SaarLorLux, filiale de vente à Sarrebrück, fournit à ses 110 000 clients résidentiels une électricité 100 % verte (Ökostrom), et ceci quel que soit le tarif qu'ils ont choisi. La transition se fait de manière automatique et ne coûte pas plus au client.

Energie SaarLorLux obtient du portail de consommateurs indépendant Verivox un excellent score pour ses contrats orientés clients. Verivox a examiné 3 000 contrats d'électricité des 200 principaux fournisseurs d'énergie en Allemagne. Elle a comparé différents éléments tels que la durée des contrats, les conditions de paiement, la garantie du prix, la transparence des prix et le droit du client à résilier son contrat en cas de hausse de prix. L'étude montre au client que sa confiance en Electrabel est justifiée.

Depuis 1998, GDF SUEZ détient une participation de 31,6 % dans GASAG, distributeur de gaz naturel sur le territoire du Land de Berlin en vertu d'un contrat de concession exclusif qui a été prolongé jusqu'à fin 2013. Via notamment ses participations dans les sociétés Erdgas Mark Brandenburg (75,1 %) et Stadtwerke Forst, société acquise en 2008, et dont GASAG détient 74,9 %, GASAG est également actif dans le Land de Brandebourg. Depuis 2007, GASAG livre du gaz à des clients en dehors de sa zone de desserte historique, à Kiel, Lübeck et en Rhénanie du Nord-Westphalie.

Au 31 décembre 2008, GASAG desservait au total près de 700 000 clients en gaz naturel, grâce à des réseaux de distribution longs de 11 400 km et un stockage souterrain de 1,1 milliard de m³. Ses ventes consolidées de gaz se sont élevées à 21,7 TWh en 2008. GASAG s'engage dans des projets innovants, comme la construction d'une installation de biogaz, le GNV, le développement de la microcogénération et des installations solaires thermiques associées à la fourniture de gaz.

Pays-Bas

Electrabel est aujourd'hui, via sa filiale Electrabel Nederland, le premier producteur d'électricité, avec une quote-part d'environ 20 % du parc néerlandais. Sa production est vendue à des fournisseurs et consommateurs industriels ; Electrabel vend également de l'énergie sur le marché résidentiel sous les marques Rendo Énergie et Cogas Énergie. Une campagne a été lancée début 2009 en vue de commercialiser dorénavant l'énergie sur le marché résidentiel néerlandais sous la marque Electrabel.

Plusieurs projets de construction de nouvelles unités au charbon ou gaz naturel sont lancés. Ainsi, la construction de la nouvelle centrale de Flevo a démarré ; elle se compose de deux unités dont la turbine à gaz et la turbine à vapeur sont montées sur un seul axe. Chaque unité fournit une puissance de 436 MW avec un rendement énergétique de 59 %. La mise en service est prévue en 2010.

Electrabel dispose par ailleurs des permis pour la construction d'une nouvelle centrale charbon/biomasse de Maasvlakte (Rotterdam). Elle pourra assurer la combustion combinée de biomasse et sera «CCS ready» (*Carbon Capture and Storage*).

À partir de 2010, la centrale existante de Gelderland réduira ses émissions de CO₂ moyennant la construction d'une nouvelle installation permettant d'utiliser (en co-combustion avec du charbon) jusqu'à 25 % de biomasse. La construction a démarré en janvier 2009 et l'installation devrait être opérationnelle en février 2010.

Le plus grand parc éolien *on-shore* des Pays-Bas se construit dans les environs de la centrale d'Eems. Il se composera au total de 88 éoliennes ; Electrabel installe 9 turbines de 3 MW sur son terrain. Mi-décembre 2008, la première éolienne a été raccordée au réseau.

Luxembourg

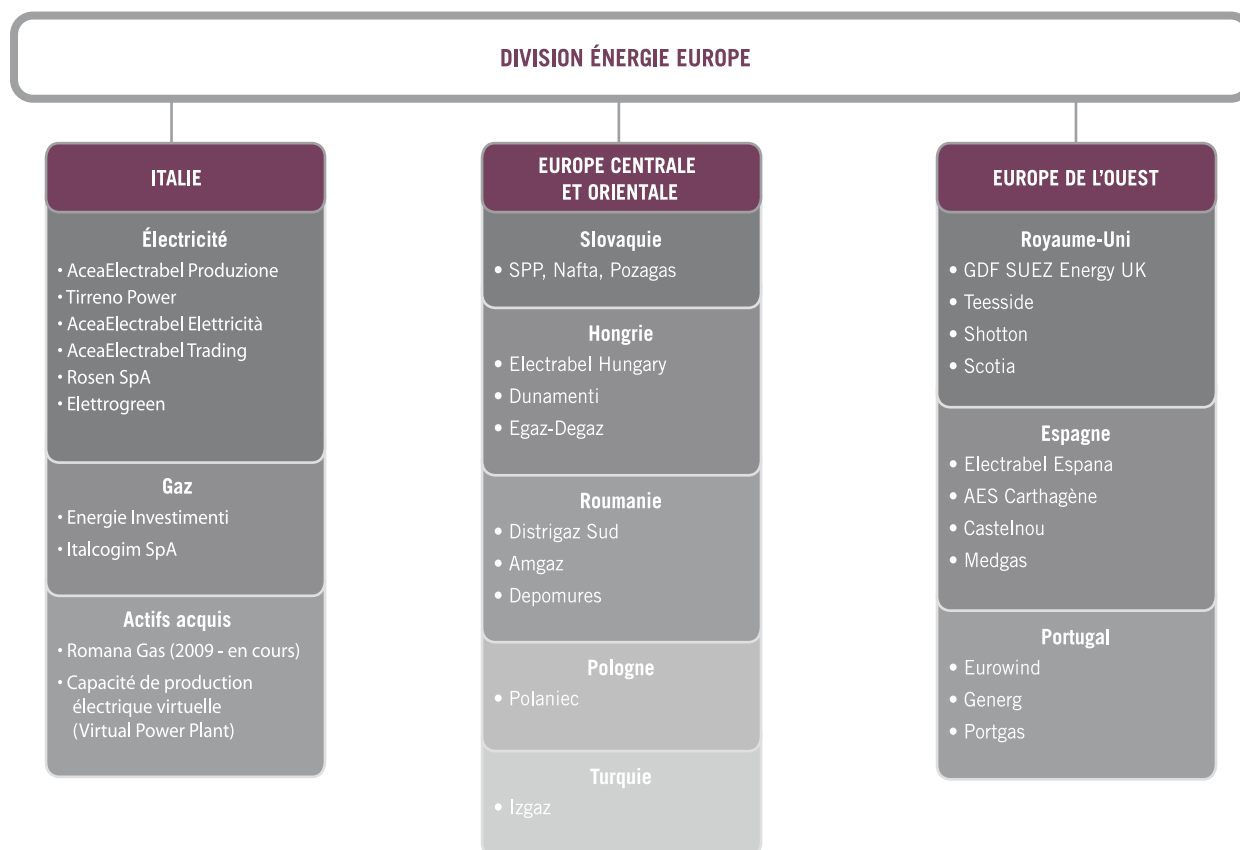
Au Luxembourg, la filiale Twinerg a obtenu en décembre la triple certification ISO 9001 (qualité), ISO 14001 (environnement) et OHSAS 18 001 (santé et sécurité au travail) pour sa centrale TGV de Esch-sur-Alzette. La centrale, qui était déjà certifiée ISO 14001, passe ainsi à la vitesse supérieure par la mise en place d'un système de management intégré ou SMI. Les avantages sont nombreux comme une garantie accrue sur la qualité des processus et sur l'intégration systématique des obligations réglementaires ou l'obligation d'un processus d'amélioration continue.

6.1.3.1.2.2 Division Énergie Europe

La Division Énergie Europe réunit les activités énergétiques du Groupe en Europe (hors France, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg et Allemagne).

La production, la commercialisation et la distribution d'énergie sont les principaux métiers de la Division Énergie Europe. Ses activités sont regroupées dans 3 Business Units (BU) :

- Italie ;
- Europe centrale et orientale ;
- Europe de l'Ouest.



● CHIFFRE D'AFFAIRES ET EBITDA DE LA DIVISION

Chiffres pro forma non audités, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	8 749	6 609	32,4 %
EBITDA	844	709	19,1 %

La stratégie de la Division : conjuguer croissance et création de valeur

Dans les pays où elle dispose d'une position déjà significative ou forte (Italie, Roumanie, Hongrie et Pologne), la Division construit une politique de croissance sur ses marchés, avec des partenaires éventuels, pour renforcer son intégration et son ancrage local. Pour les autres pays de la zone, Royaume-Uni, Espagne, Portugal, Turquie et Grèce, la Division poursuit un objectif de développement opportuniste.

Sur l'ensemble de la zone, les objectifs de la Division Énergie Europe sont :

- d'apporter une contribution positive aux équilibres du portefeuille du Groupe :
 - un équilibre géographique,

- un équilibre des combustibles utilisés : gaz, charbon, éolien, hydraulique,
- un équilibre des activités : production d'électricité, commercialisation et ventes, activités régulées ;
- de combiner l'intégration et la création de valeur :
 - la convergence gaz/électricité pour l'approvisionnement et par l'offre duale en Italie, au Royaume-Uni et en Hongrie,
 - une optimisation à l'échelle européenne,
 - la mise en commun des compétences suite à la fusion au Royaume-Uni, en Roumanie, en Hongrie et en Italie.

Un opérateur actif sur l'ensemble de la chaîne énergétique

La Division Énergie Europe de GDF SUEZ, avec plus de 10 000 collaborateurs :

- est le 4^e énergéticien en Italie ;
- est un acteur majeur en Europe centrale ;
- exploite 12,8 GW de capacités électriques installées produisant annuellement 50 TWh (données 2008, à 100 %, soit en quote-part Groupe 10,2 GW et 40 TWh respectivement) ;
- vend 130 TWh de gaz et 41 TWh d'électricité ;
- alimente 3,3 millions de clients en gaz et 1,5 million de clients en électricité ;
- gère 58 900 km de réseau de gaz et distribue 81 TWh d'énergie.

Faits marquants 2008

- Capacité de production virtuelle

À fin 2008, GDF SUEZ a contracté auprès d'ENI 1 100 MW de capacité de production électrique virtuelle (VPP) en Italie, structurés sur le modèle de centrales au gaz à cycle combiné (CCGT) pour une période de 20 ans à partir du 1^{er} janvier 2009.

- Romana Gas

GDF SUEZ a acquis Romana Gas, distributeur de gaz à Rome et dans six petites concessions connectées au réseau de distribution de gaz de Rome. Romana Gas est la plus grande concession de gaz en Italie. Le réseau de distribution de 5 300 km distribue 1,5 milliard de m³ de gaz à 1,3 million de points de livraison. L'accord définitif a été signé le 30 octobre 2008, subordonné notamment à l'approbation des communes concédantes.

- IZGAS

GDF SUEZ a remporté le 14 août 2008 l'appel d'offres pour la privatisation de la société IZGAS, société de distribution et de vente de gaz naturel en Turquie, troisième distributeur de gaz naturel en Turquie, après celui d'Istanbul et d'Ankara. Le *closing* effectif a eu lieu le 20 janvier 2009.

- SCOTIA

GDF SUEZ a acquis fin 2008 la société anglaise SCOTIA Wind Craigengelt Limited en vue de développer une ferme éolienne située au sud-ouest de Stirling dans le centre de l'Écosse pour une capacité totale de 24 MW d'ici à début 2010.

6.1.3.1.2.2.1 Business Unit Italie

La Business Unit Italie comprend actuellement les activités suivantes :

- la production et la vente d'électricité (principalement *via* des filiales détenues dans le cadre du partenariat avec Acea) ;
- la commercialisation de gaz *via* Energie Investimenti ;
- la distribution de gaz *via* Italcogim SpA et Romana Gas (2009).

Le périmètre des activités pourrait évoluer ou être étendu en 2009, dans le cadre des discussions en cours avec le partenaire local.

Production, distribution et vente d'électricité

Partenariat avec Acea

Les participations de GDF SUEZ en Italie reposent principalement sur un partenariat fort avec Acea, détenue par la municipalité de Rome. Les deux entreprises sont présentes dans le cadre d'un accord d'exclusivité dans les secteurs de la production et du *trading* d'électricité ainsi que dans la vente d'électricité et de gaz. Dans la production, elles sont présentes *via* le groupe AceaElectrabel Produzione (1 560 MW installés) et les 50 % conjointement détenus dans Tirreno Power SpA (3 260 MW). Dans la vente, elles coopèrent *via* AceaElectrabel Elettricità.

Au travers du partenariat avec Acea, GDF SUEZ détient :

- une participation de 70 % dans le Groupe AceaElectrabel Produzione. Cette société contrôle, directement ou *via* des filiales, cinq centrales thermiques, une série de barrages et deux fermes éoliennes totalisant 1 560 MW de capacité installée. AEP a produit plus de 5 TWh en 2008 ;
- une participation de 35 % dans Tirreno Power SpA. Cette société détient trois centrales thermiques et une série de barrages totalisant 2 876 MW de capacité à la fin 2008. En 2008, Tirreno Power SpA a produit près de 13 TWh ;
- une participation de 50 % dans AceaElectrabel Trading, une société de gestion de portefeuille et d'optimisation des actifs électriques et gaziers sur le marché italien ;
- une participation de 40 % dans AceaElectrabel Elettricità, spécialisée dans la vente d'énergie à 1,5 million de clients à Rome. En 2008, la société a vendu 15 TWh. Elle détient aussi des participations dans quatre sociétés régionales qui ont vendu 2,5 TWh en 2008.

Autres activités

Sans faire partie de l'accord d'exclusivité, GDF SUEZ détient :

- ROSEN SpA, une centrale de cogénération dans laquelle Solvay détient une part minoritaire. ROSEN (356 MW) a produit 2,5 TWh en 2008 ;
- Elettrogreen, société de *trading* spécialisée dans l'électricité verte les produits environnementaux comme les certificats verts et blancs et les quotas de CO₂.

Distribution et commercialisation de gaz

Energie Investimenti

GDF SUEZ est aussi un acteur dans le secteur de la vente d'électricité et de gaz avec Energie Investimenti, dans lequel le Groupe détient 60 %, le solde appartenant à Camfin. Energie Investimenti est le 3^e opérateur en Italie par les volumes de gaz vendus, avec en 2008 des ventes de 3,5 millions de m³ de gaz et 0,1 TWh d'électricité à 1 million de clients environ.

Italcogim SpA

Au 31 décembre 2008, le Groupe était actionnaire direct à hauteur de 29 % des droits de vote de Italcogim SpA, dont 51 % étaient détenus par la famille Covati *via* la société UBS Fiduciaria et 20 % par Energie Investimenti. Le Groupe a exercé en décembre 2008 une option d'achat sur la totalité des actions et droits de vote détenus par la famille Covati, opération finalisée le 22 janvier 2009. La société exploite un réseau de distribution de 13 762 km comprenant 465 concessions, réparties sur l'ensemble de la péninsule italienne (données à 100 %).

Perspectives

Capacité de production virtuelle

À fin 2008, GDF SUEZ a contracté auprès d'ENI 1 100 MW de capacité de production électrique virtuelle (VPP) en Italie, structurés sur le modèle de centrales au gaz à cycle combiné (CCGT) pour une période de 20 ans à partir du 1^{er} janvier 2009.

Terminal méthanier

GDF SUEZ poursuit le développement d'un terminal méthanier flottant, qui sera situé dans l'Adriatique Nord, à environ 30 km de la côte. La capacité initiale du terminal devrait être de 5 milliards de m³ par an, extensible ultérieurement. Le processus d'autorisation a été engagé. Le projet pourrait être réalisé dans le cadre d'un partenariat en cours de constitution.

Stockage

La Business Unit Italie est aussi active dans l'activité de stockage. Le principal projet, développé en partenariat avec Gas Plus et Acea, est un site de stockage près de San Benedetto del Tronto (région des Marches) avec une capacité potentielle de 500 millions de m³.

6.1.3.1.2.2.2 Business Unit Europe centrale et orientale

Slovaquie

Transport, distribution et commercialisation de gaz

SPP est un groupe intégré dans le transit international, l'achat, le transport, le stockage, la distribution et la vente de gaz naturel en Slovaquie. Le Groupe et E.ON, par le biais de leur filiale commune à 50/50 Slovak Gas Holding BV («SGH»), détiennent une participation de 49 % dans SPP, l'État slovaque détenant le solde du capital. GDF SUEZ et E.ON, au titre du pacte qui lie SGH à l'État slovaque, ont le contrôle conjoint de la société (quatre membres du Directoire sur un total de sept).

La filiale de transit Eustream a transporté en 2008 par ses infrastructures près de 73 milliards de m³ de gaz depuis la frontière ukrainienne vers l'Autriche et la République Tchèque. Ce réseau mesure 2 268 km et a une capacité totale d'environ 95 milliards de m³ par an. Il inclut quatre stations de compression, avec une puissance totale de plus de 1 000 MW. Eustream a signé en novembre 2008 avec Gazprom Export un accord de transit de gaz sur les 20 prochaines années pour un volume de plus de 1 000 milliards de m³ transités.

SPP Distribucia, filiale de SPP, détient et exploite le réseau de transport et distribution de gaz de Slovaquie d'une longueur totale de 31 537 km au 31 décembre 2008.

SPP assure les activités de vente de gaz naturel qui ont représenté 59 TWh à tous types de clients dont 1,5 million de clients résidentiels au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2008 (données à 100 %).

Stockage de gaz

SPP détient 56 % de Nafta, propriétaire et exploitant d'installations de stockage de gaz naturel en Slovaquie avec une capacité d'environ 2,1 milliards de m³. SPP détient également 50 % de SPP Bohemia qui contrôle directement ou indirectement des installations de stockage en République Tchèque, représentant 750 millions de m³ de capacité.

SPP détient 35 % de la société Pozagas, dont les autres actionnaires sont Nafta (35 %) et GDF SUEZ (30 %). Cette compagnie détient l'exclusivité des droits de commercialisation des capacités de certains stockages slovaques. Ceux-ci sont en partie exploités par

Nafta via un contrat de service et représentent une capacité utile de 645 millions de m³.

Hongrie

Production d'électricité

Le Groupe détient une activité de production d'électricité en Hongrie via ses filiales Electrabel Hungary (holding) et la centrale de Dunamenti. Celle-ci dispose d'une capacité électrique totale de 1 676 MW, à partir de gaz naturel et/ou de fioul. La production en 2008 s'est établie à 3,2 TWh. Cette centrale est le plus grand site de production électrique conventionnelle de Hongrie, en terme de capacité installée. Elle est par ailleurs en phase de rénovation partielle de ses installations, afin en particulier d'améliorer leur rendement.

Distribution et commercialisation de gaz

Egaz-Degaz Zrt exerce des activités de commercialisation et de distribution de gaz naturel. Elle a vendu 16 TWh de gaz naturel en 2008 à tous les segments de marché. Elle exploite, au 31 décembre 2008, 22 700 km de réseau et dessert 798 000 clients répartis sur 650 communes.

Roumanie

Distribution et commercialisation de gaz

GDF SUEZ détient, au travers de Romania Gaz Holding (détenue à 80 % par GDF SUEZ, 10 % par IFC et 10 % par la BERD), 51 % de la société roumaine de commercialisation et de distribution de gaz naturel Distrigaz Sud, le solde du capital de cette société étant détenu par l'État roumain (37 %) et le Fonds de la Propriété (12 %). Cette participation permet au Groupe de prendre une position importante sur un marché prometteur, dans un pays qui a intégré l'Union Européenne le 1^{er} janvier 2007.

La séparation juridique des activités distribution et commercialisation de Distrigaz Sud est effective depuis le 1^{er} mars 2008. Les ventes de la filiale Distrigaz Sud Retele se sont élevées à environ 35,8 TWh en 2008. Au 31 décembre 2008, la société dessert en gaz naturel 1 226 000 clients grâce à un réseau de distribution de 14 740 km.

Stockage de gaz

GDF SUEZ détient 65 % du capital de Amgaz, troisième opérateur de stockage roumain avec une capacité actuelle de 50 millions de m³ de gaz naturel. Le Groupe détient 59 % dans le deuxième opérateur de stockage de gaz naturel en Roumanie, Depomures, qui gère le site de Tirgu Mures, dans le nord du pays. Ce stockage en gisement déplété a une capacité de 300 millions de m³ de gaz naturel.

Pologne

Production d'électricité

En Pologne, le Groupe est le sixième producteur d'électricité.

Il exploite la centrale au charbon de Polaniec (1 654 MW de puissance nette installée). Cette centrale de production d'électricité est la 5^e plus grande de Pologne et la plus grande dans la région du sud-est. Elle utilise aussi la co-combustion de biomasse et de charbon, ce qui lui assure une production partiellement renouvelable. Des investissements récents ont été pratiqués pour la mise en service d'une installation de désulfuration des fumées (FGD).

En 2008, la centrale de Polaniec a produit 5,7 TWh, dont 0,6 TWh classés renouvelables.

Le Groupe est spécialisé également dans la vente d'électricité aux clients industriels et sur le marché de gros (6,5 TWh en 2008), dans les services d'ingénierie financière du marché électrique, dans le trading de combustibles, dans la cogénération industrielle et dans l'*outsourcing* énergétique.

Le Groupe a cédé en juin 2008 sa participation minoritaire dans EC Wybrzeze (cogénérateur de 336 MW) de la région de Gdansk.

Turquie

Distribution et commercialisation de gaz

GDF SUEZ a remporté le 14 août 2008 l'appel d'offres pour la privatisation de la société Izgaz, société de distribution et de vente de gaz naturel en Turquie, troisième distributeur de gaz naturel en Turquie, après celui d'Istanbul et d'Ankara. Le *closing* effectif a eu lieu le 20 janvier 2009.

La société Izgaz distribue et commercialise du gaz naturel auprès de 200 000 clients résidentiels, tertiaires et industriels dans la région de Kocaeli à 80 km à l'est d'Istanbul, pour un volume de gaz estimé à 1,7 milliard de m³ en 2008.

6.1.3.1.2.2.3 Business Unit Europe de l'Ouest

Royaume-Uni

GDF SUEZ Energy UK est l'entité de commercialisation et de production d'électricité au Royaume-Uni. Elle exerce des activités de production d'électricité et de vente d'énergie.

Production d'électricité

Teesside

Le 25 février 2008, Gaz de France et SUEZ ont acquis en partenariat avant la fusion la société Teesside Power Limited exploitant la centrale électrique située sur le site industriel de Wilton au nord-est de l'Angleterre. Celle-ci, avec une puissance de 1 875 MW est actuellement la centrale à cycle combiné la plus puissante d'Europe.

Shotton

La centrale électrique (cycle combiné/cogénération de 210 MW) de Shotton acquise fin 2003 produit de l'électricité et de la vapeur à partir de la combustion de gaz naturel (2 turbines à gaz, 1 turbine à vapeur).

Scotia

GDF SUEZ a acquis fin 2008 la société anglaise Scotia Wind Craigengelt Limited en vue de développer une ferme éolienne située au sud-ouest de Stirling dans le centre de l'Écosse pour une capacité totale de 24 MW d'ici à début 2010.

Commercialisation de gaz et d'électricité

L'activité de commercialisation représente des ventes de 35 TWh de gaz et 9 TWh d'électricité aux segments industriels et tertiaires du marché.

Portugal

Production d'électricité

Eurowind

Le Groupe est présent dans la production électrique d'origine éolienne au Portugal via 4 entités contrôlées à 100 % chacune, totalisant 214 MW de puissance installée et en opération :

- Parque Eolico do Fafe, acquise en septembre 2005 (106 MW) ;
- Parque Eolico de Serra do Ralo, acquise en avril 2007 (32 MW) ;

- Parque Eolico do Mourisca, acquise en juin 2007 (38 MW) ;
- Parque Eolico de Nave, acquise fin 2007 (38 MW).

Generg

GDF SUEZ détient 42,5 % de Generg, un ensemble de sociétés propriétaire de 436 MW en génération éolienne et 33 MW en génération hydroélectrique. En outre, Generg a un portefeuille de projets en développement de 240 MW en éolien (qui devrait entrer en opération d'ici 2011) et 16 MW en solaire photovoltaïque (en cours de construction).

Distribution de gaz

Portgàs

GDF SUEZ est actionnaire à concurrence de 25,4 % de Portgàs (12,7 % *via* Elyo SA et 12,7 % détenus directement par le Groupe), qui assure la commercialisation et la distribution de gaz naturel et de propane en concession au nord du pays (de Porto à la frontière espagnole) avec plus de 180 000 clients.

Espagne

Production et commercialisation d'électricité

AES Carthagène

Le Groupe est actionnaire à concurrence de 26 % de la centrale à cycle combiné de 1 200 MW (3 turbines vapeur et 3 turbines gaz) construite par la société américaine AES à Carthagène. Sur cette centrale, il est titulaire d'un contrat de façonnage (ou *tolling*), contrat par lequel le Groupe fournit du gaz et reçoit en contrepartie l'électricité produite par la centrale pour la totalité de la puissance de l'installation. Les ventes d'électricité, principalement au marché, se sont élevées en 2008 à 4 TWh.

Castelnou

La centrale de Castelnou, 100 % propriété du Groupe, est une centrale à cycle combiné (1 turbine gaz, 2 turbines vapeur) de 790 MW, mise en service en juillet 2005. Elle a produit en 2008 3,6 TWh, vendus principalement sur le marché de gros et le marché des services auxiliaires.

Electrabel España

Electrabel España assure des opérations énergétiques pour d'autres sociétés du Groupe en Espagne.

Gaz

Medgaz

Le Groupe est actionnaire à concurrence de 12,5 % du consortium Medgaz, propriétaire du projet de développement du gazoduc d'une capacité de 8 milliards de m³ entre l'Algérie et l'Espagne ; le gazoduc comprend une partie *on-shore* en Algérie (Hassi R'Mel à Beni Saf) et *off-shore* entre Beni Saf et Almeria en Espagne. La construction est en cours et les opérations de mise en service se dérouleront à l'automne 2009.

6.1.3.1.2.3 Division Énergie Internationale

La Division Énergie Internationale est responsable des activités énergétiques du Groupe en dehors de l'Europe et de la Russie. L'électricité et le gaz naturel sont les cœurs de métier de cette division : les activités concernant la production, le *trading*, le marketing et la vente d'électricité et, pour le versant gaz, le transport, la distribution, le marketing et la vente, y compris les terminaux de regazéification du GNL.

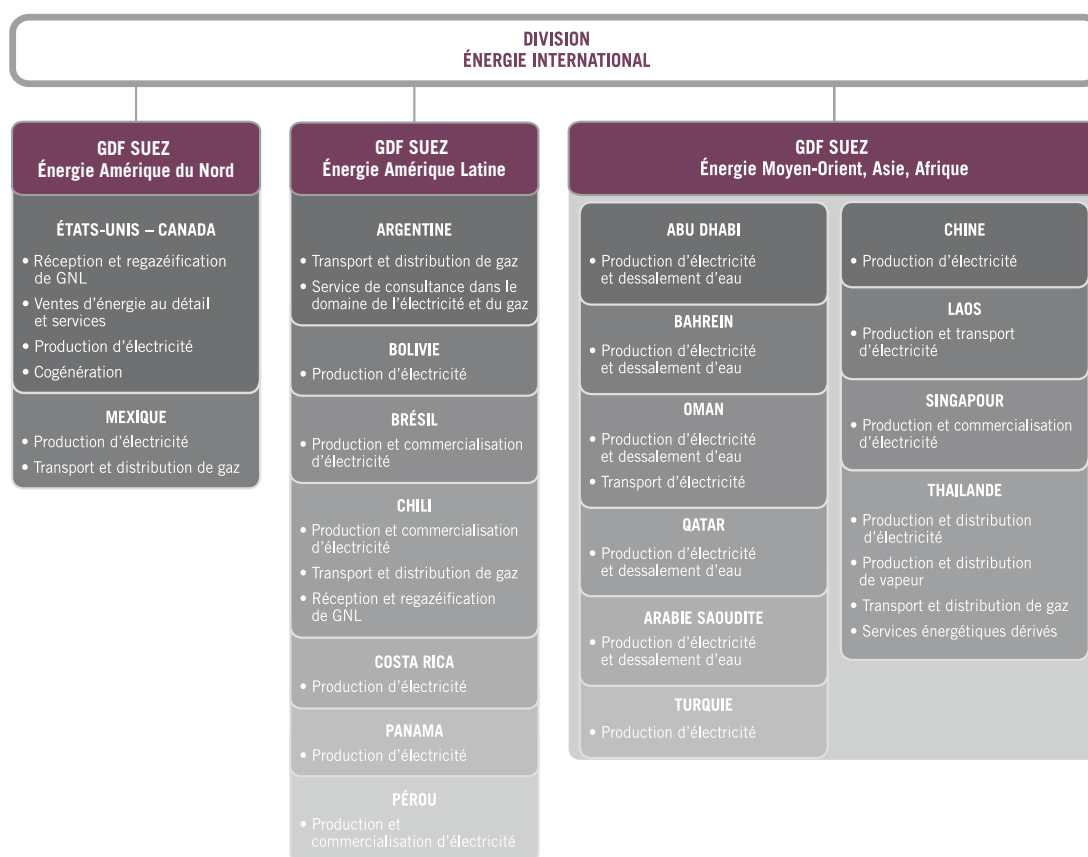
La Division Énergie International s'articule autour de trois entités régionales coordonnées par une Direction centrale située à Bruxelles.

Les trois régions sont les suivantes :

- Amérique du Nord, où GDF SUEZ Energy North America, une filiale à 100 % de GDF SUEZ implantée à Houston Texas, gère les activités électricité et gaz du Groupe aux États-Unis, au Canada et au Mexique, y compris les installations de regazéification de GNL ;
- Amérique Centrale et du Sud, où GDF SUEZ Energy Latin America, située à Florianopolis (Brésil) et qui est une filiale à

100 % de GDF SUEZ, gère toutes les activités électricité et gaz du Groupe au Brésil, au Chili, au Pérou, au Panama, au Costa Rica, en Bolivie et en Argentine ;

- Moyen-Orient, Asie et Afrique, où GDF SUEZ Energy Asia, une filiale à 100 % de GDF SUEZ basée à Bangkok, gère toutes les activités électricité, gaz et désalinisation de l'eau de mer du Groupe en Thaïlande, au Laos, à Singapour, en Turquie et dans les pays du Conseil de Coopération du Golfe.



Dans l'ensemble, les activités de la division Énergie International représentent près de 7,6 milliards d'euros de chiffre d'affaires en 2008 pour des effectifs totaux de 6 397 personnes.

● CHIFFRE D'AFFAIRES ET EBITDA DE LA DIVISION

Chiffres pro forma non audités, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	7 623	6 682	14,1 %
EBITDA	1 799	1 673	7,5 %

Stratégie de la Division Énergie International

Les principales lignes directrices en termes de stratégie peuvent être résumées comme suit :

- priorité est donnée à la croissance organique autour de quelques marchés clés de GDF SUEZ Énergie International (États-Unis, Mexique, Brésil, Chili, Pérou, Panama, Thaïlande, Turquie et le Conseil de Coopération du Golfe), et si des possibilités se présentent dans d'autres pays tels que l'Afrique du Sud, l'Indonésie, le Vietnam et la Colombie, où une croissance soutenue de la demande est prévue ;
- développement des activités ventes et marketing en se concentrant tout spécialement sur les clients industriels ;
- gestion de l'exposition et de la volatilité par le biais de la gestion de portefeuille active afin d'optimiser le rendement par rapport aux risques.

Faits marquants mois par mois

Janvier 2008

Chili - GDF SUEZ Énergie International et Antofagasta Minerals, un groupe industriel chilien, ont signé un accord pour la fourniture de 150 MW au maximum et l'énergie liée pour la nouvelle mine Esperanza qui débute ses activités en 2011. Pour répondre à cette demande, **une deuxième unité de la Central Termoeléctrica Andina** (CTA) de Mejillones est en cours de construction.

Février 2008

Chili - GNL Mejillones, la *joint-venture* 50/50 de GDF SUEZ Énergie International et de Codelco – la plus grande entreprise productrice de cuivre au monde – a obtenu le permis environnemental pour **son projet de terminal GNL à Mejillones, dans le nord du Chili**. La construction de la jetée et du terminal de regazéification du GNL a été lancée avec la cérémonie de pose de la première pierre en mars 2008 en présence de Michelle Bachelet, Présidente du Chili. Le terminal de GNL aura une capacité d'émission de gaz de 5,5 millions de m³ par jour, soit une quantité suffisante pour produire 1 100 MW d'électricité. La fourniture devrait commencer fin 2009 / début 2010.

Canada - GDF SUEZ Renewable Energy NA a signé un contrat d'achat d'électricité de 20 ans avec **New Brunswick Power Distribution and Customer Service Corporation** pour fournir de l'électricité produite dans un nouveau parc éolien qui sera construit, possédé et exploité par GSRENA. Le chiffre d'affaires généré pendant la durée du contrat sera de l'ordre de 500 millions de dollars canadiens (soit 340 millions d'euros).

Mars 2008

Qatar - GDF SUEZ Énergie International, en consortium avec Mitsui, s'est vu attribuer un projet de production indépendante d'électricité et d'eau dans la ville industrielle de Ras Laffan, sur la côte nord-est du Qatar. Le consortium détient 40 % du projet. **Ras Laffan C** qui fournira 2 730 MW d'électricité et 11 933 m³/h d'eau dessalée. La société de projet générera des revenus totaux de l'ordre de 22,7 milliards de dollars en 27 ans. Ras Laffan C devrait être opérationnelle en avril 2011. Une mise en service partielle est prévue pour le mois de mai 2010.

Avril 2008

Brésil - GDF SUEZ Énergie International a signé un contrat de financement de 380 millions d'euros pour la centrale hydroélectrique d'**Estreito** (1 087 MW), actuellement en construction.

Tractebel Energia a finalisé l'acquisition de **Ponte de Pedra**, une centrale hydroélectrique de 176 MW sur la rivière Correntes, entre les États du Mato Grosso do Sul et du Mato Grosso.

Pérou - Enersur a commencé la construction de la troisième unité de la centrale thermique de ChilcaUno, augmentant ainsi d'environ 193 MW sa capacité installée existante de 348 MW. Cette nouvelle unité devrait être mise en service en septembre 2009.

Mai 2008

Brésil - SUEZ Energy International a remporté une concession pour construire, posséder, exploiter et commercialiser le projet de barrage hydroélectrique de **Jirau** de 3 300 MW. Ce projet contribuera à répondre à la demande croissante en électricité au Brésil. Les coûts d'investissement totaux avoisineront les 3,3 milliards d'euros.

États-Unis - SUEZ Energy International annonce l'acquisition de 30,45 % des parts de la centrale électrique au gaz d'**Astoria** (575 MW) située dans le quartier du Queens de New York City. La deuxième phase pour une unité de 575 MW a atteint un stade de développement avancé.

Juin 2008

Pérou - EnerSur a placé sur le marché des capitaux péruvien la deuxième et la troisième tranches de son programme de placement d'obligations pour un total de 40 millions de dollars.

Juillet 2008

Brésil - Tractebel Energia a acquis deux petites centrales hydroélectriques avec une capacité totale installée de 50,3 MW. Les deux centrales de **Rondonópolis** (27 MW) et de **José Gelázio** (24 MW), déjà exploitées commercialement, sont situées dans l'État du Mato Grosso.

Abou Dhabi - GDF SUEZ Énergie International a signé le contrat de vente d'électricité et d'eau pour une durée de 25 ans pour **Shuweihat 2**, un projet de dessalement fonctionnant au gaz naturel qui fournira 1 510 MW d'électricité et 18 942 m³/h d'eau. La fin des travaux et le début de l'exploitation de l'usine sont prévus en 2011. GDF SUEZ Énergie International possède 40 % de Shuweihat 2.

En janvier 2009, GDF SUEZ Énergie International et son partenaire Abu Dhabi Water and Electricity Authority ont sécurisé un financement de 900 millions de dollars pour la centrale.

Août 2008

Oman - L'introduction en Bourse de **Sohar Power Company** (SPC) s'est brillamment clôturée le 30 juillet. Dans l'ensemble, 9 730 000 actions SPC ont été vendues pour un total de 35 millions de dollars. La souscription totale a dépassé 280 millions de rials (soit environ 725 millions de dollars) - soit une émission 21 fois sursouscrite.

Qatar - GDF SUEZ Énergie International - réuni dans un consortium avec Mitsui, Shikoku Electric Power Company et Chubu Electric Power Company, ainsi que ses partenaires Qatar Electricity and Water Company et Qatar Petroleum, ont clôturé le financement du projet de production d'électricité et de dessalement d'eau de **Ras Laffan C**. Le coût d'investissement total devrait dépasser les 3,8 milliards de dollars.

Brésil - Le consortium **Andrade**, composé de Tractebel Energia, Açúcar Guarani et Mega Consultoria, a vendu 20 MW dans le cadre d'un contrat de vente d'électricité sur 15 ans. L'électricité sera produite par une nouvelle centrale de 33 MW alimentée à la biomasse provenant de la canne à sucre, qui doit être construite de septembre 2008 à avril 2010 dans la municipalité de Pitangueiras, dans la région nord-est de l'État de São Paulo.

Bahreïn - GDF SUEZ Énergie International a remporté le contrat pour construire, posséder et exploiter la centrale **Al Dur 1**, un projet indépendant de dessalement de grande envergure. Al Dur 1 est une centrale propre alimentée au gaz naturel qui produira 1 233 MW d'électricité et 9 092 m³/h d'eau. Elle devrait être terminée en 2011. GDF SUEZ Énergie International et Gulf Investment Corporation (GIC) détiennent chacun 50 % dans le consortium. L'Electricity and Water Authority (EWA) est le seul client de la centrale au titre d'un contrat d'achat d'électricité et d'eau (PWPA) de 20 ans.

Septembre 2008

États-Unis - GDF SUEZ Énergie International, par le biais de sa filiale nord-américaine, a signé un accord pour acquérir **FirstLight Power Enterprises, Inc.** FirstLight possède et exploite un portefeuille unique de 15 centrales électriques - principalement des centrales hydroélectriques de pompage et classiques - et est en train de construire une centrale de pointe au gaz naturel. Ensemble, ces 16 centrales détiennent une capacité combinée de 1 538 MW située dans le Massachusetts et au Connecticut. Le processus d'acquisition s'est terminé le 26 décembre 2008.

Singapour - GDF SUEZ Énergie International - détenant 30 % dans un consortium avec Marubeni Corporation, The Kansai Electric Power Co., Kyushu Electric Power Co. et la Banque japonaise de coopération internationale (JBIC) - a conclu un contrat avec Temasek Holdings pour acquérir toutes les parts de **Senoko Power**. Senoko est le plus grand producteur de Singapour et est également un grand acteur de la vente au détail dans le segment industriel et

commercial du marché. Senoko possède et exploite un portefeuille d'unités de production d'une capacité combinée de 3 300 MW.

Thaïlande - Glow Energy a signé un contrat de vente d'électricité de 660 MW sur 25 ans avec l'Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) pour GHECO, la deuxième centrale IPP au charbon du pays. Les préparatifs de la construction de ce projet ont commencé en juillet et la centrale devrait commencer sa production en novembre 2011. Glow Energy augmente également ses activités de cogénération en développant deux nouveaux projets. En décembre, Glow Energy s'est assuré un prêt d'entreprise de 7 ans et 3 000 millions de bahts auprès de la Siam Commercial Bank en vue de financer l'expansion de son activité de cogénération.

Octobre 2008

Chili - GDF SUEZ Energy Andino et Grupo Enhol (Eólica Navarra) ont signé un contrat portant sur la construction d'un nouveau parc éolien de 38 MW à **Monte Redondo**, à 320 km au nord de Santiago dans le système interconnecté central (SIC) du Chili.

Amérique du Nord et Latine - GDF SUEZ Énergie International a terminé l'acquisition d'**Econergy International**, une entreprise américaine cotée en Bourse au Royaume-Uni, qui se concentre sur des projets d'énergie renouvelable en Amérique Latine (principalement) et en Amérique du Nord. La capacité installée totale d'Econergy International s'élève à 261 MW et est principalement composée de petits projets hydrauliques, éoliens et de production d'électricité à partir de méthane provenant d'un gisement de houille déjà en exploitation ou en construction. Les projets sont situés au Brésil, en Bolivie, au Costa Rica, aux États-Unis, au Mexique et au Chili.

États-Unis - GDF SUEZ Energy Resources NA a été choisi par la **municipalité de Dallas** pour fournir 100 % de l'électricité de la ville pour répondre aux besoins municipaux jusqu'en décembre 2010. À l'instar du contrat initial d'un an conclu en 2007 entre SUEZ Energy Resources NA et la ville, 40 % de l'énergie fournie seront produits à partir d'énergie renouvelable, principalement éolienne.

Novembre 2008

Chine - GDF SUEZ s'est assuré deux contrats d'achat de crédits carbone pour un volume total estimé d'environ 1,6 million d'unités de réduction certifiée des émissions (URCÉ) pour la période 2009-2012. Les URCÉ seront produites par deux nouveaux projets hydrauliques (48 MW + 99 MW) qui devraient être opérationnels pour la fin 2009. La transaction a été officialisée avec des contrats d'achat de réduction d'émissions de carbone (ERPA) signés entre GDF SUEZ et deux filiales de China Guodian Group Corporation, l'un des cinq plus grands producteurs chinois d'électricité.

Argentine - Le gouvernement a ratifié l'accord signé par Litoral Gas (une entreprise de distribution du gaz dont la Division Énergie International détient 64,16 %) et le régulateur (UNIREN) portant sur la renégociation du tarif de la licence qui doit encore être mise en œuvre une fois qu'Enargas (régulateur) aura défini la structure tarifaire finale.

Décembre 2008

Panama - GDF SUEZ Energy Central America a inauguré la centrale thermique de 83 MW de **Cativá**, soit un investissement de 100 millions de dollars.

Chili - GDF SUEZ Energy Andino a obtenu un prêt de 393 millions de dollars sur 17 ans en vue de financer la nouvelle centrale de

150 MW **Central Termoeléctrica Andina** (CTA) en cours de construction à Mejillones.

Janvier 2009

Philippines - Emerald Energy Corporation (filiale du Groupe GDF SUEZ) a informé PSALM, la société publique chargée de superviser la privatisation des actifs énergétiques aux Philippines, qu'elle mettait fin au contrat d'achat d'actifs de la centrale électrique au charbon de 600 MW de Calaca.

Février 2009

Brésil - Tractebel Energia a inauguré la nouvelle centrale hydroélectrique de 241 MW à São Salvador. L'unité représente un investissement total de quelque 307 millions d'euros.

Chili - Une quantité annuelle de 100 GWh provenant du parc éolien de 38 MW de Monte Redondo a été vendue aux enchères pour une durée de 14 ans, à compter de janvier 2010. La construction du parc éolien de Monte Redondo a commencé au début de l'année.

Brésil - Tractebel Energia a inauguré la nouvelle centrale éolienne de 18 MW de Pedro do Sal, dans l'État de Piauí (nord-est du Brésil).

Description des activités et leur environnement réglementaire

● **ÉLECTRICITÉ – CAPACITÉS INSTALLÉES ET VENTES**

	Ventes 2008 ^(a)		Capacités installées en MW électriques nets ^(b) au 31 déc. 2008		Capacités en construction en MW électriques nets ^(c) au 31 déc. 2008	
	GWh	%	MW net	%	MW net	%
Amérique du Nord	44 768	40,2	7 117	25,2	849	5,2
Amérique Latine	44 049	39,5	10 063	35,5	5 493	32,8
Moyen-Orient - Asie - Afrique	22 618	20,3	11 145	39,3	9 916	61,-
TOTAL	111 435	100,0	28 324	100,0	16 259	100,0

(a) Les ventes d'électricité sont consolidées selon les règles comptables.

(b) Les capacités installées et en construction correspondent à 100 % des capacités des entreprises entrant dans le périmètre de consolidation (mise en équivalence, intégration proportionnelle, intégration globale).

(c) Les projets en construction sont les projets décidés par GDF SUEZ, que l'entreprise s'est contractuellement engagée à construire ou à acquérir, minorées des centrales en fin de vie programmée.

● **GAZ – VENTES ET PORTEFEUILLE DE CLIENTS**

	Ventes 2008 ^(a)		Portefeuille de clients	
	GWh	%	Nombre	%
Amérique du Nord	125 623	75,5	378 681	39,7
Amérique Latine	40 813	24,5	575 569	60,3
Moyen-Orient - Asie - Afrique	0	0	0	0
TOTAL	166 436	100,0	954 250	100,0

(a) Les ventes de gaz (y compris les quantités distribuées et transportées pour compte de tiers) et les clients sont comptabilisés conformément aux règles de consolidation comptable.

Amérique du Nord

En Amérique du Nord, GDF SUEZ Energy North America (GSENA) gère les activités de la division Énergie International par l'entremise de plusieurs entreprises constituant une chaîne de valeurs intégrée allant de l'importation et de la regazéification du GNL à la vente de gros et au détail d'électricité à des clients industriels et commerciaux.

La société exploite le terminal GNL d'Everett, l'installation de regazéification du Massachusetts dont elle possède toute la capacité et tous les droits associés. Elle fournit également du GNL au complexe EcoElectrica situé à Puerto Rico. Le GNL est revendu sous la forme de gaz naturel aux centrales électriques, aux grossistes et aux détaillants. La société a commencé la construction du terminal GNL Neptune, des installations de déchargement de

GNL qui seront construites dans les eaux territoriales américaines au large de la côte du Massachusetts. La construction de la canalisation de raccordement du projet Neptune a débuté en été 2008. Elle devrait être achevée en été 2009. Le système de bouées (bouées, ancrs, tubes prolongateurs flexibles et lignes d'amarre) sera également installé l'été prochain. Selon les prévisions, toute la construction *off-shore* doit être achevée fin 2009. La construction du méthanier regazéifieur (le SRV SUEZ Neptune) se poursuit en Corée du Sud et sa livraison est attendue au cours du dernier trimestre 2009 ; la livraison du second méthanier SRV SUEZ Cape Ann devrait suivre 6 mois plus tard. Une fois le complexe terminé, les méthaniers spécialement conçus et dotés d'équipements de regazéification embarqués seront à même d'émettre entre 11 et 21 millions de m³ de gaz naturel par jour vers le marché de la Nouvelle-Angleterre.

La société possède et/ou exploite 72 centrales électriques et unités de cogénération, de production de vapeur et d'eau froide. L'énergie produite par ces centrales est vendue à des entreprises de distribution et à des entreprises industrielles en vertu de contrats d'achat d'électricité à long terme (PPA – contrats d'achat d'électricité) ou à titre de «capacité marchande» sur le marché de vente de gros.

La société exploite un portefeuille en pleine croissance d'unités de production électrique renouvelables, dont 200 MW d'énergie éolienne (en exploitation et en construction) et 125 MW de biomasse. Il s'agit d'une société d'énergie renouvelable de premier plan en Amérique du Nord – la deuxième société de biomasse par ordre d'importance – qui développe actuellement une capacité supplémentaire au Canada. En outre, La société est chargée de développer les autres ressources renouvelables sur tout le territoire nord-américain, y compris le Canada et le Mexique.

La filiale de vente au détail est active dans 9 États (Connecticut, Illinois, Maryland, Maine, Massachusetts, New Jersey, New York, Pennsylvanie, Texas, ainsi que Washington DC). Elle continue à étendre sa clientèle. En termes de taille, l'entreprise est la quatrième plus grand détaillant en électricité en Amérique du Nord.

Au Mexique, après la finalisation de la fusion entre Gaz de France et SUEZ, les activités gazières du Groupe englobent les six sociétés de distribution issues des deux groupes (Guadalajara, Querétaro, Tampico, Matamoros, Puebla, Mexico DF) et deux sociétés de transport (Mayacan, Bajío). Dans ce pays, le Groupe gère aussi trois projets de cogénération produisant vapeur et électricité. Les activités combinées de GDF SUEZ au Mexique en font un acteur important dans la région, et le Mexique demeure un maillon essentiel de la stratégie du Groupe.

En décembre 2008, la Société a renforcé considérablement sa position en Nouvelle-Angleterre à travers l'achat de FirstLight Power Enterprises Inc. en intégrant ainsi plus de 1 500 MW de capacité de production d'électricité. Le portefeuille de FirstLight comprend l'installation hydroélectrique de pompage de Northfield Mountain à Northfield (Massachusetts), la centrale au charbon de Mt. Tom Station à Holyoke (Massachusetts) et 13 autres installations essentiellement hydroélectriques au fil de l'eau dans le Connecticut et le Massachusetts. FirstLight construit également une centrale de pointe au gaz naturel à Waterbury (Connecticut) et développe d'autres projets électriques destinés à desservir le Connecticut et le Massachusetts. FirstLight compte 235 employés.

En termes d'activités, le climat commercial dans lequel évolue GDF SUEZ Energy North America varie considérablement d'un État à un autre en fonction du système réglementaire, qui va de la dérégulation totale et la fragmentation de la chaîne de valeur du secteur de l'énergie à une intégration verticale totale, encadrée par des réglementations strictes. Dans le cas du gaz naturel, dont les marchés de vente de gros sont dérégulés, GDF SUEZ Energy North America peut exercer ses activités dans des conditions concurrentielles équitables.

Pour ce qui concerne l'électricité, les différences locales sont nettement plus visibles. Dans des régions telles que la Nouvelle-Angleterre, (ISO-NE), la Pennsylvanie, le New Jersey et le Maryland (PJM) ; New York (NYISO) ; et le Texas (ERCOT), la dérégulation des secteurs de la vente de gros et de la vente au détail de l'électricité est très avancée et semble irréversible. Les «*spark spreads*» (marges bénéficiaires par MWh pour une unité à cycle combiné de référence) et l'attractivité des activités commerciales ont généralement produit des résultats positifs. Dans ces régions, les activités de production et de détail du Groupe sont très présentes et bien positionnées sur le marché. Dans d'autres régions, comme le sud-est et l'ouest des États-Unis, la dérégulation progresse nettement plus lentement, voire stagne : les perspectives y sont donc moins positives pour le secteur commercial. GSENA a réussi à négocier des contrats de PPA avec des entreprises régulées.

Dans le cadre de la stratégie en Amérique du Nord, GSENA a vendu à PacifiCorp sa centrale de Chehalis, une installation de production électrique au gaz naturel située à Chehalis (Washington). Les conditions financières n'ont pas été divulguées. GSENA reste concentré sur ses marchés de base, dont ERCOT et le nord-est (PJM, NEPOOL et NYISO), ainsi que le Canada et le Mexique.

Amérique Latine

En Amérique Latine, l'environnement réglementaire et le degré de dérégulation des marchés varient en fonction du pays. Dans cette région, la division Énergie International est essentiellement présente au Brésil et au Pérou. L'entreprise est également présente au Chili, à Panama, en Bolivie et en Argentine.

Brésil

Au Brésil, une décision de 2001 a proclamé la privatisation du secteur de l'électricité ; 80 % de la capacité de production restent la propriété de l'État, alors que la majeure partie du segment de distribution était transférée au secteur privé. De 2003 à 2005, le gouvernement brésilien a introduit un nouveau modèle réglementaire pour le marché de l'électricité. En général, ce modèle confère au gouvernement fédéral un rôle plus important à tous les niveaux du système (agence réglementaire, gestion du réseau et marché de vente de gros). Un système de mise en commun (*pooling*) a été créé afin de disposer d'un cadre transparent pour la signature de contrats à long terme. Le *pool*, qui exploite un instrument de partage des risques entre les producteurs, est un canal de fourniture obligatoire pour les entreprises de distribution. Le modèle comprend des enchères («*leilões*») régulièrement organisées par le gouvernement ; des concessions pour la construction de nouvelles capacités de production (tout particulièrement hydroélectriques) sont accordées aux soumissionnaires prêts à offrir les prix les plus bas. Concrètement, les enchères se tiennent en plusieurs phases. On distingue entre les énergies «anciennes» (capacités existantes) et «nouvelles» (nouveaux développements et expansions de sites

existants), ces dernières se voyant attribuer des contrats à plus long terme.

Les producteurs privés et publics ont participé activement aux nouvelles enchères d'énergie et le gouvernement est convaincu que le système attire efficacement les investissements nécessaires pour assurer la croissance de la production énergétique du pays.

Au Brésil, le Groupe possède 68,71 % de Tractebel Energia (TBLE) – le plus grand producteur d'énergie indépendant du pays, qui exploite une capacité installée de 7 491 MW. La division Énergie International vend son électricité principalement par le biais de contrats à long terme conclus avec des distributeurs et des clients industriels (accords bilatéraux). En 2008, TBLE a acquis une grande unité hydraulique, trois petites unités hydrauliques et deux parcs éoliens d'une capacité totale de 291 MW. L'entreprise a également remporté une enchère pour la construction d'une centrale de 33 MW alimentée au biogaz de canne à sucre en partenariat avec un producteur de sucre et d'éthanol local.

En 2008, le Groupe a également remporté le projet hydraulique de Jirau de 3 300 MW. Ce projet bénéficie de contrats à long terme sur 30 ans, signés avec des distributeurs pour 70 % de ses 1 975 MW d'énergie garantie, au prix déterminé par enchère.

Ces contrats débiteront à partir de janvier 2013, mais la mise en service industrielle des premières turbines est prévue en avril 2012.

Pendant la période d'anticipation en 2012, et pour les 30 % d'énergie garantie restant à partir de 2013, GDF SUEZ sera en mesure de vendre sa part de 50,1 % de la production au marché industriel libre à des tarifs supérieurs à ceux du marché régulé des distributeurs.

La construction de Jirau nécessitera 9 milliards de reais d'investissements, et les travaux de génie civil ont débuté en décembre 2008, après obtention de la Licence Environnementale d'Installation auprès de l'agence environnementale Ibama.

La banque de développement brésilienne BNDES financera environ deux tiers du coût total de construction.

Pérou

Depuis la fin des années 1990, le Pérou a progressivement restructuré et ouvert son marché de l'électricité. Il s'est orienté vers la privatisation et a consenti des efforts de dérégulation. Une partie significative de la production hydroélectrique du pays appartient toujours au gouvernement qui possède ElectroPeru, la plus grande centrale électrique du pays. Néanmoins, même en l'absence de nouvelles privatisations, le secteur privé est de plus en plus influent, puisque presque tous les nouveaux investissements consentis dans les capacités de production sont d'origine privée.

Le Groupe possède une participation de 61,73 % dans EnerSur qui a une capacité installée d'environ 835 MW (et 192 MW en construction) et qui était le deuxième plus grand producteur en 2008 pour sa capacité installée et sa production brute avec 17 % de parts de marché. Le Groupe possède également une part minoritaire (8 %) dans TGP (le gazoduc Camisea).

Par ailleurs, EnerSur a poursuivi en 2008 la diversification de son portefeuille de contrats en ajoutant quelque 35 MW dans le cadre de contrats avec des clients non régulés.

En avril 2008, EnerSur a commencé la construction de la troisième phase de la centrale thermique de Chilca 1 située à 50 km au sud de

Lima. La centrale exploite actuellement deux turbines au gaz naturel à cycle ouvert, correspondant à une capacité installée d'environ 350 MW. La troisième phase comprend une autre turbine à gaz de 195 MW, qui devrait être mise en service en septembre 2009.

En plus de Chilca 1, EnerSur exploite deux autres centrales thermiques : Ilo 1, avec une capacité installée effective de 215 MW et utilisant la vapeur résiduelle, le fioul et le diesel, et Ilo 21, une centrale au charbon avec une capacité d'environ 135 MW. Ces centrales sont situées à Ilo, à 1 000 km au sud de Lima. EnerSur possède également une concession pour l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Yuncan, avec une capacité installée de 130 MW.

EnerSur a un total de quelque 610 MW contractés desquels 320 MW régulés. Parmi ceux-ci, les clients les plus importants sont Luz del Sur et Edelnor, les deux plus grandes sociétés de distribution au Pérou. La durée moyenne de ces contrats est d'environ deux ans.

Chili

Le système régulateur du Chili a été relativement stable depuis la réforme de 1982, l'année de la privatisation complète du secteur de l'électricité.

Plusieurs changements intervenus au début de 2004 avaient pour objectif principal de clarifier certains problèmes de transport. Désormais, la loi Corta (Ley Corta) définit clairement les modalités de facturation des frais de transport. En 2005, la loi Corta II a été ajoutée pour encourager la stabilité et la flexibilité des prix régulés en réponse à la crise du gaz en Argentine.

Le Groupe est très présent sur le marché chilien (en partenariat avec des entreprises locales). L'entreprise est l'un des principaux opérateurs avec une participation de 33,25 % dans Electroandina, le plus grand producteur du réseau SING (nord du Chili) qui a une capacité installée de 938 MW, et une participation de 27,38 % dans Edelnor, le troisième plus grand producteur du réseau SING avec une capacité installée de 681 MW.

Gasoducto Norandino, dont le Groupe détient 84,7 %, possède et exploite un gazoduc destiné à importer du gaz naturel d'Argentine à destination du nord du Chili à concurrence d'un volume annuel de 3,22 milliards de m³, principalement pour la production d'électricité. Le Groupe possède également une entreprise de distribution de moindre envergure, Distrinor, qui est soutenue par Norandino et cible la demande industrielle.

La crise du gaz qui a frappé l'Argentine depuis 2004 s'est finalement répercutée sur les activités au Chili. En réaction à cette évolution, la Division Énergie International investit dans la diversification de son mix de production au nord du Chili en construisant deux nouvelles centrales au charbon (150 MW chacune) et un terminal d'importation et de regazéification de GNL (avec une capacité nominale de 5,5 millions de m³ par jour de gaz naturel). Le terminal est construit par GNL Mejillones SA, qui est détenu à parts égales par le Groupe et Codelco, l'un des principaux producteurs de cuivre au monde et partenaire de la Division Énergie International dans le nord du Chili. La Branche Global Gaz & GNL fournira le GNL pendant les trois premières années d'exploitation du terminal.

Argentine

Le Groupe est actif en Argentine par le biais de Litoral Gas, l'une des quatre plus grandes entreprises de distribution du pays, qui dessert près de 575 000 clients, dont le Groupe possède 64,16 %, A

et Energy Consulting Services, une entreprise de vente et de conseil détenue à 46,7 % par le Groupe.

Panama

GDF SUEZ Central America gère les intérêts acquis au Panama (BLM) et a mis sur pied une plate-forme de développement commercial pour l'Amérique Centrale.

Dans un scénario de croissance de la demande et dans un cadre de régulation incitatif, GDF SUEZ Central America a conclu un PPA de 10 ans pour la construction d'une centrale hydroélectrique de 115 MW au Panama baptisée Dos Mares, construction qui a débuté en août 2008.

Costa Rica

En acquérant Ecoenergy, GDF SUEZ Central America gère le projet de construction comprenant un parc éolien de 50 MW, appelé PEG. La mise en service est prévue pour le deuxième trimestre de 2009.

Bolivie

Par le biais de l'acquisition d'Ecoenergy, GDF SUEZ Latin America gère Empresa Electrica Corani. Elle possède et exploite deux centrales hydroélectriques (Corani et Santa Isabel) d'une capacité de 147 MW. Il s'agit de la plus grande centrale hydroélectrique et la seule avec un barrage qui peut réguler les flux.

Le 25 janvier 2009, un référendum pour une nouvelle constitution a été approuvé en Bolivie. Une nouvelle législation sur l'électricité pourrait voir le jour en 2009 ou 2010 avec cette nouvelle constitution.

Asie, Moyen-Orient et Afrique

Au Moyen-Orient, en Asie et en Afrique, GDF SUEZ Énergie International est désormais actif en Thaïlande, au Laos, à Singapour, dans les pays du Golfe et en Turquie.

Thaïlande

En Thaïlande, le Groupe détient 69,11 % de Glow Energy dont les capacités totales sont de 1 708 MW d'électricité, 967 tonnes métriques de vapeur et 3 660 m³/heure d'eau traitée.

Glow Energy fournit de l'électricité à EGAT, la principale entreprise de service public du pays, ainsi que de l'électricité, de la vapeur et le traitement des eaux pour une trentaine de grands clients industriels (dont la plupart sont des filiales ou des affiliés de groupes internationaux ou d'entreprises thaïlandaises de renom) dans la région de Map Ta Phut à l'est de Bangkok. Glow Energy est cotée à la Bourse thaïlandaise depuis avril 2005.

Afin de répondre à la demande croissante en électricité de ses clients industriels, Glow Energy a commencé en février 2007 la construction d'une nouvelle centrale de production au charbon de 115 MW qui devrait entrer en service en décembre 2009. En août 2008, Glow a également commencé la construction d'une nouvelle unité de production au gaz de 382 MW qui sera exploitée à partir de la fin 2009. Depuis décembre 2008, toute la capacité de la nouvelle unité de production au charbon de 115 MW est entièrement vendue aux clients. La société a aussi des engagements garantis pour la plupart des 382 MW de l'unité au gaz.

Une nouvelle centrale électrique au charbon de 660 MW, Gheco One, est en cours de construction et son exploitation commerciale est prévue pour novembre 2011. Gheco One a été sélectionnée parmi quatre candidats le 7 décembre 2007 suivant un processus d'appel d'offres, et fournira de l'électricité à EGAT dans le cadre

d'un contrat à long terme. Glow Energy détiendra 65 % de Gheco One, les 35 % restants appartenant à Hemaraj Land Development Company Limited («Hemaraj»).

En octobre 2008, les actionnaires de Glow Energy ont approuvé les transactions visant l'acquisition du Houay Ho Project, une centrale hydroélectrique de 153 MW au Laos, auprès de Stopper Finance B.V. et Houay Ho Thai Company Limited, toutes deux filiales de GDF SUEZ. Glow Energy détiendra 67,25 % du projet Houay Ho par le biais d'un actionariat direct et indirect. Ce projet vend presque toute sa production à EGAT aux termes d'un contrat à long terme. Les transactions devraient être achevées au cours du premier semestre 2009.

GDF SUEZ Énergie International possède une part de 40 % dans PTTNGD Co. Ltd., qui distribue le gaz naturel aux clients industriels dans la région de Bangkok. L'entreprise est détenue à 58 % par PTT PCL, la première entreprise de produits pétroliers, gaziers et pétrochimiques en Thaïlande.

Singapour

En 2008, GDF SUEZ, dans un consortium avec Marubeni, Kansai, Kyushu et la Banque japonaise de coopération internationale (JBIC), a acquis Senoko auprès de Temasek pour la somme de 3,65 milliards de dollars singapouriens (1,76 milliard d'euros). Senoko est le plus grand producteur d'électricité de Singapour : il détenait environ 30 % du marché de la production en 2007.

GDF SUEZ Énergie International et Marubeni détiendront chacun 30 % du capital de Senoko. Kansai et Kyushu, 15 % chacun et JBIC, les 10 % restants. Senoko Power possède et exploite un portefeuille unique d'unités de production offrant une capacité combinée de 3 300 MW.

De plus, Senoko Energy Supply («SES») – une filiale de Senoko – est responsable de la vente d'électricité aux clients éligibles. SES dessert actuellement 17,5 % des clients éligibles et offre différentes perspectives d'expansion.

Pays du Conseil de Coopération du Golfe

La Division Énergie International occupe désormais les positions suivantes (en termes d'opération ou de construction) dans les pays du Conseil de Coopération du Golfe :

- 32,81 % de participation dans UPC, une centrale électrique de 288 MW située à Oman ; le désengagement en cours d'UPC est exigé par les autorités avant la mise en service de Barka 2 ;
- 20 % de participation dans Taweelah A1, une usine de dessalement d'eau produisant 1 360 MW de puissance électrique et 385 000 m³ d'eau douce par jour à Abou Dhabi. Taweelah A1 a entrepris un projet d'expansion en vue de porter la capacité de ses centrales à 1 592 MW. La puissance supplémentaire serait disponible en mai 2009 ;
- une participation de 55 % dans Sohar, une centrale à cycle combiné de 586 MW et une usine de dessalement avec une capacité de 150 000 m³/jour. Le complexe, qui a fonctionné comme cycle unique depuis mai 2006, a atteint sa pleine capacité commerciale en mai 2007 ;
- 47,5 % de parts dans le projet Barka/Al-Russail. Dans le cadre de ce projet, GDF SUEZ Énergie International a acquis une centrale de 665 MW existante à Al-Russail, tout en commençant la construction à Barka d'un nouveau projet comprenant une centrale électrique

de 678 MW et une usine de désalinisation de l'eau de mer d'une capacité de 120 000 m³/jour. Le montage financier pour le projet Barka/Al-Russail a été finalisé au cours de 2007 ; l'exploitation commerciale du projet Barka est prévue pour avril 2009 ;

- 45 % des parts d'Al Ezzel, le premier projet de centrale électrique indépendante créé dans le cadre du programme de privatisation déployé par le gouvernement du Bahreïn. La centrale à cycle combiné de 954 MW, opérationnelle en mai 2006, a atteint sa pleine capacité commerciale en mai 2007 ;
- 30 % des parts d'Al Hidd, également au Bahreïn. Les installations comprennent une centrale au gaz à cycle combiné d'une puissance de 938 MW et une usine de désalinisation d'une capacité portée en 2008 à 273 000 m³ par jour ;
- 20 % de parts dans Marafiq, un projet d'une capacité de 2 745 MW et de 760 000 m³/jour, situé à Jubail, au nord-est de l'Arabie Saoudite. Le montage financier pour le projet Marafiq a été finalisé au cours de 2007. La construction a commencé et le complexe devrait être mis en service en 2010 ;
- 20 % de parts dans Ras Laffan C, un projet d'une capacité de 2 730 MW et de plus de 286 000 m³ d'eau dessalée par jour, situé au Qatar. Le Groupe et ses partenaires ont été déclarés soumissionnaires préférés pour le projet en mars 2008 et la clôture financière est intervenue le 8 août 2008. Ras Laffan C devrait être opérationnelle en avril 2011. Une mise en service partielle est prévue en mai 2010 ;
- GDF SUEZ possède 40 % de Shuweihat 2, une centrale au gaz qui fournira 1 500 MW d'électricité et 454 610 m³ d'eau/jour. Les 60 % restant du projet appartiennent à l'Abu Dhabi Water and Electricity Authority (ADWEA). GDF SUEZ s'est assuré le financement du projet le 6 janvier 2009. L'achèvement des travaux de la centrale et sa mise en service sont prévus pour 2011 ;
- en août 2008, GDF SUEZ a remporté le contrat pour construire, posséder et exploiter la centrale électrique et de désalinisation de l'eau de mer Al Dur 1 dans le Royaume du Bahreïn. Al Dur 1 est une centrale au gaz naturel qui fournira 1 234 MW d'électricité et 218 000 m³ d'eau/jour. L'achèvement des travaux de construction de la centrale Al Dur 1 est prévu pour 2011. La clôture financière du projet doit encore être réalisée.

Autres

Par ailleurs, le Groupe possède 95 % d'une centrale à cycle combiné de 763 MW en Turquie.

Environnement concurrentiel

Amérique du Nord

Deux sujets ont marqué l'année 2008 : l'aggravation des conditions financières en Amérique du Nord et le recul spectaculaire du prix des commodités.

La détérioration des conditions financières a commencé avec l'éclatement de la bulle du marché du logement et s'est ensuite déplacée vers le secteur bancaire, avec l'augmentation du crédit et l'importante baisse de la liquidité. Pour les marchés de l'énergie, cette situation s'est traduite par une baisse de la liquidité du marché, une réduction du nombre de contreparties fiables et un raccourcissement de la durée des contrats. Les activités de *trading* des institutions financières dans le secteur de l'électricité et du gaz ont stagné durant la seconde moitié de 2008. GDF SUEZ n'a

guère été touché car la cote de solvabilité de la maison mère est demeurée stable.

En Amérique du Nord, au cours du second semestre 2008, l'ensemble des prix des matières premières a accusé un rapide recul, y compris le gaz naturel, l'électricité, l'acier, etc. Entre juillet et décembre 2008, le prix du gaz naturel a perdu 61 % sur le NYMEX, suivi par les «*spark spreads*» et la baisse des prix du pétrole dans le monde entier. Conjugué aux prévisions d'un tassement de la demande (découlant de la récession outre-Atlantique), l'impact sur les prix des commodités a été très important. La volatilité des prix a augmenté, tout comme le niveau d'incertitude concernant l'avenir de la demande.

Au cours du premier semestre 2008, en raison de la forte augmentation des prix pétroliers et d'un marché GNL tendu (forte demande, problèmes de production), l'essentiel des cargaisons spot de GNL se sont tournées vers l'Asie, prête à acheter le GNL à quasi-parité avec les prix pétroliers afin de répondre à sa demande énergétique. L'Asie est donc parvenue à s'assurer des volumes additionnels dont elle avait besoin et a maintenu cette position jusqu'en fin d'année. Cependant, avec la chute rapide des prix de l'énergie au second semestre 2008, les prix des cargaisons livrées sur le bassin pacifique et le bassin atlantique sont revenus à la parité tandis que les prévisions de demande en gaz naturel en Amérique du Nord étaient réduites par la récession économique. Le terminal de regazéification de GNL le plus actif aux États-Unis en 2008 a été celui détenu et exploité par le Groupe à Everett.

La contraction conjoncturelle devrait se poursuivre tout au long de 2009. Ces conditions ont retardé le besoin de nouvelles capacités, déprimé la demande et touché les valorisations des acteurs cotés en Bourse. Cette dislocation des marchés du crédit a provoqué la hausse du coût du capital de la plupart des acteurs des secteurs électrique et gazier et pourrait, en corollaire, déboucher sur une montée des prix lors de la reprise économique.

L'équation de l'offre du gaz naturel a légèrement changé depuis 2008. Comme le prix au comptant et les prévisions entourant le prix sur le NYMEX ont été revus à la hausse, la production intérieure de gaz naturel provenant de sources non conventionnelles a augmenté et a satisfait la demande accrue, sans importation de GNL supplémentaire. Toutefois, comme le cours à terme du gaz naturel a baissé sous les 5-6 USD/mmbtu aux troisième et quatrième trimestres, la production provenant de sources non conventionnelles est devenue moins rentable.

Bien que la demande d'énergie renouvelable reste élevée, sur la base des «*Renewable Portfolio Standards*» (normes des portefeuilles renouvelables) liés à chaque État, les développeurs de nouveaux actifs ont été confrontés à des difficultés dans la seconde moitié de 2008. Le manque de financement et les difficultés à bénéficier des avantages fiscaux liés à la situation détériorée des sociétés combinés à la baisse des prix de l'électricité et aux changements de programmes de subventions gouvernementaux ont entravé le développement des projets.

Les États-Unis ont fixé leur premier prix domestique du CO₂ au cours du quatrième trimestre, avec le lancement officiel de la «*Regional Green House Gas Initiative*» en Nouvelle-Angleterre. Ce système de plafond et d'échange signé par 10 États du Nord-Est a organisé sa première vente aux enchères en septembre 2008, au cours de laquelle le prix du CO₂ a été établi à 3,07 dollars/tonne.

GSENA possède des unités en Nouvelle-Angleterre et, pour celles qui émettent du CO₂, a satisfait les exigences de la RGGI.

Alors qu'une reprise de la production électrique à partir des centrales nucléaires et thermiques au charbon peut constituer une menace supplémentaire pour la rentabilité à long terme des centrales à cycle mixte, dans un contexte de hausse des prix du gaz, les préoccupations politiques et environnementales liées à ces combustibles sont des obstacles difficiles à franchir. Les différentes autorités régionales et locales appliquent actuellement des politiques de limitation des émissions de carbone (RGGI et WSCI). Cependant, à ce jour, Washington n'a encore rien décidé en ce qui concerne la politique fédérale de CO₂. Le contenu comme le calendrier d'une éventuelle future législation sur les émissions de carbone restent incertains.

Amérique Latine

La demande en énergie continue à augmenter régulièrement dans les pays d'Amérique Latine. Les marges de réserve d'exploitation se sont contractées dans la plupart des marchés du continent et commencent à être très limitées.

La tendance des prix évolue parallèlement à celle observée pour les combustibles dans un contexte de marges très réduites. Cependant, chaque marché a des caractéristiques spécifiques. L'axe pacifique (Chili, Pérou) se comporte d'une manière plus orthodoxe : les prix dans ces régions sont influencés principalement par les conditions hydrologiques, les prix des combustibles liquides et les coûts des nouvelles infrastructures. Sur la côte atlantique, le Brésil attire de nouveaux investissements privés alors que l'Argentine favorise les investissements publics. Dans ces deux pays, les gouvernements ont réussi à limiter les augmentations de prix (en Argentine, c'est le cas pour les clients résidentiels, mais le secteur industriel est confronté à des hausses des tarifs). Ces pays ont donné la priorité au report des augmentations de prix de l'électricité et du gaz ou n'ont appliqué que des augmentations légères, au moins pour les centrales existantes. Des réglementations spécifiques complexes ont été élaborées pour encourager et fournir une incitation supplémentaire pour la construction de nouvelles infrastructures.

En raison de la croissance économique et de la valeur du gaz naturel comme combustible alternatif, la demande en gaz destiné à la production d'électricité a poursuivi sa courbe ascendante dans tous les marchés d'Amérique du Sud. Cette croissance de la demande en gaz ne s'est cependant pas accompagnée des investissements E&P nécessaires et, par conséquent, l'offre en gaz n'a pas suivi la demande. Cette situation a induit les premières importations de GNL dans la région pendant l'hiver en Argentine et au Brésil. Au Pérou, la demande en gaz a engendré des goulets d'étranglement dans le système de transport qui ont obligé les autorités réglementaires à promulguer des réglementations pour faire face aux coûts supplémentaires afférents.

Les entreprises pétrolières et gazières ont poursuivi leurs investissements au Pérou et au Brésil, mais ont mis les projets en Argentine et en Bolivie au point mort en raison des incertitudes relatives à l'avenir du cadre réglementaire. Cette situation s'est traduite par une fragmentation du marché et par des besoins non satisfaits au Chili, en Uruguay et en Argentine.

L'Amérique Latine connaît une période de relative prospérité en dépit de l'incertitude liée à la crise financière actuelle. Actuellement, les prévisions sont revues à la baisse mais jusqu'ici, la croissance reste de mise. L'expérience des dernières crises économiques a

montré que, dans certains pays d'Amérique Latine, la demande d'énergie stagne ou enregistre une faible augmentation dans des contextes de récession.

Moyen-Orient, Asie et Afrique

Au Moyen-Orient, en Asie et en Afrique, GDF SUEZ Énergie International agit principalement comme une *utility* indépendante. Dans ces régions, il vend désormais sa production aux entreprises de distribution publiques ou directement aux clients industriels.

En dépit des difficultés économiques mondiales, la demande en énergie reste très soutenue dans les pays de la région.

Des possibilités d'investissement viables dans le cadre de projets de production d'électricité indépendants devraient émerger dans d'autres régions comme l'Asie, le Moyen-Orient et l'Afrique, tout particulièrement, en Indonésie, au Vietnam et en Afrique du Sud.

Selon le «*World Economic Outlook 2008*» du FMI, la construction de centrales électriques devra être poursuivie dans les économies émergentes, quelles que soient les conditions économiques. En Chine et en Inde, à l'instar de pays comme l'Afrique du Sud, l'Indonésie et le Vietnam, les sociétés de service public et les producteurs d'électricité indépendants ont eu du mal à répondre à la hausse de la demande d'électricité. La crise financière actuelle ne devrait pas avoir d'impact sur les investissements à long terme dans l'énergie à l'échelle mondiale, mais pourrait provoquer des retards dans la finalisation des projets actuels.

Ainsi, des possibilités d'investissement viables dans des projets indépendants de production électrique devraient voir le jour dans ces pays. Toutefois, d'autres pays de la région connaissent actuellement un ralentissement, tels que Singapour ou la Thaïlande, où le gouvernement réexamine son plan de développement énergétique.

La société publique Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) estime que le ralentissement économique réduira la demande d'électricité, notamment celle provenant du secteur industriel dans la région orientale, et a donc réduit ses perspectives de croissance annuelle de la demande à 5 ans de 5,5 à 3 % pour les 2 ou 3 prochaines années. L'Energy Planning Policy Office a revu son plan de développement énergétique national en conséquence.

Trois des quatre projets de production privés approuvés en décembre 2007, à l'issue du deuxième appel à projets IPP en Thaïlande, ont convenu de retarder le début des ventes d'électricité dans le cadre de leur contrat de vente d'électricité signé avec EGAT.

Le quatrième et le plus avancé de ces projets, Gheco One, ne subira aucun décalage de ses ventes d'électricité à EGAT car il a d'ores et déjà assuré son financement et commencé sa construction. Son exploitation est prévue pour 2011.

Afin de maintenir les intérêts privés dans le secteur électrique, le *National Energy Policy Council* a approuvé un plan de développement des centrales électriques biomasse et cogénération révisé à la fin janvier 2009 afin de lancer un appel d'offres avec plusieurs mois d'avance sur le calendrier initial. D'après le régulateur, ces centrales devraient entrer en service en 2013.

Les responsables de l'industrie soulignent que la corrélation entre croissance du PIB et demande d'électricité n'est pas aussi forte à Singapour que dans de nombreux pays de la région, en raison du niveau élevé de développement de l'île. En outre, d'autres facteurs entrent en jeu, tels que la température.

Au vu de la situation actuelle, certaines sociétés productrices ont suspendu leur plan d'expansion. Tuas Power, par exemple, a reporté de six à douze mois ses projets concernant une unité de cogénération au charbon propre et à la biomasse. Sembcorp a également annoncé le gel de son plan de construction d'une deuxième unité de cogénération.

La demande d'électricité et d'eau dans la région du Conseil de Coopération du Golfe (CCG) continue à croître, malgré le ralentissement économique mondial. Les possibilités d'IPP dans les pays du CCG sont toujours jugées attrayantes, en particulier grâce à la clarté du cadre réglementaire et à la maturité du cadre contractuel habituel sur ces marchés. Cependant, la disponibilité de fonds pour les projets s'est réduite en raison de l'environnement économique actuel, qui freine la conclusion financière de certains projets.

6.1.3.1.3 Branche Global Gaz & GNL

6.1.3.1.3.1 Missions, organisation et principaux faits marquants pour 2008

La Branche Global Gaz & GNL a pour principale mission d'assurer l'approvisionnement (énergie et acheminement) en gaz naturel – y compris GNL – des différentes composantes de GDF SUEZ, au travers des activités d'Exploration-Production, des contrats d'approvisionnement et du recours aux marchés organisés.

À ce titre, elle assure la gestion et l'optimisation des équilibres entre les ressources et les besoins de GDF SUEZ en gaz naturel par une activité de gestion de portefeuille de ressources et de *trading*.

Elle développe, directement ou en liaison avec d'autres entités du Groupe, les activités de GDF SUEZ dans le secteur du GNL.

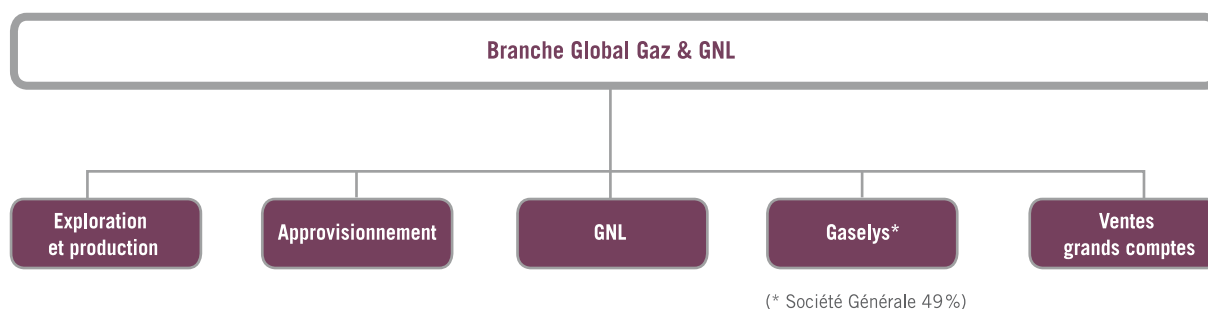
Elle développe par ailleurs une activité de négoce de gaz naturel et de GNL.

Enfin, elle commercialise des offres d'énergie (gaz et électricité) et de services énergétiques associés auprès des très grands clients du Groupe en Europe.

Les principaux objectifs stratégiques de la Branche Global Gaz & GNL sont :

- accroître les réserves détenues en propre et la production d'hydrocarbures, et développer et diversifier un portefeuille d'approvisionnement en gaz afin de satisfaire les besoins de ses marchés ;
- consolider le leadership international de GDF SUEZ dans le domaine du GNL, en s'appuyant sur son expertise sur tous les segments de la chaîne de valeur GNL ;
- poursuivre le développement des ventes aux très grands clients du Groupe ;
- optimiser la valeur de ses actifs dans un cadre de gestion des risques rigoureux.

La Branche Global Gaz & GNL est constituée de cinq Business Units (BU), ainsi que de fonctions de pilotage et d'appui, regroupant au total environ 2 200 collaborateurs.



● CHIFFRE D'AFFAIRES ET EBITDA DE LA BRANCHE

Chiffres pro forma non audités, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires Branche	22 394	17 284	29,6 %
Chiffre d'affaires contributif Groupe	10 827	8 096	33,7 %
EBITDA	3 715	2 344	58,4 %

Chiffres clés 2008 :

- achats de gaz : 658 TWh ;
- production d'hydrocarbures : 51,3 Mbep ;
- réserves au 31 décembre 2008 : 703,7 Mbep ;
- ventes de gaz aux grands comptes européens : environ 200 TWh.

Principaux faits marquants de l'activité pour 2008

Mars

Réception par le Groupe de sa première cargaison de GNL produit à Snøhvit ; chargée par le méthanier *Provalys*, navire spécialement adapté aux conditions climatiques de la zone arctique norvégienne, cette première cargaison marque ainsi l'ouverture d'une nouvelle route d'approvisionnement en GNL qui représentera 700 millions de m³ de gaz en année pleine.

Avril

Signature avec Shell d'un contrat d'approvisionnement de long terme portant sur un volume total de 10 milliards de m³ de gaz sous forme de GNL, livrés à partir de 2014 au plus tard.

Juin

Signature d'un partenariat avec PowerGas pour le développement et l'exploitation du premier terminal GNL de Singapour. GDF SUEZ détiendra une participation de 30 % dans la société-projet.

Septembre

Acquisition auprès de la société NAM d'actifs d'exploration, de production et de transport de pétrole et de gaz en mer du Nord néerlandaise situés à proximité du gazoduc NOGAT, dont GDF SUEZ devient, à cette occasion, l'opérateur en portant sa participation à 30 %.

Acquisition d'une participation de 20 % dans une licence d'Exploration-Production en Libye. L'acquisition de cette licence permet à GDF SUEZ de devenir un acteur de l'amont gazier en Libye.

Acquisition d'une participation de 15 % dans une licence d'Exploration-Production *off-shore* en Azerbaïdjan (prospect Yalama). Il s'agit de la première opération de GDF SUEZ en Azerbaïdjan.

Octobre

Dans le cadre d'un accord global d'échanges d'actifs, GDF SUEZ et ENI concluent les contrats d'approvisionnement suivants :

- 4 milliards de m³ par an de gaz livrables en Italie sur 20 ans ;
- 900 millions de m³ par an de gaz sous forme de GNL dans le golfe du Mexique sur 20 ans ;
- une option pour 2,5 milliards de m³ de gaz par an sur 11 ans livrables en Allemagne.

ENI cède également à GDF SUEZ dans le cadre de cet accord un ensemble d'actifs en Exploration & Production au Royaume-Uni, dans le golfe du Mexique, en Égypte et en Indonésie.

Novembre

Conclusion avec la Société Nationale des Hydrocarbures du Cameroun (SNH) d'un partenariat pour le développement d'un site d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL).

Livraison par GDF SUEZ d'une première cargaison de GNL au terminal méthanier de Zeebrugge suite à l'extension de sa capacité.

Lancement par Powernext d'un marché organisé du gaz au comptant et à terme en France. GDF SUEZ, actionnaire de Powernext, assurera un rôle d'animateur de marché via Gaselys, pour y favoriser les échanges de gaz et faciliter l'émergence d'une nouvelle référence de prix du gaz sur les marchés européens.

Décembre

Déchargement par GDF SUEZ d'une cargaison de GNL au terminal d'Isle of Grain dans le cadre de la mise en service de la phase 2 du terminal. Le Groupe dispose de 3,3 milliards de m³ par an de capacité de regazéification en Grande-Bretagne.

Prolongation pour 10 ans du contrat de vente de gaz naturel (environ 300 millions de m³) à Gaznat, société dédiée à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse Romande.

Attribution à GDF SUEZ du LNG Award 2008, récompensant l'entreprise ayant le plus contribué au développement de l'industrie du GNL au cours de l'année écoulée.

Découverte de gaz naturel dans la zone méridionale du plateau continental britannique (puits Juliet).

6.1.3.1.3.2 BU Exploration-Production

1 Principaux indicateurs clés

Le Groupe détenait, au 31 décembre 2008, des réserves prouvées et probables de 703,7 millions de barils équivalent pétrole («Mbep»), dont 70 % de gaz naturel et 30 % d'hydrocarbures liquides. Sa production annuelle de gaz naturel et d'hydrocarbures liquides a atteint 51,3 Mbep en 2008.

2 Missions de la Business Unit

Afin de diversifier et sécuriser son accès aux ressources d'hydrocarbures, de bénéficier d'une plus grande part de la valeur ajoutée de la chaîne gazière et de favoriser son développement dans le GNL, le Groupe dispose de réserves propres, principalement en mer du Nord, en Allemagne et en Afrique du Nord, dont certaines proviennent de gisements qu'il opère pour son compte et celui de partenaires.

3 Activités de la Business Unit

3.1 Cadre juridique des activités d'Exploration-Production

Le Groupe conduit ses activités d'Exploration-Production dans le cadre de contrats de licence, de concession ou de partage de production, et/ou d'autres types de contrats conclus avec les autorités publiques ou les entreprises nationales des pays concernés. Selon les licences, les contrats ou encore la législation en vigueur, GDF SUEZ s'engage à conduire un programme d'exploration et, en cas de réussite, peut exploiter les champs concernés pendant une certaine durée, sous réserve de l'approbation d'un plan de développement par les autorités nationales. Pendant la période de production, GDF SUEZ doit payer à ces autorités des redevances, fournir une part de la production, verser une part de ses bénéfices et/ou payer certaines taxes spécifiques au secteur pétrolier et gazier.

Conformément à la pratique du secteur, GDF SUEZ intervient régulièrement en association avec une ou plusieurs autres compagnies pétrolières et gazières. Dans le cadre des contrats

APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1 PRINCIPALES ACTIVITÉS

d'association mis en place, l'une des parties est généralement désignée opératrice, 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 désignées comme opératrices.

GDF SUEZ a été reconnu comme opérateur dans la plupart des pays où il intervient. Ce référencement lui permet de participer aux projets d'Exploration-Production dans ces pays tout en assurant un rôle de pilote, non seulement sur le plan technique, mais aussi sur le plan stratégique (investissement, développement).

Les tableaux ci-dessous indiquent l'ensemble des réserves prouvées et probables du Groupe (comprenant les réserves développées ou non⁽¹⁾) puis, aux dates indiquées, leur répartition géographique :

● ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE ⁽²⁾

<i>Mbep</i>	2006	2007	2008
Réserves prouvées et probables	626,8	666,9	703,7
dont gaz naturel	488	492,5	494,4
dont hydrocarbures liquides	138,8	174,4	209,3
Quote-part des réserves prouvées et probables des sociétés mises en équivalence	58,5		
TOTAL	685,3	666,9	703,7

● ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE PAR PAYS : GAZ NATUREL

	Gaz naturel		
<i>Mbep</i>	2006	2007	2008
Allemagne	121,2	104	87,6
Norvège	228,8	228,2	236,3
Royaume-Uni	64,9	49,4	51,9
Pays-Bas	93,2	99,5	114,4
Autres	10,2	11,3	4,2
TOTAL	518,3	492,5	494,4
<i>Variation</i>	(4,7 %)	(5 %)	0,4 %

(1) Les réserves prouvées développées sont celles qui peuvent être produites à partir d'installations existantes. Les réserves prouvées non développées sont celles qui nécessitent le forage de nouveaux puits sur des surfaces vierges 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.

● ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE PAR PAYS : HYDROCARBURES LIQUIDES

<i>Mbbbl</i>	Hydrocarbures liquides		
	2006	2007	2008
Allemagne	43	47,7	62,9
Norvège	92,5	91,5	105,2
Royaume-Uni	30,6	23,9	24,5
Pays-Bas	0,9	1,1	3,8
Autres	0	10,1	12,8
TOTAL	167,0	174,4	209,3
<i>Variation</i>	(20,1 %)	4,4 %	20,0 %

● ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE PAR PAYS : TOTAL

<i>Mbep</i>	Total = Gaz naturel + Hydrocarbures liquides		
	2006	2007	2008
Allemagne	164,2	151,8	150,5
Norvège	321,3	319,7	341,5
Royaume-Uni	95,5	73,4	76,4
Pays-Bas	94,1	100,6	118,3
Autres	10,2	21,4	17,0
TOTAL	685,3	666,9	703,7
<i>Variation</i>	(9,0 %)	(2,7 %)	5,5 %

● SUIVI DE L'ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE – GAZ NATUREL

<i>Mbep</i>	2006	2007	2008
Réserves au 31 décembre N-1	544,0	518,3	492,5
Révision + découvertes	16,5	8,8	15,8
Achats et ventes d'actifs	(9,9)	(3,8)	23,9
Ventes de production	(32,3)	(30,8)	(37,7)
RÉSERVES AU 31 DÉCEMBRE	518,3	492,5	494,4

APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1 PRINCIPALES ACTIVITÉS

● SUIVI DE L'ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE – HYDROCARBURES LIQUIDES

<i>Mbbl</i>	2006	2007	2008
Réserves au 31 décembre N-1	209,0	167	174,4
Révision + découvertes	12,3	9,4	45,4
Achats et ventes d'actifs	(41,1)	9,6	3,0
Ventes de production	(13,2)	(11,6)	(13,5)
RÉSERVES AU 31 DÉCEMBRE	167,0	174,4	209,3

● SUIVI DE L'ÉVOLUTION DES RÉSERVES DU GROUPE – GAZ NATUREL ET HYDROCARBURES LIQUIDES

<i>Mbep</i>	2006	2007	2008
Réserves au 31 décembre N-1	752,9	685,3	666,9
Révision + découvertes	28,8	18,2	61,2
Achats et ventes d'actifs	(50,9)	5,8	26,9
Production	(45,5)	(42,4)	(51,3)
RÉSERVES AU 31 DÉCEMBRE	685,3	666,9	703,7

Au 31 décembre 2008, les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel de GDF SUEZ s'élevaient à 704 Mbep contre 667 Mbep en 2007, dont 70 % de réserves de gaz représentant 77 milliards de m³. GDF SUEZ mène des activités d'Exploration-Production dans 12 pays, principalement en Europe et en Afrique du Nord. À titre d'information, la part du Groupe dans les réserves brutes prouvées et probables des champs dont il est partenaire («*Working interest reserves*») s'élève à fin 2008 à 729 Mbep contre 696 Mbep en 2007.

Une proportion supérieure au tiers des réserves fait l'objet d'une évaluation indépendante chaque année par un expert international (actuellement DeGolyer and MacNaughton) sur un cycle de trois ans. 35 % des réserves 2P au 31 décembre 2008 sont couvertes par cette évaluation.

Le Groupe utilise les définitions de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) pour la classification de ses réserves prouvées et les définitions communes de la *Society of Petroleum Engineers* (SPE) et du *World Petroleum Congress* (WPC) pour la classification de ses réserves 2P (prouvées et probables), classification connue sous le nom de SPE PRMS.

Ces estimations, qui nécessitent de recourir à certaines appréciations subjectives, sont soumises à des révisions annuelles pour prendre en compte les informations nouvelles, notamment les niveaux de production de l'année écoulée, la réévaluation des gisements, l'addition de nouvelles réserves résultant de découvertes ou d'acquisitions, les réserves cédées et d'autres facteurs économiques.

Sauf indication contraire, les références faites aux réserves prouvées et probables et à la production doivent être comprises comme la part que le Groupe 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). Est inclus dans ces références le montant des réserves nettes prouvées et probables 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. Le renouvellement non contractuel de ces licences, concessions et contrats n'a pas été pris en compte.

Le taux de renouvellement des réserves d'une période donnée est défini comme le rapport des additions de réserves de la période (découvertes, acquisitions nettes et révisions de réserves) sur la production de la période. Le taux de renouvellement des réserves du Groupe a été de 112 % en moyenne sur la période 2004-2006, 78 % en moyenne sur la période 2005-2007 et 65 % en moyenne sur la période 2006-2008.

3.3 Production ⁽¹⁾

Les tableaux ci-dessous représentent la production de gaz naturel et d'hydrocarbures liquides de GDF SUEZ y compris la quote-part des sociétés mises en équivalence par pays et pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2006, 2007 et 2008 :

(1) Les arrondis des données de production à une décimale sont susceptibles de générer un écart non significatif dans les totaux.

● ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION DU GROUPE PAR PAYS – GAZ NATUREL

<i>Mbep</i>	2006	2007	2008
Allemagne	8,8	8,6	8,1
Norvège		0,2	4,2
Royaume-Uni	8,5	7,2	6,5
Pays-Bas	14,6	14,3	18,3
Autres	0,4	0,6	0,7
TOTAL	32,3	30,8	37,8

● ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION DU GROUPE PAR PAYS – HYDROCARBURES LIQUIDES

<i>Mbbl</i>	2006	2007	2008
Allemagne	3,5	3,3	3,2
Norvège	3,3	3,9	6,0
Royaume-Uni	4,3	4,2	3,8
Pays-Bas	0,1	0,1	0,2
Autres	2	0	0,2
TOTAL	13,2	11,6	13,5

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

<i>Mbep</i>	2006	2007	2008
Allemagne	12,3	12,0	11,3
Norvège	3,3	4,1	10,2
Royaume-Uni	12,8	11,4	10,3
Pays-Bas	14,7	14,4	18,5
Autres	2,4	0,6	0,9
TOTAL	45,5	42,4	51,3

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2008, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides de GDF SUEZ s'est élevée à 51,3 Mbep.

3.4 L'activité Exploration-Production par pays

Allemagne

Le Groupe a débuté ses activités d'Exploration-Production en acquérant en 1994 Erdöl-Erdgas Gommern GmbH («EEG»). En 2003, il a repris les actifs *on-shore* détenus en Allemagne par Preussag Energie GmbH («PEG»). En 2007, EEG a été fusionnée

et absorbée par PEG. L'entité issue de la fusion est désormais dénommée GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH.

PEG et EEG possédaient en outre des droits sur des sites de stockage souterrain, ces activités de stockage ont été transférées en 2008 à la Branche Infrastructures.

Au 31 décembre 2008, le Groupe détenait en Allemagne une participation dans 62 champs de pétrole et de gaz naturel, dont 56 en production, disposant pour sa part de 151 millions de barils équivalents pétrole de réserves prouvées et probables dont environ 58 % sous forme de gaz naturel.

Par ailleurs, l'acquisition des actifs de PEG a permis à GDF SUEZ de renforcer indirectement sa présence sur le marché allemand grâce à sa participation de 11 % dans EGM, propriétaire d'infrastructures de transport et de distribution et commercialisateur d'une partie du gaz produit par le Groupe dans le nord-ouest de l'Allemagne.

Enfin, le Groupe a maintenu en 2008 son engagement dans la recherche sur le stockage du CO₂, pour lequel il a conclu en 2007, avec le groupe Vattenfall, un accord de coopération portant sur un projet expérimental d'injection de CO₂ et d'amélioration de la récupération de gaz naturel sur le site de l'Altmark.

Norvège

Le Groupe est entré en 2001 dans l'exploration-production en Norvège en acquérant des parts dans les champs de Snøhvit et de Njord. Il a ensuite acquis des parts dans Fram et Gudrun en 2002, dans Gjøa en 2003, et obtenu des licences dans divers blocs d'exploration.

Le Groupe détient une participation dans 20 champs de pétrole et de gaz naturel au large de la Norvège, disposant pour sa part de réserves prouvées et probables de 341 Mbep au 31 décembre 2008 (dont environ 69 % sous forme de gaz).

GDF SUEZ a été reconnu comme opérateur par les autorités norvégiennes pour la phase de production de l'un de ces champs, Gjøa, qui démarrera en 2010. Le plan de développement de Gjøa et Vega Sør a été approuvé en 2007 par les autorités norvégiennes et il est en cours de réalisation.

Royaume-Uni

Le Groupe a participé en 1998 au développement du champ Elgin-Franklin dans le bassin central de la mer du Nord britannique, puis a élargi progressivement son portefeuille de licences.

Le Groupe détient à fin 2008 des participations dans 29 champs situés en mer du Nord britannique, dont 13 en production. La part de réserves prouvées et probables détenue par le Groupe (y compris les réserves détenues par sa participation de 22,5 % dans EFOG) dans ces champs représentait au 31 décembre 2008, 76 Mbep, dont environ 68 % sous forme de gaz.

Pays-Bas

En 2000, le Groupe est devenu opérateur *off-shore* aux Pays-Bas par l'achat de sociétés détenues par TransCanada Pipelines. Par ailleurs, cette acquisition lui a permis de devenir opérateur du principal gazoduc sous-marin néerlandais NoordGasTransport.

Le Groupe détient des participations dans 46 champs dans les eaux territoriales néerlandaises. 40 de ces champs sont en production et le Groupe en est pour l'essentiel d'entre eux l'opérateur. La part de réserves prouvées et probables détenue par le Groupe dans ces champs représentait au 31 décembre 2008 118 Mbep, dont la quasi-totalité sous forme de gaz.

En 2008, GDF SUEZ a acquis auprès de la société NAM un ensemble d'actifs d'exploration, de production et de transport de pétrole et de gaz en mer du Nord néerlandaise situés à proximité du gazoduc NOGAT, dont GDF SUEZ devient opérateur avec une participation de 30 %. Les actifs acquis comprennent des participations dans cinq blocs actuellement en production ainsi que d'autres volumes potentiels sur des gisements existants, des découvertes avec un potentiel d'exploration très prometteur. Cette acquisition étend significativement l'activité de l'entreprise aux Pays-Bas.

Égypte

Le Groupe a remporté un appel d'offres et conclu le 15 septembre 2005 un contrat de concession avec la société nationale EGAS et le gouvernement égyptien, obtenant ainsi 100 % des parts dans le bloc d'exploration *off-shore* West El Burullus, situé dans le delta du Nil. Par la suite, 50 % des parts ont été cédées à Dana Petroleum.

En 2007, le Groupe a renforcé sa présence en Égypte en acquérant auprès de la société Vegas Oil & Gas 45 % de la licence «d'Alam El Shawish West».

À fin 2008, la part de réserves probables et prouvées détenues par le Groupe en Égypte est de 12,7 Mbep de pétrole.

Par ailleurs, le Groupe a signé en 2007 un accord avec Shell pour prendre une part de 10 % dans la nouvelle licence d'exploration demandée par Shell sur North West Damietta, demande qui a été acceptée par les autorités égyptiennes en 2008.

Autres pays

GDF SUEZ est également présent en Algérie, en Côte d'Ivoire, en Mauritanie, en Libye, en Azerbaïdjan et en France.

Depuis 2002, le Groupe est opérateur sur le permis d'Exploration-Production de Touat dans le sud de l'Algérie en partenariat avec Sonatrach. La phase d'exploration/appréciation s'est terminée en 2007, et 2008 a été consacrée à la préparation du plan de développement. L'approbation de ce plan de développement par les autorités algériennes est en cours.

À la suite d'accords signés en 2005 avec Dana Petroleum, GDF SUEZ est entré en 2006 dans trois blocs de l'*off-shore* mauritanien : 24 % dans le bloc 1, 27,85 % dans le bloc 7 et 26 % dans le bloc 8 – ce dernier est en cours d'abandon, faute de prospectivité.

En Côte d'Ivoire, GDF SUEZ détient 100 % de la société Enerci. Cette dernière détient 12 % d'un site de production *off-shore* de gaz qui alimente le marché local.

En 2008, GDF SUEZ fait son entrée en Libye en acquérant auprès de la société Hellenic Petroleum SA 20 % d'une licence d'Exploration-Production portant sur cinq blocs *on-shore* dans le bassin de Syrthe et un bloc *on-shore* dans le bassin de Murzuq.

Le Groupe a également pris en 2008 une participation de 15 % dans la licence d'exploration de Yalama en Azerbaïdjan. Le forage réalisé suite à cette acquisition n'a pas abouti à une découverte.

Enfin, le Groupe a acquis une participation de 50 % dans la licence du Pays du Saulnois en France.

3.5 Commercialisation du gaz

En 2008, la Business Unit Exploration-Production a vendu 68,3 TWh de gaz naturel, dont 64,3 TWh produit en propre, principalement au titre de contrats de long terme.

54 % du gaz naturel aujourd'hui produit en propre par les filiales de la Business Unit Exploration-Production sont vendus à des tiers, généralement dans le cadre de contrats à court ou long terme qui avaient été conclus antérieurement aux acquisitions de ces sociétés par le Groupe. Il s'agit principalement de Gas Terra aux Pays-Bas, d'E.ON et EGM en Allemagne.

46 % du gaz naturel produit par les filiales de la Business Unit Exploration-Production sont vendus à la Business Unit Approvisionnements et à la Business Unit GNL sur la base d'accords contractuels. Les risques de marché auxquels sont exposées

les filiales donnent lieu, pour partie, à des contrats de couverture souscrits auprès de la Business Unit Gaselys.

Les contrats long terme dans le cadre desquels GDF SUEZ vend sa production de gaz diffèrent suivant les filiales et les marchés locaux. Ils sont indexés sur les prix spot du gaz et/ou sur les prix des produits pétroliers avec des formules contenant le plus souvent des moyennes mobiles. Si l'évolution du prix du gaz naturel tend à suivre celle du pétrole, il existe néanmoins un certain retard, généralement de six à neuf mois, avant que les changements des prix des produits pétroliers ne soient répercutés sur les prix de vente à long terme de gaz naturel.

4 Position concurrentielle

L'activité Exploration-Production est sujette à une concurrence importante entre opérateurs pétroliers et gaziers dans l'acquisition de biens et de permis en vue de l'exploration et de la production de pétrole et de gaz naturel. Le Groupe a produit 51,3 Mbep de gaz naturel en 2008. Il passe au 1^{er} rang des producteurs *off-shore* aux Pays-Bas et se situe au 5^e rang des sociétés productrices en Allemagne, au 9^e rang en Norvège et au 20^e rang au Royaume-Uni⁽¹⁾.

5 Stratégie de la BU Exploration-Production

L'Exploration-Production constitue une activité clé dans l'intégration stratégique du Groupe le long de la chaîne gazière. Elle lui permet :

- de réduire son exposition aux déplacements de marge le long de la chaîne gazière ;
- de réduire les effets de la variation des prix de l'énergie sur ses coûts d'approvisionnement ;
- d'accéder à de nouvelles ressources de gaz et de diversifier ses offres commerciales de gaz ;
- de renforcer la position d'acheteur de premier plan du Groupe en ouvrant des possibilités de nouveaux partenariats avec des fournisseurs importants pour le développement conjoint de projets.

Le Groupe a pour objectif de détenir à terme un portefeuille de réserves prouvées et probables de 1 500 Mbep et d'accroître sa production par croissance interne et externe, dès lors que les conditions de marché le permettent. Pour atteindre ces objectifs, le Groupe projette de maintenir le niveau du portefeuille dans les zones de production actuelles en Europe du Nord, d'accélérer le développement en Afrique du Nord (Algérie, Égypte, Libye), et de s'implanter dans de nouvelles zones : mer Caspienne, golfe du Mexique, Moyen-Orient. En 2009, le Groupe entrera dans de nouveaux pays (États-Unis – golfe du Mexique, Indonésie) à la suite des accords conclus en 2008 avec ENI. D'autres opportunités peuvent également se présenter : une attention particulière sera portée à celles pouvant conduire à l'émergence d'un projet GNL.

6.1.3.1.3.3 BU Approvisionnements

La Branche Global Gaz & GNL a pour mission d'assurer l'approvisionnement en gaz des différentes composantes de GDF SUEZ, au moyen des activités d'Exploration-Production, des contrats d'approvisionnement et du recours aux marchés organisés. En particulier, la Branche négocie avec les grands fournisseurs de gaz pour les besoins du Groupe, et elle gère l'équilibrage des bilans matière entre besoins et ressources de gaz. Ce regroupement permet d'optimiser les conditions d'approvisionnement du Groupe et de bénéficier des effets de foisonnement sur un portefeuille aussi large que possible.

Ce regroupement des opérations d'approvisionnement en gaz des entités des autres Branches au sein de la Branche Global Gaz & GNL n'est pour autant recherché que s'il est créateur de valeur. Il peut arriver, en effet, que des opérations gagnent à être réalisées localement ; il est alors préférable de faire jouer la subsidiarité et de confier ces opérations à une entité locale. Dans ces situations particulières, une étroite coordination inter-Branches est mise en place.

1 Principaux indicateurs clés

Le tableau ci-dessous présente les sources du portefeuille d'approvisionnement de la Branche pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2006, 2007 et 2008 (hors autoconsommation et déperditions) :

● RÉPARTITION DU PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENT (HORS AUTOCONSUMMATION ET DÉPERDITIONS)

TWh	Exercices clos le 31 décembre		
	2008	2007	2006
Contrats long terme avec les tiers	511,5	503,0	503,9
Achats auprès de la BU Exploration-Production	33,2	31,6	32,0
Achats de court terme	113,4	82,2	102,9
Autres sources	0,0	0,1	0,4
TOTAL	658,1	617,0	639,2

2 Missions de la BU

Au sein de la Branche Global Gaz & GNL, la BU Approvisionnements est en charge :

- d'approvisionner le Groupe de manière compétitive en gaz naturel ;
- de commercialiser, pour partie, la production de la BU Exploration-Production ;
- de piloter et d'optimiser la structure du portefeuille d'approvisionnement en gaz naturel du Groupe :
 - assurer la gestion du bilan emplois-ressources en gaz naturel du Groupe,
 - valoriser les droits de stockages, de transport et de regazéification qu'elle gère,
 - vendre du gaz ou des services à des contreparties de long ou de court terme,
- d'assurer la relation avec les grands fournisseurs de gaz naturel du Groupe.

Elle assure ces missions en collaboration avec la BU GNL. Elle met ses compétences au service des filiales du Groupe dans le domaine des achats de gaz quand elle ne joue pas le rôle de fournisseur direct de ces filiales.

3 Description de l'activité

Un portefeuille diversifié

La BU Approvisionnements assure la diversification des approvisionnements du Groupe afin de limiter ses risques de contrepartie, de le protéger contre des interruptions ponctuelles de fourniture et d'adapter au mieux ses achats de gaz à ses besoins.

Les principales ressources proviennent de Norvège, Russie, Algérie, Pays-Bas, Égypte, Royaume-Uni, Libye et Nigeria. Le tableau ci-dessous indique la répartition géographique des sources d'approvisionnement de gaz de la Branche (y compris les ressources propres et le GNL) pour chacun des trois exercices clos les 31 décembre 2006, 2007 et 2008.

● RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT (Y COMPRIS RESSOURCES PROPRES)

	2008	2008	2007	2007	2006	2006
<i>Exercice clos le 31 décembre</i>	TWh	(%)	TWh	(%)	TWh	(%)
Norvège	144,1	21,9 %	132,6	21,5 %	135,0	21,1 %
Russie	97,1	14,8 %	95,7	15,5 %	101,2	15,8 %
Pays-Bas	93,4	14,2 %	94,9	15,4 %	100,9	15,8 %
Algérie	101,7	15,5 %	105,9	17,2 %	94,7	14,8 %
Égypte	55,6	8,4 %	53,2	8,6 %	53,7	8,4 %
Royaume-Uni	24,3	3,7 %	23,0	3,7 %	24,5	3,8 %
Libye	20,1	3,1 %	19,3	3,1 %	18,8	3,0 %
Nigeria	5,4	0,8 %	6,4	1,0 %	5,0	0,8 %
Allemagne	3,1	0,5 %	3,7	0,6 %	2,2	0,4 %
Autres sources ^(a)	113,4	17,2 %	82,3	13,3 %	103,2	16,1 %
TOTAL	658,1	100 %	617,0	100,0 %	639,2	100,0 %

(a) Achats sur les marchés court terme et gaz de mines.

Achats de gaz

La BU Approvisionnements met au service du développement du Groupe l'un des portefeuilles de contrats à long terme les plus importants et diversifiés d'Europe. Ces contrats offrent au Groupe la visibilité nécessaire pour assurer son développement et la sécurité de ses approvisionnements, et constitue un atout majeur sur le marché du gaz naturel en Europe.

L'équilibre de ce portefeuille est assuré pour partie par des achats sur les marchés court terme *via* Gaselys. La BU Approvisionnements ajuste ainsi ses approvisionnements aux besoins du Groupe en optimisant ses coûts d'achat.

Les contrats à long terme optimisés par la BU Approvisionnements ont en général une durée de l'ordre de 20 ans. Au 31 décembre 2008, la durée moyenne résiduelle de ces contrats long terme (pondérée par les volumes) était de 15,5 ans (stable par rapport à 2007). Aucun contrat significatif n'arrive à échéance au cours des cinq prochaines années.

Suivant la pratique de marché, les contrats d'achat de long terme contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minima 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 cependant des

clauses de flexibilité de type *make-up* ou *carry forward*, c'est-à-dire des 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 minima applicables à ces années (*carry forward*).

Les prix des contrats sont indexés (mensuellement ou trimestriellement) sur des produits énergétiques par lesquels le gaz est directement ou indirectement substituable (principalement des produits pétroliers). De plus, ces contrats prévoient la révision périodique (deux à quatre ans) du prix et de la formule d'indexation pour prendre en compte les évolutions survenues sur le marché. La plupart des contrats prévoient également la possibilité de réviser exceptionnellement les prix en dehors des révisions périodiques. Certains contrats prévoient en outre la possibilité de modifier d'autres stipulations contractuelles en cas de survenance d'événements exceptionnels affectant l'équilibre économique des contrats (*hardship*). Les parties sont alors tenues de négocier de bonne foi et peuvent, en cas de désaccord, recourir à l'arbitrage.

Les contrats d'approvisionnement stipulent un ou plusieurs points de livraison. Les points de livraison du gaz livré par gazoduc sont répartis sur l'ensemble du système de transport européen et, dans le cas du GNL, majoritairement positionnés aux points de chargement des navires dans les usines de liquéfaction des fournisseurs.

Les quantités minimales que la branche Global Gaz & GNL (BU Approvisionnements et GNL, hors filiales) est obligée de prendre au titre des contrats à long terme s'élèvent à 524 TWh pour 2009, 2 203 TWh pour la période s'étendant de 2010 à 2013, et 6 179 TWh pour 2014 et au-delà.

Réservation de capacités de court et long termes

Grâce à des contrats de réservation de capacité de court et long termes, la BU Approvisionnements dispose, en aval des points de livraison, de moyens d'acheminement terrestre et maritime et de réception de gaz. Elle détient aujourd'hui les droits d'utilisation nécessaires à l'exécution de ses contrats d'approvisionnement. Par ailleurs, le Groupe détient des participations dans des infrastructures de transit/transport international de gaz.

Hors de France, ces droits et/ou participations concernent notamment MEGAL (Mittel Europa Gas Leitung) en Allemagne, WAG (West-Austria Gasleitung) en Autriche, SEGEO (Société Européenne du Gazoduc Est-Ouest) et TSA (Transport Supply Agreement) en Belgique, Interconnector entre le Royaume-Uni et le continent européen, ainsi que des réservations de capacités de transport en Europe (notamment aux Pays-Bas, en Belgique, en Autriche, en Allemagne et en Italie) pour l'acheminement (entre autres) des gaz hollandais, norvégien, russe et libyen de son portefeuille de contrats. Par ailleurs, la BU Approvisionnements a souscrit des droits d'accès dans les terminaux méthaniers d'Isle of Grain au Royaume-Uni, de Carthagène et Huelva en Espagne. Elle gère par ailleurs les capacités détenues par le Groupe dans le terminal de Zeebrugge.

Relations avec les grands fournisseurs de gaz

La BU Approvisionnements a établi des relations de long terme avec les fournisseurs traditionnels du Groupe par le biais de contrats d'approvisionnement. Ces relations peuvent s'enrichir de partenariats revêtant diverses formes et impliquant d'autres

entités du Groupe. Ainsi dans le cadre de l'activité Exploration-Production ont été noués des partenariats avec des sociétés britanniques, norvégiennes, néerlandaises et algériennes dont des participations dans les usines de production de GNL de Snøhvit (Norvège) et d'Idku (Égypte). Un protocole stratégique a été signé avec Sonatrach donnant naissance en 2001 à une société de commercialisation commune (MedLNG&Gas). La coopération fructueuse avec Gazprom dans le domaine du GNL entamée en 2005 permet d'envisager des partenariats dans ce secteur en fort développement.

À noter que la BU Approvisionnements a récemment consolidé le portefeuille d'approvisionnement auprès de ses fournisseurs traditionnels et d'autres pour répondre à la croissance future du Groupe en Europe. Pour mémoire :

- en 2006, les contrats de fourniture de gaz conclus avec Gazprom ont été renouvelés jusqu'en 2030 ;
- fin 2007, Gaz de France a renouvelé ses contrats d'approvisionnement en GNL algérien jusqu'en 2019 ;
- dans le cadre de la cession de Distrigaz consécutive à la fusion de Gaz de France et de SUEZ, 2008 a vu la conclusion de contrats d'approvisionnement avec ENI qui prévoient notamment la livraison de 4 milliards de m³ par an de gaz en Italie sur 20 ans et une option pour 2,5 milliards de m³ de gaz sur 11 ans en Allemagne.

Gestion optimisée des approvisionnements du Groupe

Aucun contrat d'approvisionnement n'étant adossé à un client ou à un groupe de clients particuliers, la BU Approvisionnements gère son portefeuille de gaz naturel, sur les différents marchés européens du Groupe, de façon à optimiser le coût global de son approvisionnement.

Les approvisionnements sont fondés en premier lieu sur des contrats à long terme. Ces contrats prévoient, au bénéfice de l'acheteur, une certaine flexibilité dans les volumes de livraison. La BU Approvisionnements optimise la gestion de son portefeuille d'approvisionnement, tant en volumes qu'en prix, en tirant notamment profit de la diversité de son portefeuille de contrats.

Ces approvisionnements de long terme sont complétés par des achats de court ou moyen terme auprès des fournisseurs de long terme ou d'autres négociants, et ce, afin d'ajuster plus finement les ressources au développement des ventes tout en tirant parti des diverses opportunités de marché.

Les activités de court terme permettent notamment de compléter ou d'alléger le portefeuille d'approvisionnement. Au travers de Gaselys, la BU Approvisionnements intervient sur les marchés spot (notamment, pour le gaz, le National Balancing Point au Royaume-Uni, le Hub de Zeebrugge en Belgique et le Title Transfer Facility aux Pays-Bas et les Points d'Échange Gaz en France et en Allemagne), réalise des opérations d'arbitrage en intervenant à l'achat et à la vente sur les marchés de court terme, et effectue des opérations d'achat et de vente de produits dérivés liés à l'énergie.

La présence significative de la BU Approvisionnements sur les marchés de court terme facilite également la gestion des aléas de livraison des chaînes d'approvisionnement de long terme. La BU Approvisionnements en collaboration avec Gaselys contribue au développement de la liquidité sur le marché français du gaz en participant activement au développement des échanges sur Powernext.

Par ailleurs, la BU Approvisionnements réalise des ventes à court et long termes à des opérateurs gaziers européens. Le tableau ci-dessous présente l'évolution des ventes aux opérateurs et sur les marchés de court terme pour chacun des trois derniers exercices.

TWh	Exercices clos le 31 décembre		
	2008	2007	2006
Ventes opérateurs	34,0	40,8	47,6
Ventes marchés de court terme	45,4	35,7	42,4
TOTAL	79,4	76,5	90,0

En complément des optimisations entre contrats et du recours aux opérations de court et moyen termes, elle utilise les capacités de stockage réservées dans les stockages souterrains comme outil de gestion. 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 à ses clients dans le respect des obligations légales qui s'imposent à tous les fournisseurs de gaz naturel : en France, l'entreprise doit être en mesure de livrer tous ses clients fermes dans le cas de rigueurs climatiques ne se rencontrant statistiquement pas plus de deux fois par siècle – risque dit « 2 % ».

La BU Approvisionnements assure par ailleurs, pour des opérateurs tiers, au titre de contrats à long terme (pouvant aller au-delà de 2025), les prestations suivantes :

- relivraison à la frontière espagnole (Col de Larrau), à Statoil-Hydro, Shell, Total et Conoco d'un volume de gaz norvégien allant jusqu'à 2,4 milliards de m³ par an, livré à GDF SUEZ dans le nord de la France (Taisnières) ;
- relivraison à la frontière suisse (Oltingue) à ENI d'un volume de gaz norvégien allant jusqu'à 6,5 milliards de m³ par an, livré par cette société dans le nord de la France à GDF SUEZ (à Dunkerque et/ou Taisnières) ;
- enfin, dans le cadre d'un contrat d'échange de gaz de long terme conclu avec ENEL, GDF SUEZ reçoit à Montoir-de-Bretagne le GNL nigérian de l'électricien italien (3,5 milliards de m³ par an) et lui restitue en différents points du réseau européen (notamment à la frontière austro-slovaque et dans le terminal méthanier italien de Panigaglia) un volume de gaz équivalent à partir de son propre portefeuille d'approvisionnement.

4 Position concurrentielle

La BU Approvisionnements pilote l'un des portefeuilles d'approvisionnement les plus diversifiés d'Europe en ce qui concerne l'origine géographique des contrats, sécurisé par la part importante de contrats de long terme.

La compétitivité et la flexibilité du portefeuille gaz sont assurées :

- par la centralisation des achats de gaz ;
- par la capacité de la BU Approvisionnements à accéder aux marchés pour équilibrer le bilan et optimiser le mix d'approvisionnement long terme et court terme ;

- par le mécanisme de révision de prix périodique des contrats long terme ;
- par la multiplicité des points de livraison et des capacités de transport détenues par la BU Approvisionnements en Europe.

5 Stratégie – Développement

La BU Approvisionnements met en œuvre la stratégie d'approvisionnement du Groupe consistant à construire un portefeuille sécurisé, compétitif et flexible au service de l'ensemble des commercialisateurs et transformateurs d'énergie du Groupe :

- en couvrant une part importante des besoins du Groupe par des contrats d'approvisionnement long terme ;
- en maintenant, voire en développant la diversification géographique du portefeuille de ressources contractées, en conservant, notamment une part importante du portefeuille en ressources GNL ;
- en faisant appel aux marchés ou à des ressources de court terme pour conserver des souplesses de gestion pour faire face aux aléas de demande et répondre aux besoins spécifiques de certains clients ;
- en disposant de capacités de transport et de stockage de gaz à travers l'Europe et de voies diversifiées d'acheminement vers les différents marchés du Groupe.

En liaison avec les autres BU de la Branche ou du Groupe, la BU Approvisionnements poursuit le développement de partenariats stratégiques avec de grands fournisseurs.

6.1.3.1.3.4 BU GNL

1 Position du Groupe GDF SUEZ dans le GNL

- 1^{er} importateur européen de GNL (source GIIGNL, 2007) ;
- 3^e importateur mondial de GNL (source GIIGNL, 2007) ;
- leader sur le bassin atlantique ;
- gestion d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement de long terme en provenance de cinq pays en 2008 (six à partir de 2009), dont trois d'usines de liquéfaction dans lesquelles le Groupe a une participation (Atlantic LNG, Idku, Snøhvit) ;
- capacités de regazéification dans quatre pays européens (France, Belgique, Espagne, Royaume-Uni), aux États-Unis (Nouvelle-Angleterre, golfe du Mexique) et au Chili (à partir de 2009) ;

- flotte à fin 2008 de 16 navires (en propriété ou affrétés) ; cinq navires en construction affrétés à long terme.

2 Missions de la BU

La BU GNL de la Branche Global Gaz & GNL de GDF SUEZ, fruit de l'intégration de l'ex-Direction GNL de Gaz de France et de SUEZ Global LNG (filiale à 100 %), a pour mission de mener à bien le développement de l'activité GNL, de gérer l'ensemble des contrats d'approvisionnement GNL du Groupe et d'affrètement de navires, ainsi que d'optimiser la valeur de ce portefeuille par une gestion active des positions.

GDF SUEZ entend continuer à participer activement à la croissance de l'industrie du GNL en développant et diversifiant ses sources d'approvisionnement et ses marchés et en investissant dans les infrastructures correspondantes, de façon à sécuriser ses approvisionnements et à pouvoir opérer à une échelle significative sur les marchés internationaux.

3 Description de l'activité

L'ensemble de la compétence de GDF SUEZ sur la chaîne GNL, de la production à l'importation et la commercialisation, en passant par l'exploitation de terminaux de regazéification et le transport maritime, lui permet de tirer parti du fort développement que connaît cette industrie. Le commerce du GNL fait en effet l'objet d'une croissance rapide, très supérieure à celle des échanges par gazoduc, et qui s'inscrit dans un contexte mondial.

Le GNL permet au Groupe d'accéder à de nouvelles ressources en gaz et contribue à la diversification de ses approvisionnements. Grâce à la possibilité de modifier la destination des navires méthaniers, le GNL apporte une souplesse additionnelle à la gestion du portefeuille d'approvisionnements et permet de saisir des opportunités d'optimisation et d'arbitrage. Le développement de l'activité GNL s'inscrit en cohérence, au sein de la Branche, avec celui de la BU Exploration-Production et de la BU Approvisionnements et, en liaison avec la Branche Énergie Europe & International, avec celui des marchés aval du Groupe.

a) Approvisionnement en GNL

L'essentiel du GNL est acheté FOB⁽¹⁾ sur une base de long terme par GDF SUEZ. En 2008, les engagements contractuels annuels étaient :

- 119 TWh de GNL algérien ;
- 55 TWh de GNL égyptien ;
- 6 TWh de GNL du Nigeria (contrat DES⁽²⁾) ;
- 68 TWh de GNL en provenance de Trinité-et-Tobago⁽³⁾.

En 2008 ont débuté les livraisons en provenance de Norvège (7,5 TWh par an).

En 2009 devraient débuter les livraisons en provenance du Yémen (39 TWh par an).

Des accords existent pour d'autres approvisionnements ultérieurs (liés en particulier au projet Brass LNG au Nigeria).

Par ailleurs, dans le cadre d'un accord de long terme, Shell livrera à GDF SUEZ un total de 10 milliards de m³ de gaz sous forme de GNL (soit environ 115 TWh) sur la durée de l'accord, à partir de 2014 au plus tard.

b) Destination du GNL

Les déchargements sont réalisés principalement :

- dans les terminaux méthaniers français de Montoir-de-Bretagne et de Fos-Tonkin (et Fos-Cavaou à partir de 2009) ;
- dans les autres pays d'Europe principaux importateurs de GNL :
 - terminaux de Huelva et Carthagène en Espagne,
 - terminal de Panigaglia en Italie,
 - depuis fin 2008 : extensions des terminaux de Zeebrugge en Belgique et d'Isle-of-Grain au Royaume-Uni ;
- dans les terminaux américains d'Everett près de Boston (complété par celui de Neptune, terminal flottant également près de Boston, à partir de fin 2009) et de Penuelas à Puerto Rico. Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans les terminaux de Sabine Pass et de Freeport⁽⁴⁾ dans le golfe du Mexique et mettra en service le terminal de Mejillones au Chili à la fin 2009.

En outre, GDF SUEZ a, en 2008, livré des cargaisons spot ou de court terme à des clients variés au Japon, en Corée, en Inde, en Grèce, en Espagne et au Mexique.

c) Transport maritime

Pour répondre à ses besoins de transport maritime, GDF SUEZ utilise une flotte de navires méthaniers dont il adapte le dimensionnement pour faire face tant à ses engagements de long terme qu'aux opportunités ponctuelles. Les durées d'affrètement varient ainsi de quelques jours à vingt ans. À fin 2008, la flotte de GDF SUEZ comprenait 16 navires méthaniers :

- 5 navires méthaniers dont il est propriétaire (4 navires) ou copropriétaire (1 navire) :
 - 40 000 m³ (propriété du Groupe),
 - *SUEZ Matthew* – 126 500 m³ (propriété du Groupe),
 - *Provalys* – 154 500 m³ (propriété du Groupe),
 - *Gaz de France energy* – 74 000 m³ (propriété du Groupe),
 - *Gaselys* – 154 500 m³ (détenu à 60 % par le groupe NYK et à 40 % par le Groupe) ;
- ainsi que 11 autres navires méthaniers en affrètement auprès d'armateurs tiers.

Au cours des années 2009 et 2010, GDF SUEZ disposera de cinq nouveaux navires en affrètement de long terme pour répondre aux besoins du contrat d'approvisionnement yéménite et pour livrer des cargaisons au terminal flottant de Neptune (qui requiert des navires regazéificateurs) et au terminal de Mejillones au Chili. Ces navires

(1) Free on board.

(2) Delivered ex-ship.

(3) Le contrat de Trinité-et-Tobago, porté contractuellement par GDF SUEZ LNG North America, est géré opérationnellement par la BU GNL.

(4) Freeport : à partir de 2010.

sont actuellement en construction dans différents chantiers navals asiatiques :

- BW SUEZ Brussels – 162 400 m³ ;
- BW SUEZ Paris – 162 400 m³ ;
- SUEZ Point Fortin – 154 200 m³ ;
- SUEZ Neptune – 142 800 m³ (navire regazéifieur) ;
- SUEZ Cape Ann – 142 800 m³ (navire regazéifieur).

Dans le domaine du transport maritime, GDF SUEZ est également actionnaire à 80 % (l'armateur japonais NYK détenant les 20 % restants) de la société Gazocéan, qui assure la gestion des navires *Tellier*, *Gaselys*, *Provalys* et *Gaz de France energy*. Le Groupe est par ailleurs actionnaire à hauteur de 40 % de la société Gaztransport & Technigaz (GTT), concepteur de systèmes de confinement des cuves de méthaniers développant les techniques d'isolation des cuves de méthaniers de type «membranes» qui équipaient 61 % des navires méthaniers en opération dans le monde et 80 % des navires en commande à fin octobre 2008 (source : BS/LNG World Shipping).

d) Investissements dans les infrastructures

Pour accompagner et faciliter son développement dans le négoce mondial du GNL, le Groupe GDF SUEZ investit également dans les infrastructures de production (usines de liquéfaction) ou de réception (terminaux de regazéification) du GNL.

Le Groupe détient ainsi une participation :

- de 10 % dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité-et-Tobago ;
- de 5 % dans le train 1 de l'usine d'Idku en Égypte ;
- de 12 % dans l'usine de Melkøya (liée au gisement de Snøhvit) en Norvège.

En matière de terminaux de réception GNL, le Groupe est propriétaire des terminaux français de Montoir-de-Bretagne et de Fos-Tonkin et du terminal d'Everett aux États-Unis. Il détient également les participations suivantes :

- 60 % dans le terminal belge de Zeebrugge ;
- 69,7 % dans le terminal français de Fos-Cavaou (en cours de construction) ;
- 10 % dans la société indienne Petronet LNG Ltd. qui possède le terminal de Dahej et construit celui de Kochi ;
- 50 % dans la société GNL Mejillones qui construit un terminal dans le nord du Chili.

GDF SUEZ participe également aux projets de terminaux de Rabaska au Québec et de Jurong à Singapour, et envisage de développer un projet de terminal flottant en Italie (Triton).

GDF SUEZ est actif dans le développement de techniques de production ou de réception flottantes. Outre les terminaux Neptune et Triton, cités ci-dessus, il a signé en 2008 une lettre d'intention avec la Société Nationale d'Hydrocarbures du Cameroun en vue de développer un schéma d'exportation de GNL comprenant le cas échéant la construction d'une usine de liquéfaction flottante.

En matière de terminaux méthaniers, la BU GNL gère les participations du Groupe dans la société Petronet LNG Ltd., dans les projets de terminaux de Rabaska et de Singapour ; elle cogère avec la Branche Énergie Europe & International le projet Triton en Italie.

4 Position concurrentielle

Sur la base des chiffres 2007 (source : GILGNL), GDF SUEZ est le troisième importateur mondial, le premier importateur européen et le deuxième importateur américain de GNL.

5 Stratégie / Développement

Principales orientations stratégiques de la BU GNL :

- développer et diversifier le portefeuille d'approvisionnement grâce à des partenariats stratégiques avec des fournisseurs et des producteurs importants et en développant des projets intégrés impliquant les aspects E&P, liquéfaction et approvisionnement ;
- développer ses marchés (marchés de niche, etc.) en collaboration étroite avec les autres entités du Groupe (Branche Énergie Europe & International en particulier) ;
- créer de la valeur additionnelle grâce à l'optimisation physique du portefeuille et en profitant des différences de prix entre les marchés (arbitrage) avec le support de Gaselys ;
- investir dans les infrastructures GNL dans l'amont (usines de liquéfaction terrestres ou flottantes) afin d'accéder à la ressource et dans l'aval (terminaux de regazéification).

6.1.3.1.3.5 Gaselys

Filiale de GDF SUEZ (51 %) et de Société Générale (49 %), Gaselys est l'un des tout premiers acteurs du *trading* de gaz naturel en Europe. Créée en 2001 pour accompagner la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité, elle a développé une plate-forme multi-sous-jacents et multi-marchés et intervient sur tous les composants du mix énergétique : gaz naturel, électricité, pétrole et produits raffinés, charbon, quotas d'émissions de CO₂ et certificats verts.

Gaselys propose au Groupe et à ses clients, ainsi qu'à ses propres clients directs, trois grands types de services :

- un accès aux marchés de court terme ;
- des solutions de couverture permettant de gérer l'exposition aux fluctuations des cours de l'énergie (*risk management*) ;
- des solutions d'optimisation d'actifs physiques (gestion des flexibilités des capacités de production, de transport ou de stockage) ou contractuels (flexibilités des contrats d'achat ou de vente) en gaz ou en électricité.

Sur la base de ses activités de *trading* physique et financier, Gaselys contribue à améliorer la compétitivité des différents segments d'activité du Groupe : optimisation du portefeuille de ressources gaz en Europe – gaz produit par l'Exploration-Production, contrats d'approvisionnement de long terme, transactions spot de GNL –, stratégies de couverture marché pour la production d'électricité.

Gaselys construit avec les équipes commerciales de GDF SUEZ des offres d'ingénierie de prix (*risk management*) innovantes qui permettent d'inclure dans les contrats de fourniture de gaz aux grands consommateurs des formules de prix adaptées à leur profil de risques : offres de prix fixes, indexations particulières, structures

de prix incluant des options de vente ou d'achat visant à se couvrir contre des variations défavorables des cours.

Par ailleurs, Gaselys développe une franchise commerciale propre constituée de tous les types d'acteurs de la sphère énergétique, des producteurs d'énergie aux grands consommateurs, et d'intervenants financiers.

Enfin Gaselys mène pour compte propre des activités de *trading* directionnel et de *trading* d'optimisation sur actif (*asset-backed trading*). Les prises de position visent pour l'essentiel à exploiter les marges d'arbitrage entre les cours des différentes énergies (gaz, électricité, pétrole et charbon) et à valoriser les anticipations de prix.

Gaselys est principalement active sur les places de marché européennes :

Gaz

NBP au Royaume-Uni, Hub de Zeebrugge en Belgique, TTF aux Pays-Bas, BEB et EGT en OTC et bourse EEX en Allemagne, PEG et Powernext Gas en France⁽¹⁾, Baumgarten (Central European Gas Hub), PSV en Italie et Nymex aux États-Unis (pour la couverture de transactions GNL).

Électricité

Royaume-Uni (notamment UK Power Exchange), France (notamment Powernext), Allemagne (notamment EEX), Belgique (notamment Endex et Belpex), Pays-Bas (Endex et APX) et Espagne (OMEL).

Pétrole

Références de pétrole brut ou raffiné en Europe, aux États-Unis et JCC en Asie (transactions financières uniquement).

Charbon

Marché nord-ouest européen et autres références (transactions financières uniquement).

CO₂

EUA (European Union Allowances) et CER (Certified Emission Reductions).

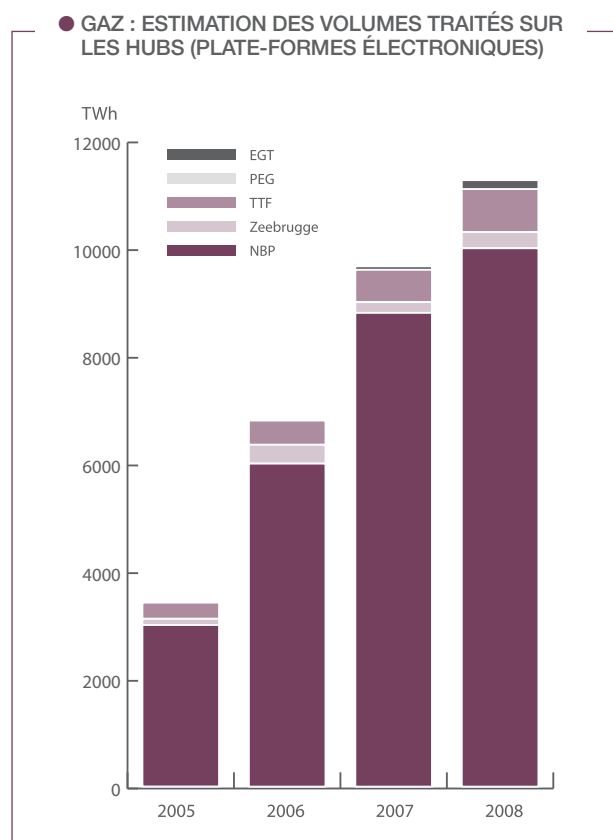
Certificats verts

Système de Certificats d'Énergie Renouvelable (RECS) et garanties d'origine en Europe.

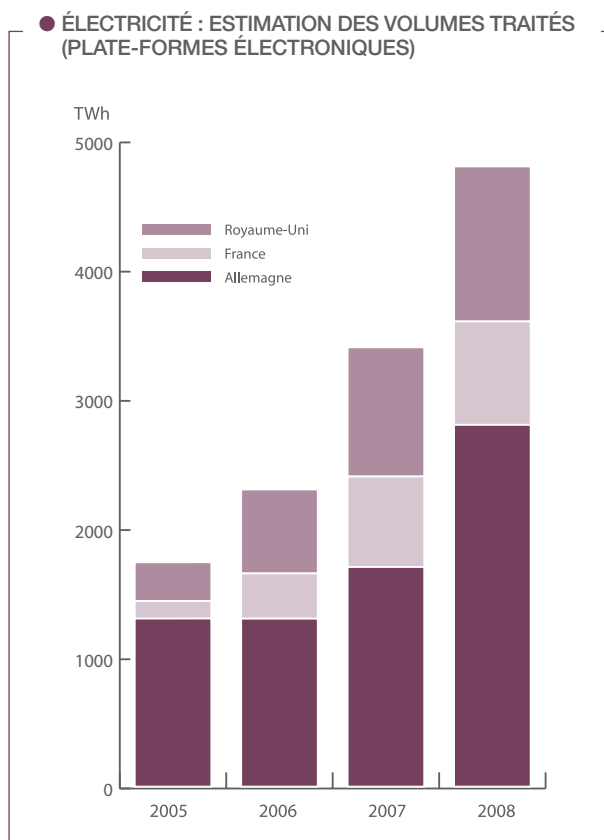
Gaselys traite sur certains de ces marchés en OTC *clearé*, c'est-à-dire sur la base de transactions bilatérales avec des contreparties, mais dont le règlement s'opère via une chambre de compensation, afin de réduire l'exposition au risque de crédit.

En 2008, le volume traité par Gaselys, tous sous-jacents confondus, a augmenté de 51 % par rapport à 2007.

Les volumes de transaction relevés sur les principaux marchés du gaz et de l'électricité sur 2008 en Europe tendent à montrer que leur niveau de liquidité n'a pas été affecté par la crise financière et le ralentissement économique (voir graphes ci-dessous).



Source : courtiers & Gaselys.



(1) En novembre 2008, la Bourse Powernext Gas Spot & Futures a été lancée en France. Gaselys y joue un rôle d'animateur de marché.

2008 a été cependant une année de chocs et d'extrêmes :

- les prix des matières premières ont connu des pics historiques au premier semestre pour s'effondrer à partir du mois d'août ;
- la crise déclenchée par la faillite de Lehman Brothers et l'assèchement généralisé du crédit sont devenus au cours du troisième trimestre la problématique majeure des acteurs du secteur.

La robustesse de son modèle, et plus particulièrement de son dispositif de gestion des risques, a permis à Gaselys de poursuivre son développement à un rythme soutenu, tout en mettant en place les actions et les renforcements des procédures lui permettant de faire face au resserrement des contraintes.

Gouvernance et pilotage des risques

À sa création, Gaselys s'est vue octroyer le statut de prestataire de services d'investissement (PSI) par le Comité des établissements de crédit et des entreprises d'investissement (CECEI) et est contrôlée, en conséquence, par la Commission bancaire et l'AMF.

Gaselys a développé une culture solide de maîtrise des risques impliquant une gestion et un contrôle stricts des risques de marché, de crédit, de liquidité et de risques opérationnels et réglementaires.

Le dispositif de contrôle des risques s'appuie sur une forte implication de ses actionnaires, GDF SUEZ et Société Générale. Il est piloté par le Conseil d'Administration, composé de *top managers* de chaque maison mère. Le Conseil a mis en place divers comités de contrôle qui s'assurent que l'activité est menée conformément aux objectifs qu'il a définis – Comité d'Audit, Comité des Risques et Comité Nouveaux Produits.

Gaselys renforce et structure ses fonctions de support de manière continue pour améliorer, d'une part, la mesure et le contrôle des risques et, d'autre part, le Contrôle interne.

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), l'équipe de contrôleurs des risques en salle de Gaselys 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 test*).

En matière de **risques de crédit**, la politique est fixée par les maisons mères, qui accordent des lignes contrepartie par contrepartie. Les limites sont définies sur la base des modèles de *Credit VaR*. La réduction de ces risques s'opère *via* la mise en place de différents outils : contrats de *netting* et d'appels de marge, obtention de garanties à première demande et de garanties maisons mères...

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

Le **risque de liquidité** est couvert par des lignes de crédit et des lignes actionnaires. Il est appréhendé au travers de scénarios 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 Gaselys aux différents risques liés à son activité sont réalisés sur une base quotidienne, toute limite atteinte étant signalée à la Direction Générale et au Comité des Risques.

Conformément à la réglementation Bâle II, Gaselys suit les besoins en fonds propres induits par ses risques de marché, de crédit et opérationnels sur une base quotidienne et les reporte auprès de la Commission Bancaire.

En termes de **Contrôle interne et de conformité**, le respect par les collaborateurs des règles et procédures en vigueur pour toutes opérations traitées (notamment le principe de séparation des tâches, la délimitation des responsabilités, le rapprochement entre informations) fait l'objet d'une vérification régulière. Par ailleurs, le responsable du Contrôle interne et de la conformité est chargé, entre autres, de mener des missions de contrôle et d'assurer le suivi des recommandations des missions de contrôle et d'audit. Le département crédit est en charge de l'organisation de la lutte contre le blanchiment et de la réalisation de *due diligences* lors de l'entrée en relations d'affaires avec un tiers.

Le responsable du Contrôle interne et de la conformité a élaboré un code de conduite et un manuel de déontologie qui rassemblent les règles de bonne conduite et les principes essentiels que l'ensemble du personnel de Gaselys doit respecter. Il forme, conseille et assiste les collaborateurs et s'assure du respect de ces règles.

L'efficacité de l'ensemble du cadre de maîtrise des risques est testée régulièrement par le biais d'audits diligents par les auditeurs des maisons mères et les autorités de tutelle bancaire.

En tant qu'acteur majeur du *trading* d'énergie en Europe, Gaselys est activement engagée au sein de groupes de travail et d'associations professionnelles (ISDA, EFET...)⁽¹⁾, pour promouvoir les bonnes pratiques de *trading* et travailler à leur harmonisation en Europe.

6.1.3.1.3.6 BU Ventes Grands Comptes

1 Principaux indicateurs-clés

- Environ 200 TWh de gaz naturel ont été vendus par la BU Grands Comptes à ses clients en 2008.
- Plus de 300 clients répartis sur plus de 1 000 sites en Europe continentale constituent le segment des Grands Comptes
- Les ventes ont été réalisées en Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, France, Italie, Luxembourg et Pays-Bas ⁽²⁾. Les ventes au Benelux et en France représentent près de 80 % des volumes vendus.

(1) ISDA: *International Swaps and Derivatives Association*, EFET: *European Federation of Energy Traders*.

(2) Des développements sont en cours vers des pays d'Europe de l'Est et d'Europe Centrale.

● ÉVOLUTION DES VOLUMES VENDUS PAR PAYS (Y COMPRIS INTRA-GROUPE)

TWh	2005	2006	2007	2008
France	123,8	109,1	94,7	105,9
Belgique et Luxembourg	21,2	25,4	20,7	23,7
Pays-Bas	20,2	21,0	20,8	25,9
Italie	16,9	21,0	21,5	24,7
Espagne	5,2	6,2	5,1	2,2
Allemagne	6,7	8,7	9,5	16,1
Autriche ^(*)	-	-	-	0,3

* Les ventes en Autriche ne sont pas consolidées sur l'exercice 2008 dans les comptes de la BU Ventes aux Grands Comptes mais dans ceux de la BU Approvisionnements. Source : GDF SUEZ.

2 Missions de la BU

La BU Ventes Grands Comptes a en charge la commercialisation d'offres d'énergie (gaz et électricité) et de services énergétiques associés auprès des grands comptes européens du Groupe.

Face à un environnement en constante évolution, elle assure la veille concurrentielle sur ses marchés, définit le positionnement commercial par segment de clients et élabore des offres adaptées aux besoins des clients en anticipant les évolutions du marché.

Elle assure le montage d'offres complexes et personnalisées, en particulier en matière d'optimisation énergétique, contribuant ainsi à la performance économique des clients.

Elle coordonne l'action commerciale auprès des grands comptes pan-européens en étroite collaboration avec les équipes commerciales des Branches Énergie Europe & International et Énergie France. Des équipes commerciales locales implantées en Europe assurent la proximité auprès des clients.

3 Description de l'activité

Les clients du Groupe appartenant à la catégorie des Grands Comptes sont segmentés ainsi :

- Cible prioritaire :
 - les comptes pan-européens : il s'agit de grands groupes européens (essentiellement industriels) présents dans au moins deux des pays desservis ;
 - les grands clients nationaux.

Ces clients ont un comportement spécifique : ils disposent d'une structure d'achat d'énergie européenne et/ou ont besoin d'offres «sur mesure» complexes.

- Cibles complémentaires :
 - les distributeurs ;
 - les producteurs d'électricité.

Globalement, les Grands Comptes sont au nombre de 800 (300 clients et 500 prospects). Ils sont répertoriés dans une liste mise à jour régulièrement par les trois Branches du groupe en charge de la commercialisation sur ce segment.

GDF SUEZ propose à ces clients des offres «sur mesure» qui incluent la vente de gaz et d'électricité, ainsi que :

- des offres de gestion de risques et d'ingénierie de prix, en s'appuyant notamment sur les compétences de la filiale de *trading* Gaselys. Ainsi, la BU Grands Comptes est en mesure d'offrir à ses clients des prix fixes ou des prix indexés pour une période déterminée, ainsi que des prestations leur permettant de gérer de manière dynamique le prix de leurs achats d'énergie au cours de l'année ;
- des offres combinant énergie et optimisation des performances, grâce à l'appui de la Branche Énergie Services, telles que :
 - la gestion ou l'optimisation des installations de chauffage ou de consommation d'énergie pour accompagner la vente de gaz,
 - la vente combinée de gaz et d'électricité, voire de vapeur, en optimisant le fonctionnement des actifs décentralisés de production d'électricité que peuvent posséder les clients ou dont ils souhaitent se doter. Dans ce dernier cas, la prestation inclut, le cas échéant et souvent sous forme partenariale, la construction, le financement et l'exploitation d'unités de production d'électricité (cogénération, trigénération, voire cycles combinés).

Suite à la fusion GDF SUEZ, une organisation commerciale trans-branches a été mise en place pour la commercialisation conjointe d'énergie et de services associés à ces très grands clients, sous une marque unique, GDF SUEZ Global Energy (*cf. infra*).

4 Position concurrentielle

Les offres auprès des grands clients industriels et commerciaux ont permis à GDF SUEZ de conserver une part de marché importante sur ses marchés historiques et de s'établir comme un nouvel entrant majeur sur les marchés les plus importants d'Europe continentale. Le Groupe GDF SUEZ s'affirme ainsi comme un acteur de taille sur le marché européen.

Le taux de pénétration dans les différents marchés varie en fonction de nombreux facteurs, dont l'environnement réglementaire ainsi que les possibilités concrètes d'accès aux infrastructures de transport nécessaires à l'acheminement du gaz.

Stratégie

La Branche Infrastructures entend :

- développer les infrastructures pour accompagner la croissance des marchés européens du gaz naturel, en favorisant la flexibilité de l'alimentation par de multiples sources participant ainsi à la compétitivité du gaz et à sa sécurité d'approvisionnement ;
- faciliter le partage des meilleures pratiques dans chacun des métiers et entre métiers de la Branche, des meilleurs systèmes d'information, des meilleures technologies ;
- assurer de façon pérenne les besoins et l'expertise des ressources humaines de la Branche ;
- atteindre l'excellence en termes de sécurité et de fiabilité.

La Branche estime qu'elle investira de 1,5 à 2 milliards d'euros par an sur les 10 prochaines années pour servir ces ambitions.

Contexte réglementaire et juridique (voir aussi chapitre 6.1.3.1.4.7 «Environnement législatif et réglementaire des activités d'infrastructures en France»).

La mise en œuvre des directives européennes amène le Groupe à réaliser ses activités dans un contexte profondément transformé.

L'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz à la concurrence s'est faite progressivement, aboutissant à l'ouverture totale des marchés, le 1^{er} juillet 2007, date depuis laquelle l'ensemble des consommateurs a la liberté de choisir son fournisseur de gaz et d'électricité.

- Instauration, en France, en 2003 d'un droit d'accès régulé des tiers aux réseaux de transport, de distribution et aux installations de regazéification du GNL, qui doit s'exercer de manière transparente et non discriminatoire. L'accès à ces infrastructures s'effectue sur la base de tarifs régulés intégrant pour les activités correspondantes de la Branche des taux de rémunération des actifs variant notamment en fonction de la nature de l'infrastructure exploitée.
- Instauration en France en 2004, d'un droit d'accès des tiers aux installations de stockage, à des conditions négociées⁽¹⁾ de manière transparente et non discriminatoire. Un décret du 21 août 2006 a précisé les règles de détermination, d'attribution, de répartition et d'allocation des capacités de stockage.
- Depuis 2003, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), autorité administrative indépendante, est compétente pour la régulation de l'activité gazière. La CRE est notamment chargée de proposer aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie les tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution et aux infrastructures GNL et de formuler un avis sur les tarifs de vente réglementés de gaz. La loi du 7 décembre 2006 lui confère un pouvoir d'approbation des programmes d'investissements des transporteurs de gaz naturel. Cette loi institue également au sein de la CRE un Comité de règlement des différends et des sanctions et confère à la CRE en matière de gaz un pouvoir réglementaire.

Ainsi, certaines activités de la Branche Infrastructures en France sont régulées par la CRE au travers d'un cadre réglementaire stable et incitatif :

- périodes de régulation de quatre ans : un nouveau tarif distribution est en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2008, jusqu'en 2012 et un nouveau tarif transport est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2009 jusqu'à fin 2012 ;
- mécanisme d'indexation des prix de type «RPI⁽²⁾ – X%», inflation diminuée d'un facteur de productivité ;
- mesures incitatives pour les investissements dans le transport ;
- compte de régularisation pour les éléments non maîtrisables (climat, coûts des combustibles...).

Une nouvelle organisation

La gestion des réseaux de distribution et de transport est confiée respectivement à GrDF, depuis le 31 décembre 2007, et à GRTgaz, depuis début 2005, filiales détenues à 100 % par Gaz de France, puis GDF SUEZ. Conformément aux exigences de la directive 2003/55, la gestion des deux réseaux est indépendante des activités de production et de fourniture du Groupe. Les décisions d'investissement des filiales sont du ressort des Directeurs Généraux de ces filiales. Le Groupe GDF SUEZ conserve néanmoins au travers de la Branche Infrastructures un droit de supervision économique, tel que l'approbation du plan financier annuel du gestionnaire concerné.

Au sein de la Branche Infrastructures de GDF SUEZ, les activités stockage et terminaux méthaniens sont désormais exercées par les deux filiales indépendantes Storengy et Elengy. Elles étaient organisées jusqu'à fin 2008 en deux entités, regroupées managérialement au sein de la Direction des Grandes Infrastructures. Cette organisation répondait déjà aux critères de séparation au regard du reste du Groupe : comptabilité strictement séparée de la comptabilité du reste du Groupe, transparence et non-discrimination au regard de l'ensemble de leurs clients.

La filialisation des terminaux méthaniens en France matérialise l'engagement pris auprès de la Commission Européenne, dans le cadre des remèdes proposés lors de la fusion de Gaz de France et SUEZ. Mais au-delà de ce seul engagement, GDF SUEZ a choisi de réaliser une filialisation simultanée des deux activités stockage et terminaux méthaniens, ce qui permet une organisation :

- plus rationnelle au sein de la Branche Infrastructures, désormais complètement organisée en métiers et en filiales ;
- plus lisible pour l'ensemble des clients et parties prenantes avec une séparation claire et juridiquement formalisée entre activités d'infrastructures ouvertes à tous les clients et les autres activités du Groupe ;
- plus flexible vis-à-vis des perspectives de développement de ces activités en France et à l'international.

Les deux opérations de filialisation ont été approuvées lors de l'Assemblée Générale du 17 décembre 2008. S'agissant de branches complètes d'activité, ces opérations se sont placées sous le régime des scissions, permettant le transfert, à leur valeur comptable, de l'ensemble des droits et obligations de GDF SUEZ

(1) Le tarif est élaboré par l'opérateur, publié et appliqué à tout client dans les mêmes conditions.

(2) RPI : Retail Price Index (indice de prix au détail).

pour ces activités, aux deux nouvelles filiales, Storengy et Elengy, détenues à 100 % par GDF SUEZ. Ces apports partiels d'actifs ont été établis sur la base des comptes au 31 décembre 2007. Ils s'effectuent avec effet comptable rétroactif au 1^{er} janvier 2008, l'effet juridique étant réalisé au 31 décembre 2008.

Depuis le 31 décembre 2008, les activités d'exploitation des terminaux méthaniers de Fos-Tonkin et Montoir-de-Bretagne ainsi que les activités de commercialisation des prestations réalisées par ces terminaux méthaniers s'exercent au sein de la filiale Elengy.

De plus, la participation de GDF SUEZ dans la Société du Terminal Méthanier de Fos-Cavaou (STMFC) a également été cédée à Elengy le 31 décembre 2008. Elengy pilote la construction et assurera l'exploitation du terminal méthanier de Fos-Cavaou. STMFC, filiale à 69,7 % d'Elengy, commercialise directement les capacités du terminal méthanier de Fos-Cavaou.

De même, les activités d'exploitation et de commercialisation des stockages s'exercent depuis le 31 décembre 2008 au sein de la filiale Storengy.

L'organisation qui résulte de ces deux filialisations conduit à structurer la Branche Infrastructures autour de quatre filiales indépendantes contrôlées à 100 % par GDF SUEZ :

- GrDF, société anonyme, gère le réseau de distribution en France ;
- GRTgaz, société anonyme, gère le réseau de transport (gazoducs et stations de compression en ligne) en France, et supervise les autres filiales et participations de GDF SUEZ dans les infrastructures de transport en Europe : GRTgaz Deutschland ou GDF DT et Megal en Allemagne, BOG en Autriche ;
- Storengy, société anonyme, gère les sites de stockage en France et supervise les autres filiales de stockage de GDF SUEZ en Europe ;
- Elengy, société anonyme, gère les terminaux méthaniers de Montoir et Fos-Tonkin. Elengy porte aussi la participation du Groupe dans la Société du Terminal Méthanier de Fos-Cavaou et exploitera le terminal de Fos-Cavaou.

Chaque filiale est dotée de ses moyens propres en termes de maîtrise d'ouvrage de toutes ses activités.

Les fonctions support tertiaires, notamment achats et informatiques, sont assurées par cinq centres de services partagés (CSP) au service du seul périmètre Infrastructures et regroupés dans une unité opérationnelle de Branche.

Gouvernance des filiales et des centres de services partagés (CSP) :

Storengy, Elengy, GrDF et GRTgaz sont dotés d'un Conseil d'Administration et d'une Direction Générale. Le Conseil d'Administration est composé de douze membres, dont neuf nommés par l'Assemblée Générale du Groupe dont deux administrateurs indépendants, et trois représentants des salariés. Le Directeur Général, mandataire social, est le seul responsable opérationnel de la filiale.

Les prestations entre les filiales infrastructures, avec les CSP ou avec la maison mère font l'objet de contrats.

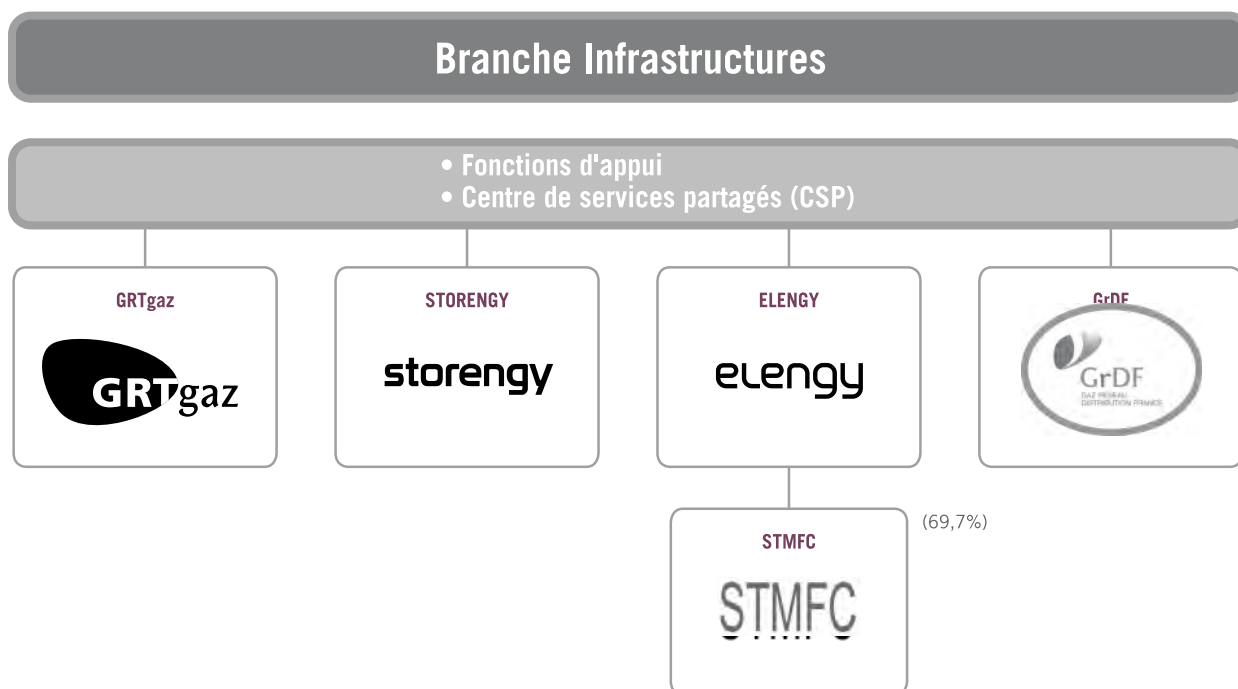
Une unité opérationnelle de Branche exerce la fonction employeur et regroupe les cinq CSP, assurant une maîtrise d'œuvre pour les fonctions de gestion du contrat de travail, de comptabilité, services généraux, informatique et achats.

Chaque CSP est doté d'un Directoire qui regroupe les clients du CSP (GRTgaz, GrDF, Storengy et Elengy) et est présidé par un des clients. Chaque Directoire définit les niveaux de service, en réponse aux besoins des clients, et formate en conséquence les moyens des CSP respectifs. Il pilote et contrôle la prestation, au travers des indicateurs clés de performance dans le cadre d'une maîtrise d'ouvrage assurée par chaque client.

Par ailleurs, la Branche porte les participations du Groupe dans des filiales :

- de transport de gaz en Belgique, Allemagne et Autriche ;
- de stockage en Allemagne, au Royaume-Uni et au Canada ;
- de *terminalling* GNL en Belgique ;
- des entreprises locales de distribution de gaz en France ;
- de transport d'électricité en Belgique.

● SCHÉMA DES PRINCIPALES FILIALES DE LA BRANCHE INFRASTRUCTURES



● POSITIONS MARQUANTES ET CHIFFRES CLÉS CHIFFRE D'AFFAIRES ET EBITDA DE LA BRANCHE

Chiffres pro forma non audités, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires Branche	5 498	5 142	6,9 %
Chiffre d'affaires contributif Groupe	896	650	37,8 %
EBITDA	2 878	2 847	1,1 %

La Branche Infrastructures, leader européen des infrastructures de gaz naturel, assure la gestion, à travers des filiales indépendantes :

- du premier réseau européen de transport de gaz naturel (32 044 km en France et 5 100 km de réseau de transport en Europe avec des participations au capital de plusieurs opérateurs de transport en Europe (Belgique, Allemagne et Autriche) ;
- du premier réseau européen de distribution de gaz naturel (188 637 km en France) ;
- des deuxièmes capacités européennes de stockage de gaz naturel (10,7 Gm³) ;
- des deuxièmes capacités européennes de réception et de regazéification de GNL ;

La Branche Infrastructures emploie 16 725 collaborateurs au 31 décembre 2008.

Faits marquants des activités Infrastructures en 2008

Mars

Vente aux enchères les 6 et 13 mars de capacités additionnelles de stockage pour un montant total de 7 TWh.

Mai

GRTgaz entre au capital de Powernext

GRTgaz acquiert une participation de 5 %, lui permettant de disposer d'un siège au Conseil d'Administration de Powernext.

Juin - Juillet

GRTgaz a attribué la construction de trois nouvelles stations de compression de gaz naturel en 2008

Au terme d'appels d'offres européens, GRTgaz a signé :

- un contrat de plus de 55 millions d'euros portant sur la construction clé en main d'une nouvelle station comportant deux compresseurs de 5 MW entraînés par des moteurs électriques sur le site de Saint-Victor. Le consortium l'ayant emporté est mené par Litwin ;
- un contrat d'environ 180 millions d'euros pour la construction clé en main de deux stations de compression et d'interconnexion comportant chacune deux compresseurs de 10 MW entraînés par des moteurs électriques sur les sites de Fontenay-Mauvoisin et Saint-Avit. L'entreprise en charge de la construction est SNC Lavalin.

Cette nouvelle génération de station contribue à la réduction de l'émission de gaz à effet de serre, notamment en CO₂ et en oxydes d'azote (NOx).

Octobre

Inauguration d'une filiale stockage en Allemagne

Gaz de France Erdgasspeicher Deutschland GmbH (GDF ESD) a été créée fin 2007 afin d'accélérer le développement de l'activité stockage sur le marché allemand et est devenue Storengy Deutschland, le 31 décembre 2008. La filiale exploite quatre stockages représentant ensemble une capacité utile commercialisable de 320 millions de m³, soit 2 % du marché allemand.

50 expéditeurs présents sur le réseau de transport de gaz naturel de GRTgaz

GRTgaz a enregistré la signature du cinquantième contrat d'acheminement sur son réseau de transport, doublant ainsi le nombre d'expéditeurs présents sur le marché au cours des 18 derniers mois.

Novembre

GrDF a réalisé une nouvelle artère gaz sur le grand Nancy

Après six mois de travaux, l'artère a été mise en exploitation le 6 novembre 2008. Elle est connectée au réseau gaz moyenne pression du grand Nancy.

Décembre

Filialisation des activités terminaux méthaniers et stockages souterrains de gaz naturel en France

L'Assemblée Générale des actionnaires de GDF SUEZ a approuvé à plus de 99,9 % la filialisation des activités terminaux méthaniers et stockages aboutissant à la création, le 31 décembre 2008, d'Elengy pour l'activité terminaux méthaniers et de Storengy pour l'activité stockage.

Vente aux enchères d'une capacité de stockage de 125 GWh

Cette vente de capacités de stockage du groupement Saline multi pour une durée de deux ans, portait sur un nouveau produit permettant de profiter de manière très réactive des opportunités du marché tout au long de l'année. Une capacité de stockage de 125 GWh a été attribuée à cinq sociétés différentes à un prix de 17,35 €/an par MWh.

GRTgaz et Fluxys créent Capsquare

Cette plate-forme électronique dédiée aux échanges de capacités permet d'acheter et de vendre sur le marché secondaire des capacités de transport de gaz naturel sur les réseaux de Fluxys et/ou GRTgaz.

GRTgaz double l'artère de Guyenne

Posée par GRTgaz sur 55 km cette canalisation se raccorde au réseau du sud-ouest géré par TIGF. Représentant 60 millions d'euros d'investissements, ce nouveau gazoduc, parallèle à la canalisation existante, permet d'acheminer environ le double de ce qui était transporté précédemment.

6.1.3.1.4.2 Les activités de stockage

Des installations de stockage adéquates sont nécessaires pour assurer la continuité des approvisionnements tout au long de l'année, face aux aléas climatiques, fluctuations du marché et défaillances des fournisseurs.

Les quantités de gaz livrées tout au long de l'année ne sont pas suffisamment modulables pour permettre un ajustement à la demande, variable d'une saison à l'autre. Les excédents reçus durant l'été doivent donc être stockés pour être disponibles avec l'arrivée du froid.

Le stockage est aussi devenu un des outils de flexibilité qui permet de répondre aux besoins des clients :

- par semaine, variation d'une semaine sur l'autre en raison de la température ;
- par jour, variation entre les jours ouvrables et les week-ends ;
- par heure, variation entre les heures de pointe et les heures creuses.

Enfin, le stockage permet de participer à l'optimisation sous certaines limites physiques, à la gestion des centrales électriques au gaz et de développer d'autres arbitrages selon les opportunités géographiques, notamment.

Stockages souterrains de gaz naturel

France

Le Groupe GDF SUEZ est un des leaders du stockage souterrain en Europe, en termes de capacités de stockage. Au 31 décembre 2008, Storengy exploite en France :

- 12 installations de stockage souterrain en exploitation (dont 11 en pleine propriété et une de ces installations comprenant deux structures de stockage). Neuf de ces stockages sont en nappe aquifère (pour un volume total utile de stockage de 8,7 milliards de m³) et trois sous forme de cavités salines (pour un volume total utile de stockage de 1,0 milliard de m³) ;
- 54 compresseurs totalisant une puissance de 216 MW, nécessaires au soutirage et à l'injection du gaz naturel ;
- des installations pour le traitement du gaz et l'interconnexion avec les réseaux de transport.

De plus, Storengy exploite quatre sites en Allemagne, développe un site au Royaume-Uni et détient une participation dans deux stockages au Canada.

Allemagne

La société Storengy Deutschland GmbH, créée fin 2007 sous le nom Gaz de France Erdgasspeicher Deutschland GmbH (GDF ESD), exploite quatre stockages qui représentent une capacité utile de 600 millions de m³, dont 320 sont commercialisés par cette société et représentent près de 2 % du marché allemand. Un programme d'investissement ambitieux doit permettre à Storengy Deutschland de développer plusieurs projets de stockage en cavités salines et en gisements déplétés. En 2008, la totalité des nouvelles capacités à développer sur le stockage de Peckensen (près de 180 millions de m³) a été commercialisée avec succès au travers de contrats à long terme et selon un processus d'enchères non discriminatoire et transparent.

Royaume-Uni

Gaz de France a acquis auprès d'Ineos Enterprises un projet de stockage de gaz naturel en cavités salines à Stublach, dans le Cheshire. La société GDF Storage UK Ltd, détenue à 100 % par le Groupe, a été créée en 2007 pour construire et commercialiser ce stockage. Elle est devenue Storengy UK Ltd le 31 décembre 2008. La capacité totale prévue est de 400 millions de m³ de volume utile, ce qui en fera l'un des plus importants au Royaume-Uni. Les premières capacités devraient être commercialisées en 2013. Les travaux ont démarré à la fin 2007 et le lessivage des cavités devrait commencer fin 2009.

Belgique

La Branche Infrastructures porte les participations du Groupe dans Fluxys à hauteur de 44,75 % qui exploite le site de stockage de Loenhout. Ce stockage souterrain en nappe acquifère représente un volume utile de 625 millions de m³ de gaz naturel.

Canada

À travers la gestion d'une participation indirecte à 47 % dans Intragaz, Storengy intervient également au Québec. Intragaz exploite deux stockages souterrains développés dans d'anciens gisements de gaz :

- Pointe du Lac, d'une capacité de 20 Mm³ ;
- Saint Flavien, d'une capacité de 100 Mm³.

Environnement législatif et réglementaire des activités de stockage en France

Les stockages souterrains relèvent du droit minier et ne peuvent être exploités qu'en vertu d'une concession qui détermine le périmètre et les formations géologiques auxquelles elle s'applique. Les concessions sont accordées par décret en Conseil d'État 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.

Dans le cadre de la filialisation de ses activités stockage souterrain en France, GDF SUEZ est titulaire des titres miniers amodiés⁽¹⁾ à sa filiale Storengy, qui en assure l'exploitation et est donc titulaire des autorisations correspondantes. Ce dispositif a reçu l'approbation du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire.

La directive 2003/55 prévoit l'accès, réglementé ou négocié, aux installations de stockage lorsque la fourniture d'un accès efficace au réseau aux fins de l'approvisionnement de clients l'exige pour des raisons techniques ou économiques. La loi du 9 août 2004 a retenu le principe de l'accès négocié entre le fournisseur autorisé et

les exploitants de stockages, ces derniers ayant une obligation de publication des conditions générales d'utilisation des stockages.

La loi du 9 août 2004 et le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 fixent les conditions de priorité pour l'accès aux stockages. Une hiérarchie est ainsi définie entre, par ordre décroissant, le bon fonctionnement et l'équilibrage des réseaux de transport, puis la fourniture des clients domestiques et des clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général ou dont les contrats ne prévoient pas de fourniture interruptible et enfin, la réalisation des autres obligations de service public légalement prévues. Le décret n° 2006-1034 précise les conditions d'attribution et d'allocation des droits d'accès aux capacités de stockage et de répartition de celles-ci, sachant qu'il est également imposé au fournisseur autorisé ou à son mandataire la constitution de 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 détermine les droits de stockage afférents. Ainsi, l'arrêté du 8 février 2008 actualise, pour l'année 2008, l'arrêté du 7 février 2007 relatif aux profils et droits unitaires de stockage.

Enfin, conformément à la loi du 9 août 2004, un refus d'accès aux installations de stockage ne peut être motivé que par :

- un manque de capacités ou des motifs techniques tenant à l'intégrité et à la sécurité des installations de stockage ;
- un ordre de priorité fixé par le ministre de l'Énergie pour assurer le respect des obligations de service public ;
- la preuve que l'accès n'est pas nécessaire sur le plan technique ou économique pour l'approvisionnement efficace des clients dans les conditions prévues par le contrat.

Accès aux stockages

Le Groupe a mis en place un accès des tiers au stockage en avril 2004 en France. Depuis cette date, les tiers souhaitant utiliser les stockages souterrains de STORENGY peuvent souscrire sur six groupements de stockage. Les conditions de prix varient en fonction du service de stockage de base et de la nature des services optionnels complémentaires choisis. L'accès des tiers aux stockages est du type négocié. Au 31 décembre 2008, STORENGY compte 22 clients pour ses différentes offres de stockage.

En outre, STORENGY a proposé régulièrement au marché les capacités disponibles pour le marché au-delà de celles strictement nécessaires à la couverture des droits à stockage des fournisseurs. En 2008, trois consultations de ce type ont été mises en œuvre avec succès sous forme d'enchères. En 2009, ce processus sera reconduit.

De plus, ainsi qu'il a été indiqué plus haut, STORENGY Deutschland GmbH a aussi initié en 2008 un processus de vente des capacités par enchères sur le marché allemand.

Tarifs d'accès aux stockages

L'offre de STORENGY repose sur des principes ayant été exposés aux services du ministre chargé de l'Énergie et de la CRE. Les prix d'accès au stockage, du type « négocié », sont établis par les stockeurs. Les mises aux enchères de capacités disponibles proposées au marché ont permis de vérifier le calage de ces prix. Ils font l'objet d'une publication sur le site internet de STORENGY.

Les six groupements de stockage ont été constitués de manière à tenir compte des caractéristiques de chacun des stockages suivant la nature du gaz stocké, de leur performance (rapidité au soutirage),

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

ainsi que de leur situation géographique. Sur un groupement de stockage donné, un client peut ainsi réserver une capacité nominale de stockage, qui lui donne droit à une capacité journalière nominale de soutirage ainsi qu'à une capacité journalière nominale d'injection. Des services optionnels complémentaires peuvent être souscrits par ailleurs.

Pour les capacités commercialisées hors enchères, chaque groupement de stockage est doté d'un prix unitaire de réservation spécifique. Celui-ci s'intègre dans le prix qui est constitué sur la base des trois principes suivants :

- la réservation de capacité de stockage, de débit d'injection et de débit de soutirage ;
- la quantité soutirée ;
- la quantité injectée.

Aspects concurrentiels

Le développement de stockages requiert des investissements lourds dans la durée.

Économiquement et techniquement, la proximité au marché domestique est un avantage compétitif dans le métier du stockage de gaz. De ce point de vue, Storengy dispose d'une position solide en France sur le marché actuel. Pour le futur, Storengy dispose en France d'un portefeuille étendu de développement en matière de structures géologiques.

Le stockage représente une solution parmi d'autres permettant aux clients de couvrir les fluctuations de leur consommation à un besoin du marché en matière de modulation. L'offre de stockage de Storengy est à ce titre en concurrence avec diverses possibilités telles que la mise en œuvre d'éventuelles souplesses d'approvisionnement ou la gestion de la demande (*via* le recours à un portefeuille de clients interruptibles, le cas échéant). Dans ce cadre, diverses évolutions en cours au plan européen, telles que le développement de hubs gaziers et l'augmentation des capacités des réseaux de transport par gazoduc, vont dans le sens d'un renforcement de la concurrence sur le marché de la modulation.

Stratégie des activités stockage

En 2008, Storengy a commercialisé ses capacités auprès de 22 clients et commercialisé 108,3 TWh dont 102,3 TWh au titre des droits d'accès. Enfin, Storengy a commercialisé une nouvelle offre sous la forme d'une offre «multicyclage virtuel» sur la zone Sud : Saline Multi.

À l'avenir, Storengy entend :

- augmenter les capacités de stockage de 3 milliards de m³ entre 2008 et 2015 ;
- étendre la présence du Groupe en Europe *via* notamment des positions existantes en Allemagne et au Royaume-Uni ;
- développer de nouvelles offres commerciales plus flexibles.

6.1.3.1.4.3 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 exploite ces installations et commercialise les capacités associées.

Les deux terminaux méthaniers d'ELENGY en France, Fos-Tonkin et Montoir-de-Bretagne ont une capacité de regazéification de 17 milliards de m³ de gaz par an.

Enfin, Elengy pilote la construction et assurera l'exploitation du terminal méthanier de Fos-Cavaou, détenu à hauteur de 69,7 % et représentant une capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³.

Fos-Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie et d'Égypte. Il dispose d'une capacité de regazéification de 5,5 milliards de m³ par an, portée temporairement à 7 milliards de m³ fin 2005, d'un appointement pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 200 000 m³ de GNL environ et de trois réservoirs d'une capacité totale de 150 000 m³. Le terminal retrouvera une capacité de 5,5 milliards de m³ après la mise en service du nouveau terminal de Fos-Cavaou. Des travaux de rénovation ont été menés dans le milieu des années 1990 afin de le moderniser en renforçant, en particulier, le dispositif de sécurité.

Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie, du Nigeria et d'Égypte. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 milliards de m³ par an, de deux appointements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 200 000 m³ de GNL environ et de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m³. Ce terminal a une durée de vie initiale estimée à 40 ans. Afin de répondre au développement du GNL en France et en Europe, Gaz de France a lancé, fin 2006, un appel à souscription («*open season*») pour l'extension des capacités du terminal de Montoir-de-Bretagne, de 10 milliards de m³ par an actuellement, jusqu'à une capacité totale pouvant atteindre 16,5 milliards de m³ par an, sous réserve de demande de souscriptions.

L'appel à souscription, déclaré clos le 29 décembre 2008, a conduit à décider le projet de rénovation des capacités du terminal en vue de son exploitation jusqu'en 2035. Une nouvelle procédure de consultation sera menée dans les mêmes conditions de transparence et de non-discrimination lorsque le contexte économique le permettra.

Fos-Cavaou, situé à Fos-sur-Mer sur la côte méditerranéenne, est un troisième terminal méthanier en construction par le Groupe en France à la suite du nouveau contrat d'approvisionnement de gaz en provenance d'Égypte et pour faire face à la croissance du marché de GNL. Ce nouveau terminal devrait être mis en service à l'été 2009. Il aura une capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³ par an, un appointement pouvant accueillir les plus gros méthaniers existant à ce jour et trois réservoirs d'une capacité unitaire de 110 000 m³. Ce terminal est détenu par une filiale dédiée, la Société du Terminal Méthanier de Fos-Cavaou (STMFC) détenue à la hauteur de 69,7 % par Elengy et de 30,3 % par Total Gaz Électricité Holding France SAS. GDF SUEZ est titulaire d'une souscription de 20 ans. Total a souscrit des capacités de regazéification portant sur 2,25 milliards de m³ par an. Par ailleurs, le solde des capacités du terminal (10 % de la capacité totale, soit 0,825 milliard de m³ par an), réservé à des opérations de plus court terme, a été souscrit en juin 2007, pour une durée de trois ans, à la suite d'une «*open season*», par EDF,

Essent trading International, ENI SpA et Distrigaz. Au 31 décembre 2008, la STMFC a donc six clients directs.

De plus, la Branche portera la participation du Groupe GDF SUEZ dans le terminal de Zeebrugge, l'exploitation et la commercialisation des capacités de ce terminal (9 milliards de m³) étant confiées à Fluxys.

Environnement législatif de l'activité 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 (installations Seveso) et, à ce titre, son exploitation est soumise à une autorisation préfectorale spécifique. Ces autorisations ont été transférées à ELENKY, par arrêté préfectoral, le 22 décembre 2008 pour les sites de Fos-sur-Mer et le 19 décembre 2008 pour Montoir-de-Bretagne.

Accès aux terminaux méthaniers

De la même manière que pour le réseau de transport, le Groupe a ouvert en août 2000 ses terminaux méthaniers aux tiers pour un accès régulé. Les tarifs d'accès, les conditions générales et les règles d'allocation sont disponibles sur Internet. Les demandes de réservation de capacité peuvent porter sur des durées inférieures, égales ou supérieures à une année. Ces dispositions permettent notamment aux clients des terminaux de faire face à leurs propres obligations vis-à-vis de leurs fournisseurs.

En 2008, ELENKY compte neuf clients sur ses terminaux méthaniers de Fos et de Montoir. De son côté, la Société du Terminal de Fos-Cavaou (STMFC) compte six souscripteurs pour son terminal de Fos-Cavaou.

Tarifs d'accès aux terminaux méthaniers

Le tarif d'accès aux terminaux méthaniers est régulé. Il est fixé selon des dispositions incorporant les mêmes principes généraux que ceux applicables au tarif d'accès au réseau de transport, à savoir l'application d'un taux de rémunération à une base d'actifs reconnue par la CRE, dite base d'actifs régulés, et la prise en compte des amortissements annuels et des dépenses d'exploitation.

Le taux de rémunération admis par la CRE est différencié suivant l'ancienneté des investissements.

La base d'actifs régulés du Groupe comprend principalement les groupes d'actifs suivants : dispositifs de déchargement et installations auxiliaires, installations de regazéification, génie civil et constructions, bacs.

Pour déterminer les coûts fixes annuels, la CRE utilise une méthode d'amortissement économique linéaire sur 20 à 40 ans des différents composants des terminaux méthaniers. L'essentiel de l'actif est amorti économiquement sur 40 ans.

Le tarif actuellement en vigueur a été adopté par décision ministérielle du 27 décembre 2005. Ce tarif s'appuie sur une proposition tarifaire de la CRE du 26 octobre 2005 adressée aux ministres le 31 octobre 2005.

Les taux de rémunération applicables sont de 9,25 % en rée ¹⁾ avant impôts pour les actifs mis en service avant le 1^{er} janvier 2004 et de 10,5 % en réel avant impôts pour les actifs mis en service après le 1^{er} janvier 2004.

La base d'actifs régulés se monte à 367 millions d'euros au 1^{er} janvier 2009 contre 363 millions d'euros au 1^{er} janvier 2008 et 373 millions d'euros au 1^{er} janvier 2007.

Ce tarif s'applique aux deux terminaux existants, Fos-Tonkin et Montoir-de-Bretagne.

La formule tarifaire en vigueur est constituée de six termes : un terme de nombre de déchargements, un terme de quantités déchargées, un terme d'utilisation des capacités de réception, un terme d'utilisation des capacités de regazéification et un terme de gaz en nature, complétés d'un terme de modulation saisonnière (dit terme de régularité) incitatif à des livraisons réparties uniformément d'une saison à l'autre.

Cette formule a été mise au point en étroite collaboration avec la CRE et les clients.

Le contrat comporte une obligation minimale de paiement du souscripteur égale à 90 % des engagements annuels, hors terme de gaz en nature, sur la base des quantités déchargées et du nombre de déchargements souscrits par terminal.

Les services accessibles en standard sont au nombre de trois : un service dit « continu », un service « bandeau » et un service « spot ».

De plus, des moyens de flexibilité complémentaires sont ouverts aux utilisateurs au sein de chaque terminal. Ces moyens consistent en la possibilité de réaliser des échanges mutuels de GNL, et d'entrer dans un marché secondaire des capacités de regazéification.

La CRE a annoncé son intention de définir et mettre en application un nouveau tarif applicable à compter de mi-2009. Des discussions préparatoires ont démarré à cet effet avec Elengy et STMFC. La tarification serait individualisée par terminal.

Stratégie des activités terminaux méthaniers

En 2008, Elengy a renouvelé le partenariat du terminal de Fos-Tonkin avec Air Liquide pour l'échange de frigories. De plus, Elengy a signé un contrat d'achat d'électricité « verte » avec Enalp pour répondre aux consommations des terminaux de Fos-Tonkin et de Montoir à partir du 1^{er} janvier 2009.

Les objectifs de la Branche Infrastructures dans le domaine des terminaux méthaniers s'articulent autour des axes suivants :

- la mise en service au second semestre 2009 du terminal de Fos-Cavaou représentant 8,25 milliards de m³ de nouvelles capacités ;
- la rénovation du terminal de Montoir et la reconfiguration du site de Fos-Tonkin pour en prolonger l'activité ;
- le maintien d'une expertise pour les activités liées aux terminaux de GDF SUEZ ;
- la participation active de la Branche aux projets de regazéification de GDF SUEZ pour atteindre des capacités mondiales de 44 milliards de m³ en 2013 dans les terminaux dont le Groupe consolide les actifs (33 milliards de m³ en France et en Belgique).

(1) Ce taux s'applique sur des actifs réévalués. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice des prix à la consommation hors tabac, calculé par l'INSEE.

6.1.3.1.4.4 Les activités de distribution

Au 31 décembre 2008, le réseau de distribution français exploité par GrDF, filiale à 100 % de GDF SUEZ, constitue le premier réseau de distribution de gaz naturel en Europe par sa longueur, avec 188 637 km et 9 265 communes raccordées au réseau de gaz naturel dans lesquelles résident environ 77 % de la population française. GrDF exploite le réseau de distribution publique de gaz sous le 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.

Dès ses premières années d'existence, Gaz de France a mis en place avec EDF des structures communes, notamment pour la gestion des réseaux de distribution de gaz et d'électricité et pour la prise en charge du service clientèle. Ces relations ont évolué le 1^{er} juillet 2004 en application de la directive européenne 2003/55 relative à l'ouverture des marchés de l'énergie de la façon suivante :

- la gestion du réseau de distribution est indépendante des activités de production et de fourniture de Gaz de France ;
- la gestion du réseau de distribution a été confiée à une direction spécifique de Gaz de France, Gaz de France Réseau Distribution (ou GRD) ;
- Gaz de France et EDF sont restés associés dans une direction commune (EDF Gaz de France Distribution) réalisant notamment la construction, l'exploitation et la maintenance pour leur réseau respectif de distribution ainsi que les opérations de dépannage, le relevé des comptages et les relations de proximité avec les départements et les communes. Cette organisation, pérennisée après la filialisation de GrDF, permet des synergies de coûts et

des facilités pour les clients (une seule relève notamment pour deux énergies).

GrDF porte, depuis sa création au 31 décembre 2007, toutes les missions du distributeur de Gaz de France et encaisse les recettes d'acheminement. Depuis la fusion de Gaz de France avec SUEZ, GrDF est une filiale à 100 % du Groupe GDF SUEZ. Elle est consolidée par intégration globale.

Par ailleurs, la loi prévoit des dispositions permettant de concilier l'indépendance d'action des dirigeants de la filiale, prévue par la directive 2003/55 et la préservation des droits des actionnaires. Ainsi, GDF SUEZ dispose d'un droit de contrôle économique sur sa filiale au travers, notamment, de l'approbation du budget et de la politique de financement et d'investissement du gestionnaire de réseau.

GrDF

GrDF exploite le principal réseau de distribution de gaz naturel en France et le premier réseau de distribution en Europe. La quasi-totalité des communes françaises de plus de 10 000 habitants au sein de la zone de desserte y est raccordée. Les réseaux de GrDF comptent environ 11,1 millions de points de livraison dans 9 265 ⁽¹⁾ communes desservies en gaz naturel en France. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2008, ce sont près de 325 TWh de gaz naturel qui ont été acheminés contre 310 TWh en 2007.

L'activité de distribution en France a pour objet principal l'acheminement du gaz vendu par les expéditeurs (fournisseurs ou mandataires) aux clients finaux. Le nombre de clients raccordés au réseau de GrDF ayant fait appel à un fournisseur alternatif de gaz naturel est passé de 130 000 fin 2007 à 500 000 clients fin 2008.

● DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DU GROUPE EN FRANCE

	Exercice clos le 31 décembre	
	2007	2008
Longueur du réseau (km)	185 839	188 637
Communes nouvelles raccordées	103	122
Utilisateurs raccordés (en millions) ^(a)	11,1	11,1
Quantité brute acheminée (TWh) ^(b)	310	325

(a) Nombre de points de livraison contractuels sur le réseau de distribution.

(b) Enlèvements bruts y compris pertes et différences diverses aux Points d'Interconnexion Transport Distribution (PITD).

Le distributeur prévoit qu'au cours des prochaines années, le raccordement de nouvelles communes se fera à un rythme comparable à celui des trois dernières années. Le distributeur a également pour objectif de poursuivre l'investissement dans l'amélioration de la qualité de la desserte et de la sécurité des réseaux de distribution.

Les concessions de GrDF

Au 31 décembre 2008, GrDF dispose d'un portefeuille de 6 170 contrats de concession gaz naturel portant sur un total de 9 265 communes desservies en gaz naturel. Ces contrats sont pour la quasi-totalité des contrats de concession de gaz naturel conclus pour une durée initiale de 25 à 30 ans.

(1) L'ensemble des données 2008 mentionnées dans ce paragraphe concerne la seule activité de distribution de gaz naturel. Il exclut en conséquence les données relatives aux dessertes propane, cette activité ne relevant pas du périmètre de la filiale de distribution GrDF.

Les 9 265 communes desservies par GrDF dans le cadre des 6 170 contrats se répartissent en deux groupes :

- 8 876 communes relèvent des droits exclusifs attribués à Gaz de France par la loi du 8 avril 1946. Pour ces communes, GDF SUEZ est légalement le seul opérateur auquel elles peuvent confier la délégation de service public de distribution du gaz. Il s'agit des communes qui avaient effectivement concédé à Gaz de France leur distribution publique de gaz jusqu'au plan de desserte arrêté le 3 avril 2000, ainsi que les communes qui figuraient au titre de Gaz de France dans ce plan de desserte ;
- 389 communes relèvent de contrats de concession attribués à Gaz de France sur la période 2003-2008 pour une durée de 25 ou 30 ans à l'issue d'une mise en concurrence initiée par les collectivités locales. Au terme de ces contrats, celles-ci remettront ces dessertes en concurrence. Ces communes représentaient, au 31 décembre 2008, environ 0,15 % des clients et du chiffre d'affaires du distributeur.

Ces contrats de concessions ont été tous transférés à GrDF par la loi 2006-1537 du 7 décembre 2006.

Au 31 décembre 2008, la moyenne de la durée résiduelle des contrats de concession de GrDF pondérée par les volumes distribués est de 17 ans.

Organisation du distributeur

GrDF est une société anonyme avec un Conseil d'Administration, un Président et un Directeur Général. Le Conseil d'Administration comprend 12 administrateurs nommés pour quatre ans, dont neuf administrateurs nommés par l'Assemblée Générale (au nombre desquels deux sont des administrateurs indépendants) et trois administrateurs élus par les salariés. Il désigne le Directeur Général pour une durée de trois ans.

GrDF est doté de l'ensemble des biens, des droits et obligations issus de Gaz de France en matière de distribution et, en particulier, les contrats de concession avec les communes pour la desserte de gaz naturel. GrDF est notamment chargé du développement, de l'exploitation et de la maintenance des réseaux de gaz naturel, de la politique d'investissements, de la gestion des contrats de concession ainsi que de l'accès des tiers aux réseaux de manière transparente et non discriminatoire.

L'organisation prévoit le maintien d'un service commun aux deux sociétés de distribution, GrDF et ERDF.

GrDF est consolidé par intégration globale.

Relations contractuelles entre ERDF et GrDF au sein du service commun

ERDF et GrDF sont liés par une convention visant à définir leurs relations dans le service commun, ses compétences et le partage des coûts résultant de son activité. Cette convention a été conclue pour une durée indéterminée et peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier une convention.

La convention prévoit que le service commun conduise et mette en œuvre les activités entrant dans le domaine de la distribution (qu'il s'agisse d'activités exercées pour le compte exclusif d'ERDF ou de GrDF, ou d'activités exercées de façon simultanée et indifférenciée pour le compte des deux parties), et mette en œuvre les politiques

et décisions relatives aux missions qui lui sont confiées dans une logique de recherche de performance.

La gouvernance du service commun s'articule autour de deux organismes de pilotage du service commun :

- un Directoire, composé des dirigeants des deux filiales. Celui-ci est chargé plus particulièrement :
 - de gérer les interactions entre les politiques des deux entreprises,
 - de s'assurer du respect de la convention et de ses éventuelles évolutions,
 - de nommer les Directeurs de région du Service Commun et les Directeurs d'Unité sur proposition du Comité pour les activités mixtes gaz-électricité ou des filiales respectives pour les activités mono-énergie,
 - de décider des modifications de l'organisation générale du Service Commun ;
 - un Comité, composé du Directeur des Opérations d'ERDF et du Directeur Général Adjoint de GrDF. Il traite notamment les questions concernant en particulier les activités mixtes qui ne sont pas de la compétence du Directoire, telles que les modifications éventuelles des règles de partage des charges et produits, l'engagement d'actions contentieuses envers un tiers, la nomination des cadres supérieurs du Service Commun ;
 - deux Comités thématiques sont également en place : un Comité RH et un Comité SI-IT.
- Le Service Commun est aussi en charge :
- d'assurer l'accès au gaz, en passant et en exécutant les contrats de raccordement, pour tous les clients, les tiers (installateurs, promoteurs, etc.) et les commercialisateurs de gaz ;
 - d'assurer l'interface entre le Distributeur Gaz et les commercialisateurs de gaz pour la gestion quotidienne des contrats d'acheminement.

Les accueils servent d'interface du Service Commun vis-à-vis de tous les fournisseurs et des clients. GrDF conserve certains accueils physiques permettant un contact direct avec les clients. Ces accueils ont pour missions d'informer les clients sur l'ouverture du marché et sur les nouvelles règles de fonctionnement, ainsi que de les orienter lors des différentes phases de leur contrat (emménagement, mise en service, informations sur le délai de paiement et de solidarité, déménagement).

Les activités de comptage ont représenté en 2008 pour le service commun de GrDF et ERDF près de 93 millions de relevés de compteurs et 6,4 millions d'interventions techniques chez les clients, dont environ 2 millions d'interventions gaz. Elles sont effectuées par près de 7 500 ⁽¹⁾ techniciens travaillant pour les deux entreprises.

Environnement législatif et réglementaire de la distribution en France

La directive 2003/55 définit la distribution de gaz naturel par l'intermédiaire de réseaux locaux ou régionaux de gazoducs aux fins de fourniture à des clients professionnels ou domestiques, mais ne comprenant pas la fourniture. Il s'agit donc, en pratique, des activités de développement, de maintenance et d'exploitation du

(1) Cette donnée recense uniquement les techniciens réalisant les interventions physiques sur le réseau pour l'année 2008.

réseau de distribution, d'acheminement, ainsi que de livraison de gaz naturel.

La gestion du réseau de distribution est assurée par GrDF.

Monopole de distribution

Les articles 1 et 3 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946 confient à Gaz de France le monopole de la distribution. Ce monopole est aujourd'hui attribué à GrDF.

Ce monopole est toutefois assorti d'exceptions :

- la première exception découle de l'article 23 de la loi de 1946 : sont maintenues hors du champ de la nationalisation les exploitations gazières locales – régies et sociétés d'économie mixtes – qui relevaient déjà du secteur public et devaient être maintenues dans la situation où elles se trouvaient alors. Le législateur a autorisé ces distributeurs non nationalisés à étendre leur activité aux communes connexes dès lors que ces dernières ne disposent pas d'un réseau de distribution de gaz (article 88 de la loi du 6 février 1992 relative à l'administration territoriale de la République modifié) ;
- la deuxième exception a été engagée par l'article 50 de la loi du 2 juillet 1998 portant diverses dispositions d'ordre économique et financier puis par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005. Désormais toutes les communes non desservies en gaz peuvent confier leur distribution publique à l'opérateur agréé de leur choix.

Régime de concession

La distribution de gaz naturel constitue en France un service public communal (communes ou le cas échéant leurs établissements publics de coopération mentionnés à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales). Chaque commune – ou groupement de communes – confie au distributeur, par voie de concession, l'exploitation de ce service public sur son territoire, dit périmètre de la concession. Les concessions liant ainsi les communes et GrDF sont conclues ou renouvelées, selon le cas, sur la base d'un modèle de cahier des charges établi conjointement entre la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) et Gaz de France en 1994.

Sur le périmètre de la concession, les ouvrages de distribution appartiennent aux communes dès leur construction (et sont dès lors désignés comme des biens de retour qui, à la fin de la concession reviennent en pleine propriété à la commune), alors même qu'ils sont construits et financés par le distributeur, auquel l'exclusivité de leur usage est conférée. Cette propriété au profit des communes a été confirmée par la loi du 7 décembre 2006.

La concession est par nature limitée dans sa durée : les communes et le concessionnaire fixent au cas par cas une durée généralement comprise entre 25 et 30 ans. La résiliation anticipée de la concession est strictement encadrée quant à ses motifs (limitativement énumérés) et quant à sa date (la moitié de la durée devant être écoulée) ; elle est de surcroît soumise à un préavis de deux ans et donne lieu à indemnisation du concessionnaire par l'autorité concédante.

Accès au réseau de distribution gaz

Le réseau de distribution gaz naturel est accessible de manière transparente et non discriminatoire pour les acheteurs de gaz, les fournisseurs ou leurs mandataires. Comme dans le cas du réseau de transport, GrDF publie sur son site Internet les conditions

générales d'utilisation des ouvrages et installations de distribution, et les communique à la CRE.

Les utilisateurs des réseaux doivent respecter les conditions générales de cet accès. Les expéditeurs qui sont, selon le cas, le client, le fournisseur ou leur mandataire, signent un contrat d'acheminement avec GrDF. Le contrat d'acheminement contient notamment :

- les conditions de rattachement des points de livraison au contrat d'acheminement ;
- les conditions tarifaires (prix et compléments éventuels) ;
- les règles de détermination des quantités acheminées ;
- les modalités de facturation.

Le contrat de livraison peut revêtir deux formes :

- soit la forme d'un contrat spécifique adapté aux besoins du client (appelé alors «contrat de livraison direct» ou CLD) ;
- soit la forme de conditions standard de livraison (ou CSL) fixées de façon uniforme pour tous les clients n'ayant pas de besoin particulier.

Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution gaz

GrDF applique depuis le 1^{er} juillet 2008 les éléments tarifaires fixés par l'arrêté ministériel en date du 15 juin 2008, ci-après nommé «ATRD3». Ces éléments avaient fait l'objet, le 28 février 2008, d'une proposition élaborée par la CRE. Le taux de rémunération appliqué à la base d'actifs régulés est de 6,75 % réel ⁽¹⁾ avant impôts sur les sociétés pour tous les actifs, quelle que soit leur date de mise en service.

La base d'actifs régulés comprend tous les actifs de l'activité de distribution et notamment les groupes d'actifs suivants : conduites et branchements, postes de détente, compteurs, autres installations techniques, construction, informatique. Pour déterminer les charges de capital annuelles, la CRE applique, selon la nature des ouvrages, une durée d'amortissement de 4 à 45 ans. Les conduites et branchements, qui représentent 96 % des actifs figurant dans la base d'actifs régulés, sont amortis sur une durée de 45 ans.

La base d'actifs régulés sur laquelle le nouveau tarif d'utilisation du réseau de distribution a été déterminé s'élève à 13 174 millions d'euros au 1^{er} janvier 2008.

La base d'actifs régulés, sur laquelle les tarifs d'utilisation du réseau de distribution en vigueur en 2006 et 2007 étaient déterminés, s'élevait à 12 455 millions d'euros au 1^{er} janvier 2006. Son montant au 1^{er} janvier 2007 était de 12 866 millions d'euros.

Les principales caractéristiques de ce nouveau tarif sont les suivantes :

- **augmentation tarifaire initiale** : au 1^{er} juillet 2008, le tarif ATRD3 présente une augmentation de 5,6 % par rapport au tarif ATRD2 ;
- **mode de régulation incitatif et pluriannuel, de type «price cap»** mis en place : le tarif est établi pour quatre ans à compter du 1^{er} juillet 2008 avec révision annuelle sur la base de l'inflation (indice des prix à la consommation hors tabac - IPC) diminuée d'un facteur de productivité de 1,3 % ;

(1) Ce taux s'applique sur des actifs réévalués. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice des prix à la consommation hors tabac, calculé par l'INSEE.

- **incitation spécifique sur les charges nettes d'exploitation :** sur une assiette de charges d'exploitation réputées «maîtrisables» (hors charges centrales, couverture des pertes sur le réseau et production immobilisée), le régulateur fixe à GrDF un objectif annuel de baisse de 2,7 % en euros constants. 40 % de la surperformance par rapport à cet objectif sera conservée par l'opérateur à l'issue de la période tarifaire ;
- **création d'un compte de régularisation des charges et produits (CRCP) :** ce compte permettra, à partir de juillet 2010, de tenir compte dans l'évolution tarifaire d'écarts constatés entre le réalisé et le prévisionnel sur certains postes difficilement prévisibles (aléa climatique sur les volumes, couverture des pertes et différences diverses, charges de capital, pénalités de dépassement de souscription de capacités, pénalités liées à la qualité de service, redressements consécutifs à des audits de la CRE). Il est rémunéré à hauteur de 4,2 % en courant. Il est apuré dans la limite de + ou - 2 % du chiffre d'affaires prévisionnel (variation qui vient s'ajouter à IPC - 1,3 %) ;
- **instauration d'un suivi de la qualité de service :** en contrepartie du mécanisme d'incitation à la productivité, GrDF publie régulièrement sur son système d'information destiné aux fournisseurs de gaz une trentaine d'indicateurs représentatifs de la qualité de service, dont cinq d'entre eux sont soumis à des pénalités ou gratifications, en fonction du degré d'atteinte d'objectifs prédéfinis.

La même structure tarifaire s'applique à l'ensemble des zones exploitées par le distributeur. Elles comportent quatre options tarifaires principales dépendant uniquement des caractéristiques de consommation du client final concerné :

- trois options de type binôme qui comprennent chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées ;
- une quatrième option de type trinôme qui comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées.

Un tarif complémentaire, dit de «proximité», est destiné aux consommateurs importants situés à proximité immédiate du réseau de transport. Il comporte un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance du réseau de transport.

L'arrêté du 15 juin 2008 fixe par ailleurs les principes tarifaires pour les nouvelles concessions acquises après mise en concurrence, qui ne relèvent pas du tarif ATRD3 péréqué ; le tarif proposé par l'opérateur doit être déterminé par application d'un même coefficient à tous les termes de la grille tarifaire de l'ATRD3 considérée comme grille de référence.

Les catalogues de prestations (aux fournisseurs et aux clients finaux) non couvertes par le tarif d'acheminement ont été mis à jour respectivement au 1^{er} juillet 2008 et au 1^{er} janvier 2009 après présentation aux services de la Commission de Régulation de l'Énergie et aux fournisseurs de gaz. Ces mises à jour appliquent les principes d'évolution des tarifs des prestations tels que définis dans le catalogue de prestations.

Le code de bonne conduite

Conformément à la loi, GrDF élabore et actualise chaque année un code de bonne conduite. Celui-ci présente les actions mises

en place par le gestionnaire de réseau de distribution pour garantir à l'ensemble des utilisateurs (clients finals et fournisseurs de gaz naturel) que ses pratiques professionnelles sont objectives, transparentes, non discriminatoires et qu'elles respectent bien la confidentialité des informations commercialement sensibles (ICS).

Un dispositif de contrôle est mis en place au sein du gestionnaire de réseau pour vérifier le respect des engagements dans la pratique métiers.

GrDF a présenté à la CRE son rapport 2008 sur la mise en œuvre de son Code de bonne conduite, conformément aux dispositions législatives.

Aspects concurrentiels

L'activité de distribution de gaz en France est exercée très majoritairement par GrDF. 22 distributeurs non nationalisés visés dans la loi du 8 avril 1946 interviennent sur 5 % du marché national de la distribution du gaz en réseau. GDF SUEZ Infrastructures porte des parts dans les deux plus grandes entreprises locales de distribution : Gaz de Strasbourg avec 24,9 % du capital et Gaz de Bordeaux avec 24 %.

Stratégie de GrDF

En 2008, GrDF a mis en œuvre les quatre orientations stratégiques suivantes, qui constituent le socle de son projet d'entreprise «Entreprendre pour réussir» :

- installer l'identité et la légitimité de la nouvelle société ;
- se positionner comme un acteur fédérateur de la croissance durable et rentable du gaz naturel vis-à-vis des parties prenantes ;
- inscrire la sécurité au cœur de la performance industrielle et économique ;
- promouvoir la dynamique sociale et managériale.

Dans le contexte de mutations profondes du marché de l'énergie, le distributeur constitué par la filiale de distribution de gaz, GrDF, a l'ambition de devenir une société de référence en Europe dans le domaine de la distribution du gaz naturel. Pour ce faire, elle poursuivra sa croissance en maintenant un haut niveau d'exigence en termes de qualité, de sécurité, de respect de l'environnement et de performance économique au service des collectivités territoriales, de ses clients et de l'ensemble des parties prenantes.

6.1.3.1.4.5 Les activités de transport

GRTgaz possède le plus long réseau de transport européen de gaz naturel à haute pression, pour acheminer le gaz, tant pour le compte de tiers que pour le compte de certaines entités du Groupe. De plus, GDF SUEZ dispose de participations dans trois réseaux de transport situés en Allemagne (Megal, 1 087 km), en Belgique (réseau de Fluxys, 3 800 km) et en Autriche (BOG, 245 km), totalisant, hors Fluxys, une longueur cumulée de plus de 1 332 km et une longueur contributive de 561 km.

GRTgaz

GRTgaz, propriétaire de son réseau, développe et entretient le réseau de transport, pilote les flux de gaz naturel dans le réseau, ainsi que les prestations d'accès au réseau des fournisseurs de gaz. Elle en assure également la commercialisation.

6

APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1 PRINCIPALES ACTIVITÉS

GRTgaz possède le plus long réseau européen de transport de gaz naturel à haute pression. Au 31 décembre 2008, le réseau français comprenait 32 044 km de gazoducs dont 6 958 km de réseau principal à très haute pression complétés par plus de 25 086 km de réseaux régionaux permettant un maillage étendu du territoire français. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2008, GRTgaz a transporté 59,3 milliards de m³ de gaz sur le réseau français, soit 678 TWh contre 667 TWh en 2007.

Le réseau principal de GRTgaz transporte le gaz naturel des points d'entrée du réseau (terminaux méthaniers, points d'interconnexion avec les réseaux internationaux de gazoducs) jusqu'au réseau régional. Le réseau régional transporte le gaz naturel vers environ

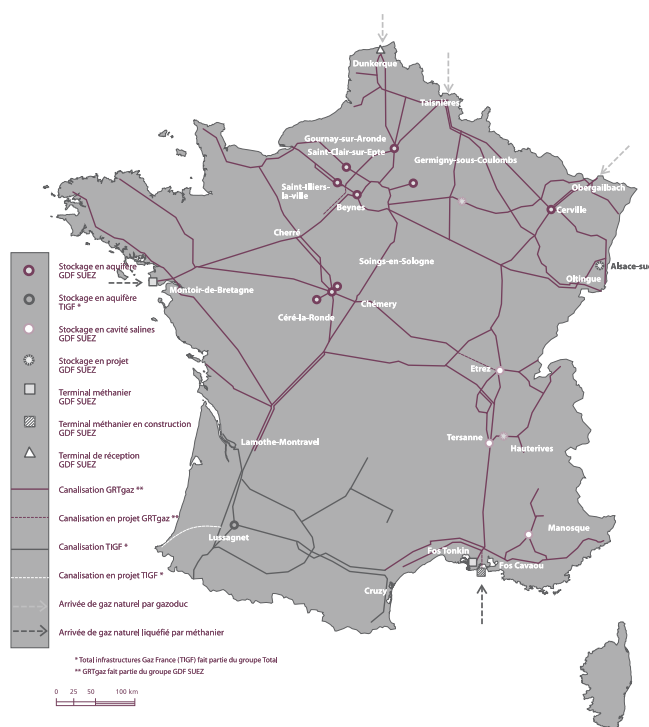
4 300 postes de livraison reliés aux clients industriels et aux réseaux locaux de distribution. L'âge moyen des canalisations est de 27 ans (dans l'évaluation de la base d'actifs régulés pour le calcul des tarifs, la durée de vie économique des canalisations est égale à 50 ans).

GRTgaz exploite également 25 stations de compression destinées à faire circuler le gaz dans les canalisations de transport et à maintenir la pression requise pour des conditions optimales de transport. Ces stations comportaient, au 1^{er} janvier 2009, 83 compresseurs de gaz pour une puissance totale de compression de 479 MW. GRTgaz utilise également les installations de compression situées sur six sites de stockage, exploitées par la filiale Storengy.

● ÉVOLUTION DE LA LONGUEUR DU RÉSEAU ET DES VOLUMES DE GAZ TRANSPORTÉS

	Exercice clos le 31 décembre			
	2005	2006	2007	2008
Réseau principal (km)	6 757	6 757	6 786	6 958
Réseau régional (km)	24 832	24 853	24 931	25 086
TOTAL (KM)	31 589	31 610	31 717	32 044
Volumes transportés (TWh)	711	687	667	678

● CARTE DU SYSTÈME DE TRANSPORT, LES STOCKAGES SOUTERRAINS ET LES TERMINAUX MÉTHANIER EN FRANCE AU 1^{ER} JANVIER 2009



Environnement législatif de l'activité de transport de gaz naturel

L'activité de transport recouvre, selon la directive 2003/55, le transport du gaz naturel par l'intermédiaire de gazoducs à haute pression. Elle se situe en amont de l'activité de distribution et est destinée à transporter du gaz naturel par l'intermédiaire de réseaux nationaux ou régionaux (dans le cas de la France) de gazoducs aux fins de fourniture à des clients, mais sans comprendre la fourniture elle-même.

Afin d'assurer l'indépendance du gestionnaire de réseau, le Groupe a séparé la gestion de l'exploitation de son réseau de transport des activités de fourniture et de production, conformément aux exigences de la directive 2003/55. La gestion du réseau de transport est assurée par GRTgaz (pour de plus amples détails sur les exigences réglementaires, voir paragraphe 6.1.3.1.4.7 «Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution»).

L'accès non discriminatoire aux réseaux de transport de gaz institué par la loi est sous le contrôle de la CRE.

La loi du 3 janvier 2003 prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel sont soumises à l'octroi d'une autorisation délivrée par l'autorité administrative compétente, dont les conditions sont fixées par décret en Conseil d'État (décret n° 85-1108 du 15 octobre 1985, modifié notamment par le décret n° 2008-944 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.

Tarifs d'acheminement sur le réseau de transport de GRTgaz

Le transport de gaz naturel étant une activité régulée, les tarifs que GRTgaz applique pour les services de transport sont fixés, aux termes de la loi du 3 janvier 2003, conjointement par les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie, sur proposition de la CRE.

Détermination des tarifs d'acheminement du réseau de transport de GRTgaz

Le nouveau tarif, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2009 et dont les principes sont fixés pour une période de quatre ans (2009 – 2012), a été déterminé suivant une méthode de régulation dite de «cost plus», avec comme objectif d'obtenir un revenu correspondant :

- aux charges d'exploitation nécessaires à la gestion, au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux de transport, nettes de recettes accessoires éventuelles ;
- aux charges d'amortissement des actifs immobilisés utilisés pour l'exploitation des infrastructures de transport (également désignés sous le nom de «base d'actifs régulés»). Ces charges sont déterminées conformément :
 - à la valeur des actifs constituant le réseau, fondée sur les valeurs économiques de ces actifs ; cette base est ajustée pour refléter l'acquisition de nouveaux actifs et la sortie des actifs en fin de vie économique, et est réévaluée tous les ans sur la base de l'indice des prix à la consommation hors tabac,
 - aux durées de vie applicables aux différentes catégories d'actifs compris dans la base d'actifs régulés, les amortissements étant linéaires sur ces durées ;

- à la rémunération de la base d'actifs régulés (BAR), avec :
 - l'application d'un taux à la valeur économique des actifs inclus dans la BAR. Ce taux est déterminé par référence au risque économique inhérent à l'exploitation d'infrastructures de transport. Un taux de base réel avant impôt sur les sociétés est fixé dans le nouveau tarif à 7,25 %. Il est majoré de 1,25 % pour les actifs mis en service entre 2004 et 2008, ou décidés avant 2008 et mis en service à partir de 2009. Une majoration de 3 % est octroyée pour tous les investissements créant de nouvelles capacités sur le réseau principal. Cette deuxième majoration est limitée dans le temps, cette durée étant systématiquement de 10 ans pour les actifs décidés à partir de 2008 et mis en service à partir de 2009. Les décisions passées relatives aux attributions des bonifications du système d'incitation précédent sont maintenues,
 - en outre, l'application d'une rémunération aux montants déjà payés en investissements pour des actifs dont la mise en service n'est pas encore réalisée (immobilisations en cours). Le taux de cette rémunération est fixé, depuis le 1^{er} janvier 2009, à un niveau comparable au coût de la dette, soit 4,6 %, nominal avant impôt.

La base d'actifs régulés inclut notamment les ouvrages industriels suivants : canalisations, stations de compression, postes de détente/comptage. Pour déterminer les coûts fixes annuels, la CRE applique une durée d'amortissement de 50 ans pour les canalisations de transport et de 30 ans pour les stations de compression et les postes.

Le tarif applicable jusqu'au 31 décembre 2008 était en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007. Il avait été déterminé suivant une méthode de régulation dite de «cost plus».

Processus d'élaboration des tarifs d'acheminement du réseau de transport de GRTgaz

Le ministre chargé de l'Économie et le ministre chargé de l'Énergie approuvent les tarifs d'utilisation des réseaux de transport sur proposition de la CRE. La CRE propose ces tarifs sur la base de discussions techniques et financières avec GRTgaz et les autres opérateurs. La phase finale d'élaboration de la proposition comporte en général l'audition des dirigeants des opérateurs et une consultation publique pour recueillir l'avis des marchés.

Les tarifs actuellement en vigueur ont été déterminés sur la base des prévisions des dépenses d'exploitation et des volumes de gaz à acheminer pendant la période d'application de ces tarifs. Dans ce cadre, GRTgaz a présenté à la CRE l'évolution passée et prévue des actifs et des dépenses d'exploitation, ainsi que l'évolution des souscriptions. À la suite de l'analyse de ces éléments, le niveau tarifaire pour l'acheminement a été proposé par la CRE par application des taux de rémunération précisés plus haut.

La base d'actifs régulés sur laquelle les nouveaux tarifs s'appliquent à partir du 1^{er} janvier 2009 s'élève à 5 896 millions d'euros, auxquels s'ajoutent 649 millions d'euros au titre des immobilisations en cours.

La base d'actifs régulés sur laquelle le tarif précédent s'appliquait depuis le 1^{er} janvier 2007 s'élevait à 5 426 millions d'euros, auxquels il fallait ajouter 361 millions d'euros au titre des immobilisations en cours. Au 1^{er} janvier 2008, cette base d'actifs régulés s'élevait à

5 567 millions d'euros, les immobilisations en cours s'élevant à 435 millions d'euros.

Comme dans le tarif précédent, un compte de régularisation des charges et des produits est alimenté, pour des postes préalablement identifiés (notamment charges de capital, revenus d'acheminement, charges d'énergie motrice, pénalités liées à la qualité du service), par tout ou partie des écarts entre les montants prévisionnels et réalisés. L'apurement de ce compte s'opère par une augmentation ou une diminution des revenus à recouvrer par les tarifs à venir. Il est rémunéré à un taux annuel de 4,2 % courant avant impôt.

Le tarif en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2009 a fait l'objet d'un arrêté du 6 octobre 2008, approuvant la proposition tarifaire transmise par la CRE le 10 juillet 2008 au Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire, et fixant les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel pour la période 2009-2012.

Le tarif précédent avait fait l'objet d'un arrêté daté du 27 décembre 2006 approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, modifiant le décret n° 2005-607 du 27 mai 2005 ainsi que l'arrêté et l'avis du 27 mai 2005 relatifs à la définition des zones d'équilibrage et aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

Cet arrêté a été publié au *Journal officiel* de la République Française le 24 décembre 2008.

Structure tarifaire des tarifs d'acheminement sur le réseau de transport de GRTgaz

Les tarifs d'acheminement sur les réseaux de transport en France sont actuellement calculés selon un principe d'entrée/sortie multizone sur la base d'un découpage territorial réduit à deux zones pour GRTgaz avec le nouveau tarif 2009-2012. Ce modèle est en cours de généralisation en Europe à la suite des recommandations du «Forum de Madrid» (instance rassemblant notamment les opérateurs de transport européens) sur le marché intérieur du gaz. Le tarif d'acheminement sur le réseau de transport de GRTgaz comporte principalement les termes suivants :

- un terme de capacité d'entrée sur le réseau principal, calculé en fonction de la capacité souscrite par l'utilisateur pour l'entrée sur le réseau principal depuis un réseau adjacent ou un terminal méthanier ;
- un terme de capacité souscrite pour les liaisons entre zones ;
- un terme de capacité de sortie à un point d'interconnexion des réseaux, vers le réseau régional ou vers un stockage ;
- un terme de capacité souscrite pour le transport sur le réseau régional ;
- un terme de capacité souscrite pour l'utilisation de postes de livraison, et des frais fixes annuels pour chaque poste de livraison utilisé par les clients industriels.

Code de bonne conduite de GRTgaz

Conformément, notamment, à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, GRTgaz a élaboré un code de bonne conduite visant à respecter

dans ses activités de commercialisation d'accès des tiers au réseau de transport de gaz naturel :

- la transparence des informations nécessaires aux clients pour accéder ou se raccorder au réseau de transport ;
- la non-discrimination dans le traitement de chaque catégorie d'utilisateurs du réseau de transport ;
- la confidentialité des Informations commercialement sensibles (ICS) relatives au marché afin d'éviter toute révélation à une personne étrangère à l'opérateur (sauf dans les cas prévus par la loi).

L'application de ce code est vérifiée par un programme de contrôle de conformité et d'efficacité. Les résultats de ce programme et les actions d'amélioration qui peuvent en résulter font l'objet d'un rapport annuel qui est établi par GRTgaz, publié sur son site Internet et adressé à la CRE.

Transport Europe

Allemagne

Megal GmbH & Co. KG («Megal»), détenue à 44 % par le Groupe GDF SUEZ, 51 % par E.ON Gastransport et 5 % par ÖMV (société énergétique autrichienne) est une société de droit allemand domiciliée à Essen. Cette société possède un réseau cumulé de canalisations d'une longueur au 31 décembre 2008 de 1 087 km reliant les frontières tchèque et autrichienne à la frontière française. Cette société est consolidée par intégration proportionnelle.

GRTgaz Deutschland GmbH, détenue à 100 % par le Groupe, dispose d'environ 58 % des capacités du réseau Megal. Elle a débuté son activité opérationnelle de commercialisation des capacités le 1^{er} octobre 2005. GRTgaz Deutschland assure des prestations de transport pour 19 clients différents ; elle assure également le pilotage de l'une des sept zones de marché de gaz H en Allemagne.

Autriche

Détenue à 34 % par le Groupe, à 51 % par ÖMV et à 15 % par E.ON, BOG dispose du droit de commercialiser jusqu'en 2029 les capacités d'une canalisation de 245 km détenue par ÖMV allant de la frontière slovaque à la frontière allemande avec une connexion en aval à la canalisation de transport Megal. BOG a été restructurée en 2007 par ses trois actionnaires, en devenant une société de transport de plein exercice, contrôlée par ÖMV. BOG a également prolongé ses droits de 2014 à 2029. À cette occasion, Gaz de France a cédé 10 % de BOG à E.ON. Cette société n'est pas consolidée.

Belgique

La Branche Infrastructures porte les participations du Groupe dans Fluxys à hauteur de 44,75 % et dans Elia à hauteur de 24,45 %.

Fluxys, entreprise cotée sur Euronext Brussels, est l'opérateur indépendant de l'infrastructure de transport de gaz naturel en Belgique : il assure l'exploitation, l'entretien et le développement de son infrastructure intégrée de transport de gaz naturel et des installations de stockage à Zeebrugge et à Loenhout. Dans le cadre de l'accès régulé à ses infrastructures, Fluxys commercialise des capacités de transport et des capacités de stockage permettant la fourniture de gaz naturel aux consommateurs en Belgique. Outre ses services de transport, Fluxys propose des services de transit de gaz naturel de frontière à frontière. Le gaz naturel transitant par

le réseau belge est transporté vers les Pays-Bas, l'Allemagne, la France, l'Espagne, l'Italie et le Royaume-Uni.

Elia, société cotée, est une filiale d'Elia System Operator (ESO) qui a été créée en 2001, pour gérer le réseau de transport d'électricité haute tension en Belgique. ESO et Elia sont consolidées par mise en équivalence depuis la désignation par le Conseil des Ministres Fédéral Belge d'ESO comme gestionnaire du réseau de transport. Les tarifs de réseau de transport sont soumis à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG).

Stratégie des activités de transport en Europe

GRTgaz entend :

- promouvoir de nouvelles offres commerciales telles que des offres «*Use it or Lose it*», un nouveau système d'équilibrage ainsi que le développement du négoce direct sur les points d'échange de gaz (PEG) ;
- investir pour répondre à la croissance du marché du gaz naturel et connecter de nouvelles centrales à cycle combiné et de nouveaux terminaux GNL ainsi que pour améliorer la fluidité des échanges à travers l'optimisation du réseau et la réduction des zones d'équilibrage ;
- travailler à l'harmonisation des règles afin de favoriser les échanges transfrontaliers de gaz naturel.

Afin d'atteindre ces objectifs, GRTgaz compte :

- augmenter ses capacités de 15 % entre 2008 et 2013 ;
- investir environ 1,7 milliard d'euros entre 2008 et 2011.

6.1.3.1.4.6 Le développement durable des activités d'infrastructures

Chaque société s'est engagée dans une démarche visant à obtenir la certification, par l'organisation internationale de normalisation (ISO), de ses activités de stockage souterrain, de regazéification, de transport et de distribution. Ces certifications visent les prestations commerciales aussi bien que l'activité industrielle et l'odorisation du gaz naturel émis sur le réseau.

Storengy et Elengy ont décidé de faire reconnaître, par un organisme certificateur externe, les performances des prestations fournies aux clients utilisateurs des infrastructures placées sous leur responsabilité ainsi que leur maîtrise de l'activité industrielle dans les domaines de l'environnement et de la sécurité. Les performances et la maîtrise de l'activité industrielle font l'objet d'audits annuels. La certification des prestations commerciales de «stockage du gaz naturel dans les stockages souterrains», de «regazéification dans les terminaux méthaniers» et de la prestation «d'odorisation du gaz naturel émis sur le réseau de transport» a été confirmée à la suite de l'audit de renouvellement de juin 2008. La maîtrise de l'activité industrielle dans le domaine de l'environnement a fait l'objet d'un renouvellement de certification ISO 14001 pour l'ensemble de l'activité industrielle en France (12 stockages souterrains [forage, renouvellement des matériels de sécurité et de production des puits], et deux terminaux méthaniers) et fait l'objet d'une évaluation externe annuelle sur le tiers des sites dans le domaine de la sécurité.

GRTgaz exploite le réseau de transport à partir de son centre de répartition national à Paris. Ce système intégré permet d'assurer à la fois la surveillance des installations en terme de sécurité et

leur pilotage en terme de mouvements de gaz et de maîtrise de la fourniture aux clients.

En 2008, GRTgaz a obtenu le renouvellement de la certification qualité ISO 9001 de l'ensemble de ses activités dont, notamment, l'acheminement et la livraison de gaz ainsi que l'odorisation du gaz transporté.

De plus, GRTgaz a obtenu en 2006 la certification environnementale ISO 14001 de ses activités de compression pour six stations (Palleau, Vindecy, Évry, Brizambourg, Pitgam et Morelmaison). Cette certification a été renouvelée fin 2007, avec quatre stations supplémentaires (Voisines, Laneuvelotte, Bréal, Taisnières), et fin 2008 avec un périmètre étendu à deux nouvelles stations (Cherré et Roussines).

GRTgaz a également lancé en 2001 un programme pluriannuel d'inspection et de réhabilitation des canalisations de transport. À la fin de l'année 2008, 56 % de son réseau de transport avait été réhabilité.

Le système de management de GrDF est certifié selon le référentiel qualité ISO 9001 et le référentiel environnement ISO 14001 pour l'ensemble des activités distribution du gaz naturel en France depuis le 29 juillet 2008.

Enfin, GrDF publie depuis le 1^{er} juillet 2008, sur le site dédié à ses clients, le suivi des indicateurs relatifs à la qualité de service. Ce document comporte 29 indicateurs, dont cinq font l'objet d'une incitation financière.

6.1.3.1.4.7 Environnement législatif et réglementaire des activités d'infrastructures en France

La production, le transport et la distribution (ces activités incluant la fourniture de gaz naturel) ont été nationalisés par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 et l'exploitation du quasi-monopole en résultant confiée par cette loi à Gaz de France. Cette situation a évolué au fil du temps, notamment à la suite de l'adoption de plusieurs textes d'origine communautaire visant à créer un marché intérieur du gaz naturel au sein de l'Union Européenne.

Commencée en 1990, l'ouverture progressive des marchés nationaux du gaz s'est faite notamment à travers deux directives : la directive 98/30 du 22 juin 1998 et la directive 2003/55 du 26 juin 2003, qui abroge la directive 98/30 et parachève l'ouverture totale à la concurrence des marchés gaziers, effective en France depuis le 1^{er} juillet 2007. Ces directives ont été transposées en France, principalement par les lois n° 2003-8 du 3 janvier 2003, n° 2004-803 du 9 août 2004, n° 2005-781 du 13 juillet 2005 et n° 2006-1537 du 7 décembre 2006.

Les directives successives et leurs lois de transposition prévoient des dispositions visant à garantir un accès transparent et non discriminatoire aux infrastructures (réseaux de transport et de distribution de gaz, installations de GNL et stockages de gaz), ainsi que, lorsque l'entreprise est intégrée (c'est-à-dire exerce plusieurs activités dans le domaine du gaz naturel, telles que fourniture et transport), la mise en place d'une séparation comptable entre les différentes activités gazières à laquelle s'ajoute la séparation juridique des activités de gestion des réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de fourniture, sous le contrôle de la CRE.

De plus, en tant qu'activité économique, le secteur du gaz relève aussi de la compétence générale de l'Autorité de la Concurrence qui veille à l'application du droit français de la concurrence à l'ensemble des activités économiques.

L'accès des tiers aux infrastructures en France

Afin de permettre à tout client établi dans un État membre de s'adresser au fournisseur de son choix situé dans le même ou un autre État membre, un droit d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution ainsi qu'aux installations de stockage et aux terminaux méthaniers a été institué par la loi.

Ce droit s'exerce, d'une part, pour assurer la fourniture de gaz naturel aux clients éligibles, et, d'autre part, pour permettre l'exécution des contrats de transit de gaz naturel entre les grands réseaux de transport de gaz à haute pression de l'Espace Économique Européen.

Les opérateurs gestionnaires du réseau de transport et de distribution et d'installations de GNL et de stockage doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs des ouvrages ou des installations qu'ils exploitent.

Le refus d'un opérateur de conclure un contrat d'accès à son réseau de transport ou de distribution ou aux installations de GNL doit être motivé et notifié au demandeur ainsi qu'à la CRE.

Tout opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution, de stockage de gaz naturel ou des installations de GNL et tout fournisseur les utilisant est tenu de fournir aux autres opérateurs les informations nécessaires pour assurer le bon fonctionnement du réseau interconnecté et des stockages.

De plus, les transporteurs et distributeurs de gaz naturel ainsi que les exploitants d'installations de GNL et les titulaires de concessions de stockage de gaz naturel doivent élaborer et rendre publiques les prescriptions techniques fixant les exigences techniques de conception et de fonctionnement en matière de raccordement à leurs installations.

Non-discrimination, confidentialité des informations et séparation comptable

Selon les dispositions de la loi du 9 août 2004, les activités de gestionnaire de réseau s'exercent désormais par référence à un «code de bonne conduite» actualisé et remis à la CRE chaque année pour prévenir les risques de pratiques discriminatoires en matière d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. La CRE publie chaque année depuis 2005 un rapport sur le respect du code de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

Chaque opérateur exploitant des ouvrages de transport, de distribution ou de stockage de gaz naturel ou des installations de GNL préserve la confidentialité de toutes les informations dont la communication serait de nature à porter atteinte à une concurrence loyale. Les opérateurs concernés doivent communiquer à la CRE les mesures prises à cet effet. La violation de ces obligations est pénalement sanctionnée par une amende.

Conformément à la loi du 3 janvier 2003, toute entreprise exerçant dans le secteur du gaz naturel une ou plusieurs des activités concernées doit tenir dans sa comptabilité interne des comptes séparés au titre respectivement du transport, de la distribution et du stockage du gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation

des installations de GNL et de l'ensemble des autres activités en dehors du gaz naturel. La loi du 7 décembre 2006 impose depuis le 1^{er} juillet 2007 l'établissement de comptes séparés pour les activités de fourniture de gaz aux clients qui ont exercé leur éligibilité, d'une part, et à ceux qui n'ont pas exercé cette faculté, d'autre part. Les opérateurs doivent faire approuver par la CRE les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes de dissociation comptable. Ces comptes ne sont pas publiés.

Gestion séparée puis filialisation des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution

En vertu des dispositions de la directive 2003/55, lorsque le gestionnaire d'un réseau de transport ou de distribution fait partie d'une entreprise intégrée verticalement, telle que GDF SUEZ, il doit être rendu juridiquement indépendant de l'organisation et des processus de prise de décision des entités gérant d'autres activités, en particulier la production et la fourniture. La directive prévoit également différentes obligations à la charge des dirigeants du gestionnaire du réseau de transport ou de distribution, de manière à garantir leur indépendance. Toutefois, les textes reconnaissent un droit de supervision économique et de gestion de l'entreprise intégrée. Ces dispositions ont été transposées en France par les lois du 9 août 2004 et du 7 décembre 2006 qui imposent de filialiser les activités de transport et de distribution de gaz naturel jusqu'alors exercées au sein de Gaz de France. Cette filialisation a été réalisée et a pris effet le 1^{er} janvier 2005 pour le transport et 31 décembre 2007 pour l'activité de distribution.

Régulation et contrôle de l'application de la réglementation spécifique au secteur du gaz naturel

Afin d'arbitrer les différends susceptibles d'apparaître entre les opérateurs du marché ouvert à la concurrence, la directive 2003/55 dispose, en plus du contrôle général de la Commission Européenne sur l'application du droit communautaire, qu'une ou plusieurs autorités compétentes et indépendantes désignées par chaque État membre sont chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. À ces fins, elles surveillent notamment la bonne application des règles relatives à la gestion et à l'attribution des capacités d'interconnexion, les dispositifs destinés à remédier à la congestion des réseaux, le temps nécessaire pour que les gestionnaires effectuent le raccordement et la réparation des réseaux.

En France, la régulation s'articule autour de plusieurs autorités. La Commission de régulation de l'énergie est l'autorité administrative indépendante de régulation compétente dans le secteur du gaz depuis 2003. Le ministre chargé de l'Énergie dispose aussi de certaines prérogatives en termes de contrôle et de sanctions et les collectivités locales, en leur qualité d'autorités concédantes, peuvent également exercer des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant des cahiers des charges de la concession de distribution.

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

La CRE est une autorité administrative indépendante créée en 2000 pour la régulation du secteur de l'électricité en France dont les compétences ont été étendues à la régulation du secteur du gaz, par la loi du 3 janvier 2003. Le statut de la CRE, comme celui de toute autorité administrative indépendante, garantit son autonomie et son impartialité et la dote de moyens nécessaires à son fonctionnement. La CRE ne dispose pas de la personnalité morale.

La loi du 7 décembre 2006 a modifié sa composition – en renforçant le contrôle parlementaire – et son organisation, lui donnant un caractère bicéphale. À côté d'un collège a été créé le Comité de règlement des différends et des sanctions, qui exerce les compétences de la CRE en matière de sanction et de règlement des différends relatifs à l'accès et à l'utilisation des réseaux publics de gaz naturel, des installations de GNL et des stockages.

Les pouvoirs de la CRE sont importants et visent principalement à assurer la régulation du réseau notamment par le contrôle de son accès et la régulation du marché du gaz naturel.

Attributions en matière tarifaire

La CRE propose aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution ainsi que des installations de GNL. Depuis la loi du 13 juillet 2005, la décision ministérielle est réputée acquise, sauf opposition de l'un des ministres dans un délai de deux mois suivant la réception des propositions de la CRE.

La CRE donne également son avis sur les tarifs réglementés de vente du gaz naturel. Elle donne enfin son avis pour les dérogations, accordées par décret conjointement par les ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie, aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et d'installation de GNL ainsi qu'aux conditions commerciales générales d'utilisation des ouvrages (voir paragraphe 6.1.3.1.4.2 «Tarifs d'accès aux stockages» ; paragraphe 6.1.3.1.4.3 «Tarifs d'accès aux terminaux méthaniers» ; paragraphe 6.1.3.1.4.4 «Tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution gaz» ; paragraphe 6.1.3.1.4.5 «Tarifs d'acheminement sur le réseau de transport de GRTgaz»). Elle donne également son avis au ministre sur les dérogations qu'il peut accorder pour l'accès aux nouvelles infrastructures.

Attributions en matière de droit d'accès au réseau et d'investissement

La CRE est garante du droit d'accès aux réseaux de gaz naturel. Elle est ainsi préalablement consultée sur les projets réglementaires relatifs à l'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel et aux installations de GNL. Les opérateurs de réseau et les exploitants d'installations de GNL doivent communiquer à la CRE les conditions générales d'utilisation de leurs ouvrages et de leurs installations. En cas de refus d'accès à un ouvrage de transport, de distribution de gaz naturel ou à une installation de GNL justifié par un manque de capacité ou une difficulté liée au raccordement de l'installation du demandeur d'accès au réseau, la CRE peut demander et, le cas échéant, mettre en demeure un opérateur de procéder aux améliorations nécessaires si elles se justifient économiquement ou si un client potentiel indique qu'il s'engage à les prendre en charge.

Enfin, depuis la loi du 7 décembre 2006, la CRE approuve les programmes d'investissements des transporteurs en veillant à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux.

Différends liés à l'accès au réseau

Le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE peut être saisi en cas de différend lié à l'accès au réseau entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs

des installations de gaz naturel liquéfié ou en cas de différend lié au stockage.

De plus, pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la CRE dispose de pouvoirs d'information et d'enquête importants et ses décisions peuvent être assorties d'astreintes.

La loi prévoit, cependant, des possibilités de recours contre les décisions de la CRE.

Attributions en matière non discriminatoire et de séparation comptable

Au titre de la loi du 9 août 2004, la CRE donne un avis motivé préalable en cas de révocation de toute personne qui assure la Direction Générale d'un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution. Elle établit en outre chaque année un rapport sur le respect par les gestionnaires de réseau de leur code de bonne conduite, elle évalue leur indépendance de gestion et propose le cas échéant des mesures complémentaires.

La CRE approuve, après avis du Conseil de la Concurrence, les principes de séparation comptable proposés par les entreprises intégrées, afin de s'assurer qu'aucune discrimination, subvention croisée ou atteinte à la concurrence n'a lieu. Les comptes séparés établis selon ces principes lui sont transmis annuellement. Elle dispose dans ce domaine d'un pouvoir réglementaire.

La CRE dispose en outre d'un droit d'accès à la comptabilité et aux informations économiques, financières et sociales des entreprises exerçant une activité dans le secteur du gaz, dans la mesure où ses missions sont concernées. La CRE a ainsi le pouvoir de contrôler les charges prises en compte par les opérateurs pour le calcul du tarif réglementé.

Attributions en matière de surveillance des transactions

La CRE s'est vu attribuer un pouvoir de surveillance des transactions effectuées sur les marchés organisés du gaz naturel ainsi que les échanges aux frontières. En outre, la CRE est chargée de surveiller les transactions entre fournisseurs, négociants et producteurs. Elle s'assure de la cohérence des offres de ces derniers avec leurs contraintes économiques et techniques.

Pouvoir de sanction

La CRE peut prononcer une interdiction temporaire d'accès aux réseaux de transport et de distribution ainsi qu'aux installations de GNL et de stockage ou prononcer une sanction pécuniaire si un opérateur des réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel, un exploitant d'installations de gaz naturel liquéfié ou de stockage ou les utilisateurs de ces réseaux et installations ne se conforment pas aux décisions relevant de ses compétences.

Pouvoir réglementaire

La loi du 7 décembre 2006 a étendu les pouvoirs de la CRE en lui conférant un pouvoir réglementaire en matière de gaz. Celle-ci peut désormais préciser les règles concernant les missions des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution ainsi que d'installations de GNL et de stockage. Elle peut également préciser les règles en matière de conditions de raccordement des réseaux de transport et de distribution et d'utilisation de ces réseaux et des installations de GNL. Ce même pouvoir réglementaire s'étend à la conclusion des contrats d'achat de gaz par les gestionnaires de réseaux pour leur propre consommation aux périmètres de séparation comptable et aux règles d'imputation comptable.

Le ministre chargé de l'Économie et le ministre chargé de l'Énergie

Le ministre chargé de l'énergie arrête et rend public un plan indicatif pluriannuel décrivant d'une part l'évolution prévisible de la demande nationale d'approvisionnement en gaz naturel et sa répartition géographique et d'autre part les investissements programmés pour compléter les infrastructures du réseau d'approvisionnement en gaz naturel. Ce plan présente l'évolution prévisible à 10 ans de la contribution des contrats de long terme à l'approvisionnement du marché français.

Les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie ont un pouvoir de décision en matière de tarifs d'utilisation des infrastructures, à l'exception du stockage, et de vente de gaz.

Les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie disposent d'un pouvoir d'enquête notamment pour recueillir toute information sur l'activité des entreprises gazières nécessaire à l'application de la loi du 3 janvier 2003 et de la loi du 13 juillet 2005. Les enquêtes sont réalisées par des fonctionnaires et agents habilités à cet effet. Le ministre chargé de l'Énergie et la CRE peuvent, le cas échéant, nommer un expert.

Le ministre chargé de l'Énergie peut infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension, pour une durée n'excédant pas un an, de l'autorisation de fourniture ou de transport de gaz naturel ou de la concession de stockage souterrain de gaz naturel, à l'encontre des auteurs de manquements aux dispositions de la loi du 3 janvier 2003 ou en cas de non-respect du cahier des charges de la concession.

Autre réglementation ayant un impact sur l'activité en France : les obligations du service public

La loi impose des obligations de service public aux opérateurs des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, aux exploitants d'installations de GNL, aux fournisseurs et aux distributeurs de gaz naturel et aux titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel.

De telles obligations ont trait à la sécurité des personnes et des installations, la continuité de la fourniture de gaz, la sécurité d'approvisionnement, la qualité et le prix des produits et des services

fournis, la protection de l'environnement, l'efficacité énergétique, le développement équilibré du territoire, la fourniture de gaz en dernier recours aux clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général et au maintien d'une fourniture aux personnes en situation de précarité. Il en va de même de la fourniture de gaz au tarif spécial de solidarité. Elles varient selon les différentes catégories d'opérateurs dans les conditions fixées par le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004. Les obligations de service public sont précisées par les autorisations de fourniture ou de transport de gaz naturel, les concessions de stockage souterrain de gaz naturel ou les cahiers des charges des concessions et règlements de régies de distribution.

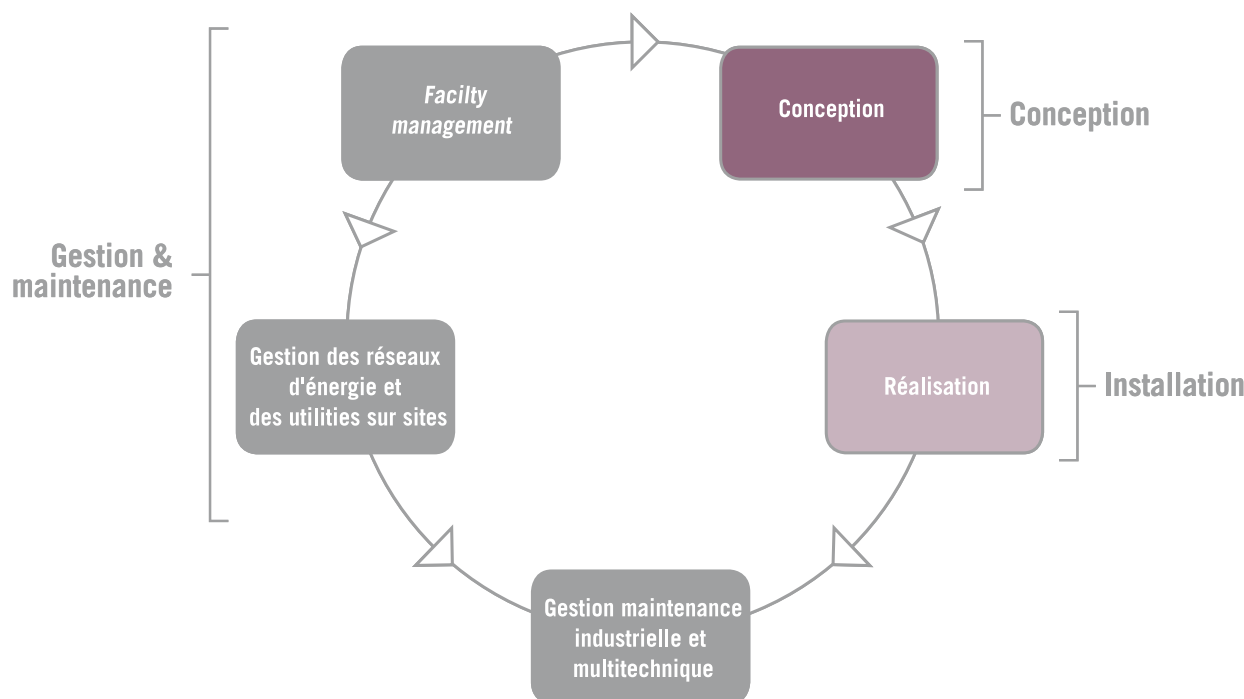
6.1.3.1.5 Branche Énergie Services

Leader européen des services à l'énergie, GDF SUEZ Énergie Services propose 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 :

- multitechniques (électrique, thermique et climatique, mécanique, intégration de systèmes) ;
- multiservices (*engineering*, installation, maintenance, exploitation, *facility management*) ;
- multiénergies (gaz, électricité, charbon, énergies renouvelables dont biomasse, photovoltaïque) ;
- multipays.

Ces prestations couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur des services techniques depuis la conception, la réalisation et la maintenance d'équipements, jusqu'à la gestion des énergies et des utilités ou encore la gestion multitechnique dans la durée. GDF SUEZ Énergie Services met à la disposition de ses clients ses multiples compétences et les accompagne tout au long du cycle de vie de leurs installations et de leurs sites. Les prestations fournies par GDF SUEZ Énergie Services permettent à ses clients d'optimiser leurs actifs, de mieux gérer leurs coûts et de se concentrer sur leur cœur de métier.

Des solutions globales tout au long du cycle de vie des installations et des sites des clients



L'efficacité énergétique et environnementale se situe au cœur des métiers et de l'activité de GDF SUEZ Énergie Services. Si les secteurs industriels intensifs en énergie, comme la sidérurgie, l'industrie du ciment et la pétrochimie, ont été parmi les premiers à rechercher des solutions à la fois efficaces et rentables pour maîtriser leurs coûts d'énergie, cette préoccupation s'étend à présent à tous les secteurs : les infrastructures, les collectivités publiques, le secteur résidentiel, le tertiaire et l'ensemble de l'industrie.

À ces préoccupations économiques s'ajoutent les objectifs environnementaux et les contraintes réglementaires : l'introduction progressive des certificats blancs ou certificats d'économie d'énergie dans l'Union Européenne, comme c'est déjà le cas en Italie, au Royaume-Uni et en France, et les engagements nationaux ou européens qui sont particulièrement ambitieux quant aux économies énergétiques à réaliser d'ici à 2020. Dans ce contexte, il est primordial de choisir un partenaire tel que GDF SUEZ Énergie Services qui a la capacité de prendre en charge la totalité de la problématique et de proposer une offre dimensionnée aux besoins spécifiques de chaque client.

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

En outre, les sociétés de GDF SUEZ Énergie Services sont idéalement placées, tant en termes d'expertise technique, de gestion de projets et contractuelle que de maillage géographique, pour répondre aux

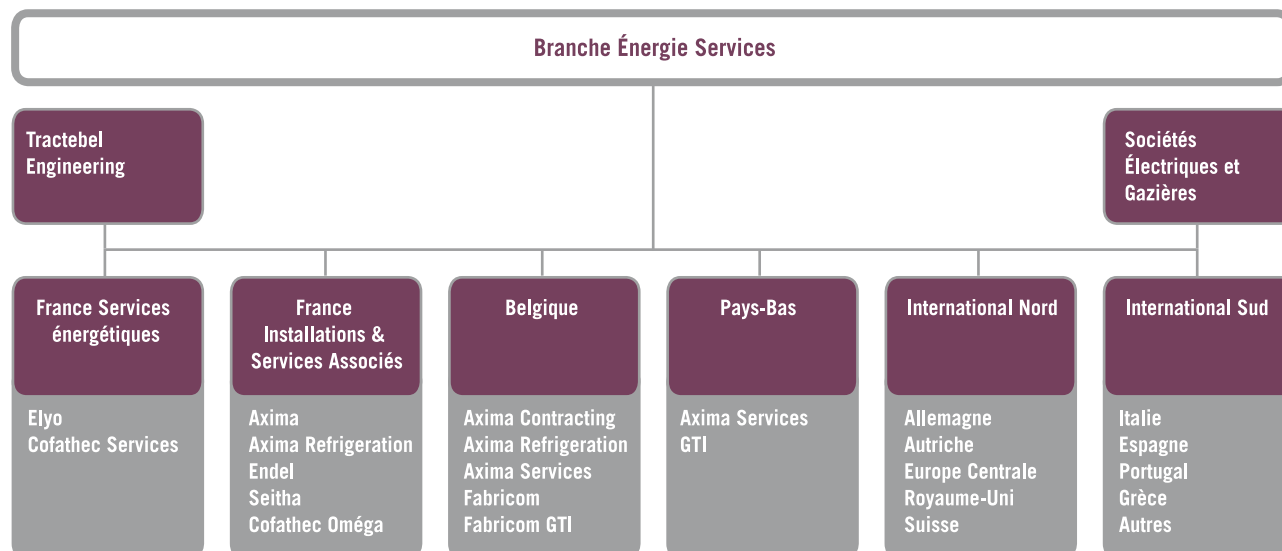
grands défis auxquels nombre de clients industriels et tertiaires doivent faire face :

- recentrage sur le cœur de métier et volonté d'externalisation avec recherche de solutions multitechniques complètes et intégrées, tant dans le secteur privé que dans la sphère publique ;
- mise en œuvre de solutions d'efficacité énergétique, particulièrement pertinentes dans un contexte de volatilité des prix des énergies et de contraintes environnementales croissantes ;
- modernisation des établissements de soins de santé, nécessitant des prestations d'installation et des services d'exploitation multitechniques dans la durée ;
- attention croissante portée à la mobilité et à la sécurité avec, comme corollaire, des besoins importants de modernisation des infrastructures de transports ferroviaire, routier et urbain ;
- nouvelles formes contractuelles permettant une indexation à la performance ou un partage des économies réalisées.

GDF SUEZ Énergie Services est une Branche à part entière au sein de GDF SUEZ, aux côtés des Branches Énergie France, Énergie Europe & International, Infrastructures, Global Gaz & GNL et Environnement.

GDF SUEZ Énergie Services s'appuie sur une organisation claire et lisible qui rassemble des métiers complémentaires, dans le respect de la logique qui leur est propre : l'ingénierie, les installations et services associés, les services à l'énergie et la gestion technique. Les entités qui composent GDF SUEZ Énergie Services sont structurées autour d'une organisation par pays, constituée de huit BU (Business Units).

GDF SUEZ Énergie Services : une organisation métier par pays



L'organisation retenue est essentiellement géographique, compte tenu de la logique de proximité des activités de la Branche. Chaque BU est placée sous l'autorité d'un responsable unique répondant directement de ses résultats à la Direction Générale de la Branche ; le mode de gestion de la Branche est volontairement décentralisé afin que les décisions puissent être prises au plus près du terrain. Les coopérations commerciales et techniques entre les entités de GDF SUEZ Énergie Services et avec les autres entités de GDF SUEZ sont encouragées pour atteindre l'efficacité optimale en termes de vente et de coût.

L'offre de GDF SUEZ Énergie Services couvre l'ensemble de la chaîne de valeur des services techniques :

- ingénierie-conception ;
- réalisation d'installations en génies électrique, mécanique et climatique ; intégration de systèmes ; grands projets ;

- gestion multitechnique et maintenance industrielle ;
- gestion des réseaux d'énergie et des utilités sur site ;
- *facility management*.

Par ailleurs, les Sociétés Électriques et Gazières sont spécialisées dans la production et la distribution électrique à Monaco et dans le Pacifique (Nouvelle-Calédonie, Polynésie Française, Vanuatu, Wallis et Futuna).

Les activités de la Branche représentent 14 milliards d'euros de chiffre d'affaires pour 2008.

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.

● CHIFFRE D'AFFAIRES ET EBITDA DE LA BRANCHE

Chiffres pro forma non audités, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	13 993	12 893	8,5 %
EBITDA	904	946	- 4,4 %

6.1.3.1.5.1. Stratégie et développement commercial

Avec un chiffre d'affaires de 14 milliards d'euros, GDF SUEZ Énergie Services est le premier acteur présent sur le marché européen des services agissant sous des marques commerciales réputées : Axima, Axima Services, Cofathec, Cofathec Omega, Elyo, Endel, Fabricom GTI, GTI, Ineo, Seitha et Tractebel Engineering.

Les activités de services à l'énergie issues de SUEZ, rassemblées au sein de SUEZ Énergie Services, ont été rapprochées en juillet 2008 de celles issues de Gaz de France, qui rassemblaient des filiales telles que Cofathec Services, Finergaz et Cofathec Omega en France, et les filiales de Cofathec en Grande-Bretagne, Italie et Belgique.

Ce rapprochement a permis de constituer la Branche GDF SUEZ Énergie Services, dédiée à l'efficacité énergétique. Cette Branche est maintenant numéro un en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie ; elle occupe une position forte dans les pays avoisinants tels que le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Espagne, la Suisse et l'Autriche ; elle a des bases de développement dans d'autres pays tels que le Portugal et la Grèce ainsi qu'en Europe Centrale.

Dans ce contexte, les priorités stratégiques de GDF SUEZ Énergie Services sont les suivantes :

- poursuite de l'amélioration de la rentabilité de GDF SUEZ Énergie Services en rationalisant le portefeuille d'activités actuelles, en mobilisant les synergies internes et en développant des offres transversales ;
- renforcement de la place de leader européen des services multitechniques par une accentuation de la dynamique commerciale et le développement d'offres innovantes : efficacité énergétique et environnementale, Partenariats Public-Privé, nouveaux services... ;
- 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 ;
- renforcement des leviers de croissance rentable : acquisitions ciblées, développement dans de nouvelles zones géographiques ou de nouvelles activités.

Faits marquants

Janvier 2008

Le groupe industriel Barre Thomas, fabricant de polymères pour l'industrie automobile, a confié à Elyo l'exploitation multitechnique et les services généraux de son site de production de Rennes pour 10 ans et un montant de 60 millions d'euros.

En Belgique, Siemens fait appel à trois filiales de la Branche Énergie Services, Fabricom GTI, Tractebel India et GTI pour réaliser, en un an seulement et pour un montant total de 20 millions d'euros, l'ingénierie, la fabrication et le montage des systèmes des réseaux de la centrale électrique de Delta N.V. et d'EDF à Vlissingen.

Février 2008

Elyo remporte le contrat de concession pour 24 ans et 115 millions d'euros du réseau de chaleur de Bourges (France) qui inclut la réalisation d'une chaufferie bois, la construction d'une plate-forme de stockage et de préparation du bois, la rénovation totale du réseau de 7 km et le remplacement des 70 sous-stations. De plus, 500 m² de panneaux photovoltaïques seront installés sur la chaufferie et 20 m³ d'eau de pluie seront récupérés chaque année pour alimenter le réseau.

GDF SUEZ Énergie Services S.A. fait l'acquisition de Spectrum, l'une des principales sociétés d'installation électrique et de services à l'industrie et au tertiaire commercial en République Tchèque. La société réalise un chiffre d'affaires de 40 millions d'euros en 2008.

Mars 2008

Le consortium rassemblant ING Real Estate and Ymere confie à GTI le contrat de gestion des énergies d'Overhoeks, le nouveau quartier d'Amsterdam (Pays-Bas). GTI sera chargée d'assurer la conception,

la construction, la maintenance et l'exploitation pendant 15 ans du dispositif de fourniture d'énergie, au travers d'une installation de stockage de chaleur et de froid dans le sol.

Axima Services est en charge d'un nouveau contrat d'exploitation et de *facility management* d'une durée de 12 ans et d'un montant total de près de 20 millions d'euros pour la centrale nucléaire de Tihange en Belgique.

En Espagne, Axima et Crespo y Blasco sont retenues pour la réalisation des installations électriques et climatiques du nouvel hôpital de Burgos en Espagne. Le montant global du contrat s'élève à 32 millions d'euros, dont 14 millions d'euros pour les deux filiales de la Branche Énergie Services de GDF SUEZ.

Avril 2008

L'ASL de Nuoro confie à Cofathec, pour 27 ans et un montant total d'environ 600 millions d'euros, le développement et la gestion de l'ensemble des services énergétiques de trois hôpitaux et de deux circonscriptions sanitaires du complexe hospitalier de Nuoro en Sardaigne (Italie).

La ville de St-Étienne (France) retient Elyo, en partenariat avec Coriance, pour la réalisation et l'exploitation du nouveau réseau de chaleur et de froid du quartier d'affaires de Chateaucieux. La chaleur sera produite au minimum à 70 % par de la biomasse. Ce contrat de 25 ans s'élève à 85 millions d'euros.

Ineo et Seitha remportent auprès de Colony Capital deux nouveaux contrats d'un montant global de 22,5 millions d'euros pour la réalisation des installations électriques et la climatisation des data centres DC02 et DC04 sur le site Data 4 de Marcoussis. Depuis décembre 2006, l'ensemble des contrats signés par les deux filiales de la BU France Installations & Services Associés s'élève à 42,3 millions d'euros.

Mai 2008

Aux Pays-Bas, Fabricom GTI remporte auprès de Mitsubishi Heavy Industries, dans le cadre d'un consortium formé avec IREM et Ponticelli, un contrat de 250 millions d'euros pour la gestion complète de l'installation multitechnique et les travaux de génie électrique et mécanique, de tuyauterie et d'instrumentation de la future centrale «Multi Fuel» Nuon Magnum de 1 300 MW à Eemshaven aux Pays-Bas. GTI, autre filiale de la Branche Énergie Services de GDF SUEZ, participera également au projet et assistera la mise en service et le démarrage de la nouvelle centrale.

En Hongrie, Dunamenti Erőmű Zrt signe avec Tractebel Engineering un contrat de services de l'ordre de 16 millions d'euros dans le cadre de *repowering* (420 MW) de l'unité 3 de la centrale de Dunamenti.

Juin 2008

Dans le cadre du deuxième appel d'offres de la Commission de Régulation de l'Énergie pour la production de bioélectricité en France, Elyo et Cofathec Services sont attributaires de trois projets : Biolaq avec le groupe Total, pour une usine de production de bioéthanol à partir de maïs, avec une chaufferie alimentée par du bois et de la paille de maïs, Saipol Grand Couronnes avec une chaufferie alimentée par des plaquettes forestières, Cegaz avec une unité de méthanisation des déchets biomasse. Le montant total des projets s'élève à près de 900 millions d'euros.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

Juillet 2008

L'Olympic Delivery Authority (ODA) attribue à Elyo le contrat pour la construction, le financement et l'exploitation pour 40 ans et un montant de près de 1 500 millions d'euros du réseau de chaleur et de froid, ainsi que des centrales de production d'énergies pour le Parc Olympique «Londres 2012» et la nouvelle zone de développement de la ville de Stratford. La centrale de production de chaud, de froid et d'électricité fournira 75 % des besoins en électricité tout en permettant de réduire les émissions de carbone d'au moins 20 %.

Axima signe le contrat de gestion des travaux d'installation de l'Institut Fédéral Friedrich Loeffler de Recherche sur la Santé Animale implanté sur l'île de Riems en Allemagne pour un montant de près de 47 millions d'euros. Axima sera chargé de la production des utilités, du chauffage, de la climatisation, de la réfrigération, du système automatisé de l'immeuble, de la fourniture des utilités aux laboratoires et des équipements sanitaires.

En Italie, Cofathec remporte auprès de la commune de Rome un contrat de près de 47 millions d'euros sur cinq ans pour la gestion de près de 940 installations thermiques assurant la fourniture d'énergie à des écoles maternelles et élémentaires, des maisons de retraite et de repos, des bureaux et des bibliothèques. Cofathec s'occupera également de la mise aux normes de 52 centrales thermiques, ainsi que de l'installation de 12 centrales photovoltaïques, de 21 centrales solaires thermiques et de la réalisation d'une centrale de cogénération.

Elyo renouvelle pour 15 ans et un montant de 150 millions d'euros son contrat de gestion du réseau de chaleur de Vélizy-Villacoublay qui dessert 8 000 logements et une zone d'activités industrielles.

Septembre 2008

Axima remporte auprès d'Aéroports de Paris (ADP) le contrat de près de 20 millions d'euros pour la réalisation des travaux et la maintenance des installations de climatisation et de traitement d'air de l'ensemble du satellite d'embarquement S4 de l'aéroport Roissy-Charles-de-Gaulle.

Ineo remporte, en groupement, l'installation électrique du futur bloc médico-technique de l'hôpital de la Timone, le plus grand chantier hospitalier de Marseille (France), pour un montant de 18,3 millions d'euros. Les travaux démarreront en avril 2009, pour une durée de 35 mois.

Octobre 2008

Caliqua AG, filiale de GDF SUEZ en Suisse, spécialisée dans la bioénergie, reçoit la lettre d'intention concernant la fourniture du cycle de vapeur d'eau de la nouvelle chaîne de l'usine de valorisation énergétique de Winterthur pour un montant de 28 millions d'euros. Avec la nouvelle centrale, la production d'électricité sera augmentée de quelque 65 GWh par an et l'impact carbone de la ville de Winterthur sera réduit de manière significative.

Ineo est retenue par Nexity, maître d'ouvrage, pour sécuriser l'alimentation électrique du futur immeuble de salles de marchés de la Société Générale à Paris-La Défense. Les prestations, d'un montant de 25,5 millions d'euros, portent sur les études, la conception, l'installation des courants forts ainsi que l'équipement et la mise en place des groupes électrogènes.

Novembre 2008

Axima remporte auprès de HRS le contrat d'installation de l'ensemble des équipements HVAC (chaleur, ventilation, air conditionné) du nouveau site Uetlihof du Crédit Suisse, un site stratégique pour le groupe bancaire qui doit accueillir à terme plus de 6 500 salariés. Ce contrat de 18 millions d'euros s'intègre au contrat global de facility management que détient Axima sur tous les sites majeurs de CS en Suisse.

Décembre 2008

Cofathec remporte en groupement d'entreprises le contrat de gestion des services énergétiques de l'Université de Catane en Sicile (Italie). D'un montant total de près de 48 millions d'euros, ce contrat prévoit la fourniture d'énergie électrique et la gestion maintenance des installations énergétiques de plus de 78 bâtiments pendant 20 ans.

Leme est retenu pour le contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage par le Consortium Energia Sustentavel do Brasil dans le cadre de la construction de la centrale hydroélectrique de Jirau au Brésil. La centrale d'une puissance de 3 300 MW devrait être mise en service en 2013. Elle représente actuellement le plus grand investissement dans le domaine de l'énergie au Brésil, avec un montant de 40,8 millions d'euros.

GRTgaz confie à Endel, dans le cadre d'un contrat de 12,6 millions d'euros, la rénovation du site de Saint-Clair-sur-Epte, en région parisienne. Endel prendra en charge la tuyauterie et le génie civil associé. Ce contrat s'ajoute à celui remporté par Inéo, qui pour un montant de 35 millions d'euros, prend en charge l'intégration électricité automatisée des deux nouvelles stations de compression de gaz naturel de Saint-Avit et Fontenay-Mauvoisin.

Afin de faire face à la croissance des besoins de l'île de Tahiti, Électricité de Tahiti, concessionnaire en Polynésie française, augmente de 20 % sa puissance installée, pour la porter à plus de 200 MW. La centrale de Punaruu a ainsi été dotée de deux nouveaux groupes de 17 MW, dans le cadre d'une extension qui a représenté un investissement de 45 millions d'euros. Cet aménagement devrait satisfaire les besoins de l'île de Tahiti en puissance thermique garantie jusqu'en 2015.

Mars 2009

GDF SUEZ crée une marque forte et unitaire dans ses métiers de services énergétiques, Cofely, pour renforcer son leadership en Europe, accroître sa visibilité et favoriser sa croissance sur les marchés porteurs de l'efficacité énergétique et environnementale. Pour la France et le Royaume-Uni, la nouvelle marque Cofely se substitue dès à présent aux noms de Cofathec et Elyo, les sociétés fusionnant dans chaque pays. La nouvelle marque sera progressivement déployée dans les autres pays européens (notamment Espagne, Italie, Pays-Bas).

6.1.3.1.5.2. Description des activités et de leur environnement réglementaire

Environnement réglementaire

Les principales évolutions réglementaires impactant les métiers de GDF SUEZ Énergie 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 ;
- l'introduction de contraintes d'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement afférent des contrats de performance énergétique ;
- la libéralisation des marchés de l'énergie ;
- le développement des partenariats public privé.

Combinées avec l'augmentation sur le moyen terme des prix de l'énergie, ces évolutions représentent essentiellement une opportunité de développement pour GDF SUEZ Énergie Services. En effet, elles conduisent les clients à rechercher les services de spécialistes de la thermique, de l'électricité et de l'environnement capables de concevoir, de réaliser et de gérer leurs installations dans les meilleures conditions techniques et financières. Par la complémentarité unique de ses activités et de ses expertises, GDF SUEZ Énergie Services est idéalement placé pour répondre à ces besoins croissants.

Description des activités

Ingénierie – concevoir

Tractebel Engineering est l'un des premiers bureaux d'ingénierie européens. 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, projets d'investissement, assistance à maîtrise d'ouvrage, assistance aux opérations et à la maintenance, démantèlement.

Installations et services associés – réaliser et maintenir

GDF SUEZ Énergie Services, au travers de filiales telles qu'Axima, Cofathec Omega, Endel, INEO, Fabricom GTI, GTI et Seitha construit et assure la maintenance d'installations électriques, mécaniques et de génie climatique pour l'industrie, le secteur tertiaire et les bâtiments ainsi que les grands travaux d'infrastructure. La Branche fournit également des services associés à ces activités :

- en activités de proximité, la culture entrepreneuriale se traduit par un service aux clients proche de leurs installations et de leurs besoins et renforcé par l'accès à la puissance d'un réseau européen et à la complémentarité des différents services offerts ;
- en activités de spécialités, le développement s'appuie sur une forte maîtrise des techniques de base afin de proposer des développements de pointe et accompagner ainsi les clients dans leur développement technologique.

La gestion des projets reste un des éléments déterminants des activités d'installations et de services associés : le strict contrôle

des offres comme des coûts et des aspects contractuels en cours d'exécution déterminera la rentabilité finale de chaque projet.

Services énergétiques – optimiser et exploiter

Experts des solutions de services à l'énergie, nées du concept de gestion déléguée ou d'externalisation, Elyo, Cofathec et Axima Services offrent à des clients très diversifiés – entreprises, collectivités locales, gestionnaires de sites résidentiels, tertiaires ou industriels – un ensemble de solutions innovantes. Elyo, Cofathec et Axima Services conçoivent et exploitent dans la durée, avec garantie de résultats, des solutions performantes et globales qui assurent l'efficacité énergétique et contribuent au respect de l'environnement :

- la gestion des énergies et des utilités nécessaires aux process industriels ;
- la gestion maintenance des équipements thermiques et techniques ;
- le facility management ;
- la gestion des réseaux urbains de chaud et de froid.

Riches de leurs compétences d'intégrateur et de leur relation de proximité, Elyo, Cofathec et Axima Services entendent tirer parti des opportunités de développement que constituent l'optimisation des coûts, l'amélioration de l'efficacité énergétique, le recentrage des entreprises sur leur cœur de métier, l'ouverture des marchés de l'énergie et la prise en compte des contraintes environnementales, pour affirmer leur leadership européen. Axima Services a également étendu ses services à la gestion des équipements aéroportuaires tels que les systèmes de tri des bagages, les passerelles d'embarquement ou les systèmes de guidage des avions au sol.

Sociétés Électriques et Gazières

Les Sociétés Électriques et Gazières sont spécialisées dans la production et la distribution électrique à Monaco et dans le Pacifique (Nouvelle-Calédonie, Polynésie Française, Vanuatu, Wallis et Futuna). Elles sont des partenaires du développement de ces territoires : elles leur apportent en effet des services de qualité internationale et le soutien d'un grand Groupe.

6.1.3.1.5.3. Principaux marchés

La zone géographique couverte par GDF SUEZ Énergie Services est essentiellement l'Europe : la Branche a la position de numéro un en France, en Belgique, aux Pays-Bas et en Italie, une position forte dans les pays limitrophes et des bases de développement dans les pays plus éloignés tels que ceux de l'Europe Centrale.

La Branche est présente sur trois marchés principaux :

- le tertiaire, pour 48 % de son activité. La Branche Énergie Services sert des clients du secteur tertiaire principalement dans l'habitat collectif, les bâtiments publics, les centres commerciaux, les immeubles de bureaux, les hôpitaux ;
- l'industrie, pour 32 % de son activité. Les grandes industries clientes de la Branche sont l'industrie pétrolière, l'industrie papetière, la chimie, la pétrochimie, la production électrique, la sidérurgie ;
- les infrastructures, pour 20 % 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.

Si le marché de l'industrie connaît une stagnation dans 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.

Le développement des Partenariats Public-Privé, notamment dans le secteur tertiaire, est un facteur favorable au développement des activités d'installations et de services.

Enfin, le marché des infrastructures reste attractif en raison des nombreuses initiatives des collectivités publiques pour améliorer la

mobilité et la sécurité. GDF SUEZ Énergie Services y est reconnue comme un acteur majeur y compris pour des activités de niche dans les transports et les technologies de la sécurité intelligente.

Avec un bon équilibre des métiers (41 % dans l'installation et les services associés, 56 % dans les services et 3 % dans l'ingénierie), la Branche dispose sur le marché européen d'un portefeuille unique d'activités complémentaires qui la différencie de ses concurrents.

La complémentarité avec les autres Branches du Groupe est aussi un atout pour GDF SUEZ Énergie Services lorsqu'il s'agit, par exemple, de fournir des prestations de services combinées avec la fourniture d'électricité et de gaz sur un marché dérégulé ou/et des services dans les domaines de l'eau et de la propreté.

6.1.3.2 SUEZ Environnement Company

La Branche Environnement de GDF SUEZ est constituée de la participation de 35,5 % détenue dans SUEZ Environnement Company, société cotée sur Euronext Paris et Euronext Bruxelles.

Principaux chiffres clés du compte de résultat consolidé

En millions d'euros	2008	2007	2006
Chiffre d'affaires	12 363,7	12 034,1	11 446,6
Résultat brut d'exploitation ^(a)	2 101,9	2 061,4	1 937,5
Résultat opérationnel courant	1 059,1	1 061,4	1 060,4
Résultat net part du Groupe	533,2	491,7	573,8

(Données extraites du Document de Référence SUEZ Environnement Company 2008.)

(a) SUEZ Environnement Company utilise l'indicateur «résultat brut d'exploitation» (ou EBITDA) pour mesurer sa performance opérationnelle et sa capacité à générer des flux de trésorerie d'exploitation. Le résultat brut d'exploitation n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Le passage du résultat opérationnel courant au résultat brut d'exploitation est décrit à la section 9.2.1 du Document de Référence de SUEZ Environnement Company.

Principaux chiffres clés du bilan consolidé

En millions d'euros	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Actifs non-courants	13 132,5	12 733,0	11 894,0
Actifs courants	6 578,5	6 004,7	6 220,9
TOTAL DE L'ACTIF	19 711,0	18 737,7	18 114,9
Capitaux propres part du Groupe	3 532,4	3 643,9	3 547,0
Intérêts minoritaires	637,6	613,0	1 120,1
Autres éléments de passif	15 541,0	14 480,8	13 447,8
TOTAL DU PASSIF	19 711,0	18 737,7	18 114,9

(Données extraites du Document de Référence SUEZ Environnement Company 2008.)

Avec un chiffre d'affaires de 12,4 milliards d'euros et 65 382 salariés au 31 décembre 2008, SUEZ Environnement Company est un acteur de référence dans le monde sur le marché de l'environnement (l'eau et les déchets).

SUEZ Environnement Company 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 du Groupe SUEZ Environnement Company 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 du Groupe dans le domaine des déchets comprennent notamment :

- la collecte des déchets (des ménages, des collectivités locales et des industries ; dangereux et non dangereux à l'exception des déchets radioactifs) et la propreté urbaine ;
- le tri et le pré-traitement de ces déchets ;
- 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) ;

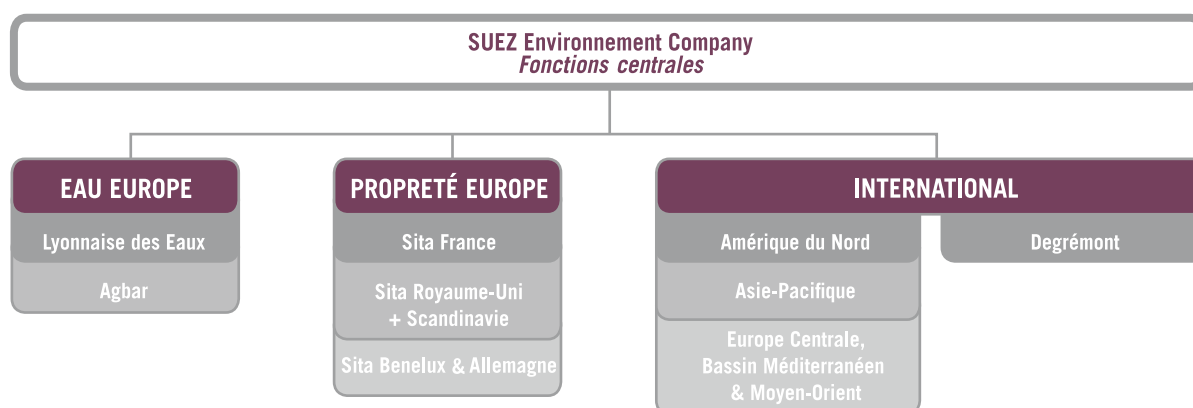
- le traitement et la valorisation des boues.

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

- dans le domaine de l'eau, le Groupe 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, le Groupe conclut des contrats de services ou de gestion (déléguée ou non, intégrée ou non), des contrats d'exploitation et de maintenance et des contrats de type conception, construction et exploitation.

Pour l'année 2008, le chiffre d'affaires consolidé de SUEZ Environnement Company présente une répartition équilibrée entre ses activités eau et déchets. Ces activités ont permis d'alimenter 76 millions de personnes en eau potable, et de fournir des services d'assainissement d'eaux usées à 44 millions de personnes ⁽¹⁾ ; au cours du même exercice, le Groupe a servi par ses activités de collecte près de 51 millions de personnes dans le monde et plus de 500 000 clients industriels et commerciaux, a collecté près de 23 millions de tonnes de déchets ménagers, déchets industriels banals et déchets d'activités de soins, et a traité près de 40 millions de tonnes de déchets.

SUEZ Environnement Company est organisé autour de trois segments principaux : Eau Europe, Propreté 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 schéma suivant reprend l'organisation des neuf Business Units :



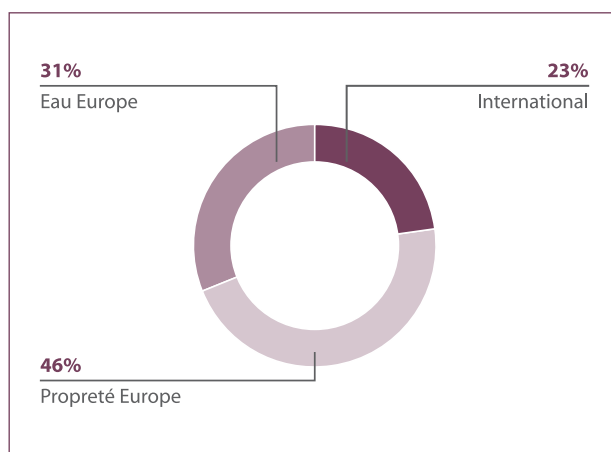
(1) La population desservie en eau est calculée sur la base du périmètre «géré» (sociétés consolidées en intégration globale, proportionnelle et mise en équivalence).

6

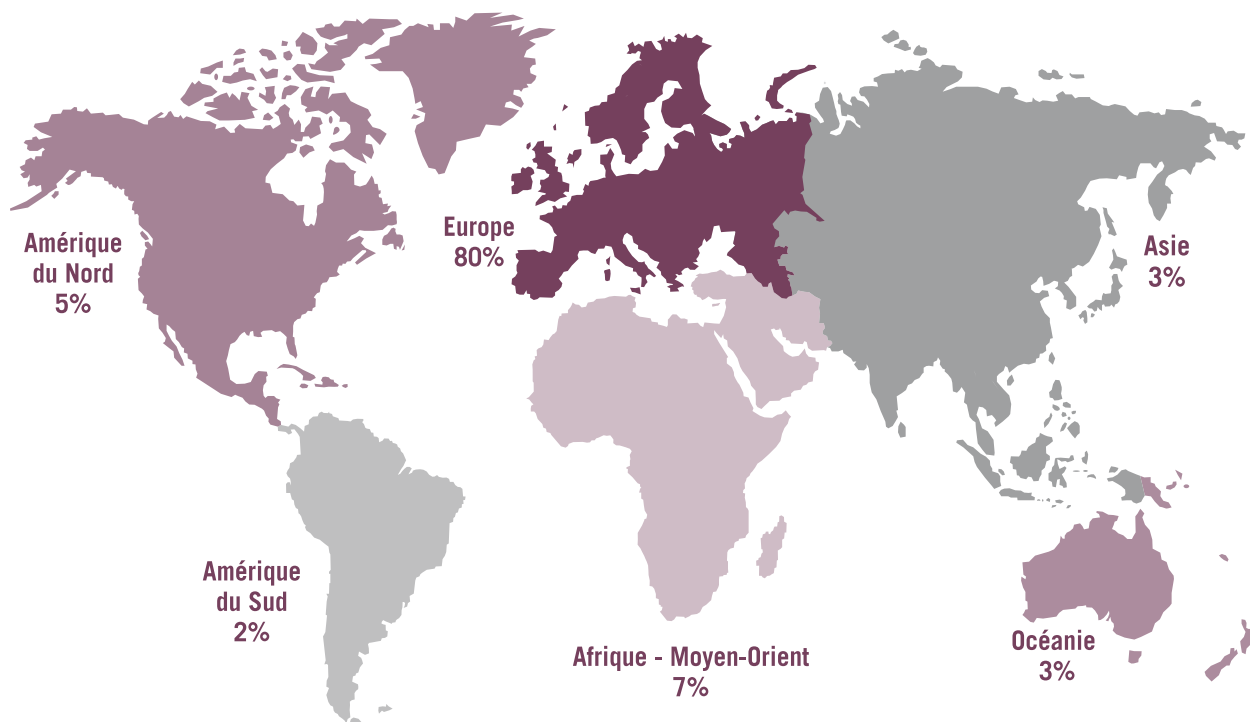
APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1 PRINCIPALES ACTIVITÉS

Le graphique ci-dessous présente la répartition du chiffre d'affaires consolidé de SUEZ Environnement Company au 31 décembre 2008 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 Company et les écritures d'éliminations entre segments) :



L'Europe est le foyer de développement historique du Groupe SUEZ Environnement Company et demeure sa zone de référence. Bénéficiant de cet ancrage en Europe et surtout en France, le Groupe SUEZ Environnement Company sait mobiliser son savoir-faire et ses compétences pour les adapter sur d'autres continents. La carte suivante ⁽¹⁾ montre la répartition du chiffre d'affaires du Groupe SUEZ Environnement Company par zone géographique au 31 décembre 2008 :



(1) Cette carte représente la répartition géographique du chiffre d'affaires du Groupe indépendamment de la segmentation comptable retenue dans les états consolidés du Groupe SUEZ Environnement inclus à la section 20.1 du Document de Référence 2008 de SUEZ Environnement Company.

SUEZ Environnement Company bénéficie d'un réseau étendu de filiales et d'agences ; fin 2008, le Groupe exerçait ses activités en tant qu'opérateur dans plus de 30 pays. Ainsi, des grandes villes telles que Hong-Kong, Casablanca, Perth, Jakarta et Alger ont confié au Groupe 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. Hors d'Europe, le Groupe SUEZ Environnement Company 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 Company intervient à travers le monde sous différentes marques à forte notoriété, notamment SITA pour les déchets, Lyonnaise des Eaux, United Water, Degremont et Ondeo Industrial Solutions dans le domaine de l'eau.

La carte ci-dessous montre l'implantation des principales filiales ainsi que les principales marques sous lesquelles SUEZ Environnement Company intervient à travers le monde au 31 décembre 2008 :

Présence mondiale

DEGRÉMONT
SAFEGE

**Amérique
du Nord**
UNITED WATER
BAL-ONDEO

**Amérique
du Sud**
GRUPO AGBAR

Europe
LYONNAISE DES EAUX
SITA
EURAWASSER
GRUPO AGBAR
ONDEO INDUSTRIAL SOLUTIONS

Afrique – Moyen-Orient
LYDEC
GRUPO AGBAR

Asie
PALYJA
SWIRE SITA WASTE
SERVICES
SINO-FRENCH WATER

Océanie
SITA
ENVIRONMENTAL
SOLUTIONS
AUSTRALIAN
WATER SERVICES

- Activités Eau
- Activités Propreté
- Activités Eau et Propreté

Enfin, SUEZ Environnement Company 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, l'Université de Tongji en Chine, l'université UCLA aux États-Unis) que des acteurs privés (partenariat R+i Alliance entre Lyonnaise des Eaux, Agbar, United Water, Northumbrian Water et SUEZ Environnement, participation au Global Water Research Coalition GWRC).

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

6.2 PRINCIPAUX MARCHÉS

Voir paragraphes 6.1 et 6.5.

6.3 ÉVÉNEMENTS EXCEPTIONNELS

6.3.1 FUSION DE GAZ DE FRANCE ET SUEZ

Les Assemblées Générales de SUEZ et Gaz de France, réunies le 16 juillet 2008, ont approuvé le projet de fusion des deux entreprises, initié en février 2006 et achevé le 22 juillet 2008.

Les principales étapes du processus ayant abouti à la fusion ont été :

2006

- approbation du projet de fusion amicale entre Gaz de France et SUEZ par les Conseils d'Administration des deux sociétés les 26 et 25 février respectivement ;
- notification conjointe du projet de fusion auprès de la Commission Européenne le 10 mai ;
- autorisation délivrée le 14 novembre par la Commission Européenne sous condition de mise en œuvre de remèdes (voir détail ci-dessous) ;
- décision 2006-543 DC du Conseil Constitutionnel le 30 novembre validant la constitutionnalité de la privatisation de Gaz de France en en différant toutefois l'effet à la date de l'ouverture totale des marchés du gaz et de l'électricité (1^{er} juillet 2007) ;
- loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie modifiant l'article 24 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et imposant que l'État détienne plus du tiers du capital de la société (et non plus 70 %).

2007

- approbation par les Conseils d'Administration des deux sociétés réunis le 2 septembre des nouvelles orientations du projet de rapprochement incluant l'apport-distribution de 65 % des activités du Pôle Environnement de SUEZ ;

- avis consultatif du Comité d'entreprise de SUEZ SA le 29 novembre ;
- décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 autorisant le transfert de la société au secteur privé (en application de la loi n° 93-923 du 19 juillet 1993 subordonnant la privatisation d'une entreprise publique à un tel décret).

2008

- avis consultatif de l'instance de dialogue européenne de SUEZ le 7 janvier ;
- avis consultatif des IRP (instances représentatives du Personnel) de Gaz de France les 11 mars (Comité d'Entreprise Européen) et 26 mai (Comité Central d'Entreprise) ;
- approbation du traité de fusion par les Conseils d'Administration de Gaz de France et SUEZ le 4 juin ;
- dépôt le 11 juin des rapports des commissaires aux apports et à la fusion concluant à l'équité de la parité des changes ;
- approbation de la fusion avec SUEZ par l'Assemblée Générale de Gaz de France et de la fusion avec Gaz de France ainsi que de la scission de SUEZ Environnement par l'Assemblée Générale de SUEZ le 16 juillet ;
- arrêté de privatisation de Gaz de France publié le 17 juillet pris sur avis de la Commission des Participations et des Transferts le 2 juillet ;
- création de GDF SUEZ et apport-distribution du Pôle Environnement de SUEZ le 22 juillet.

Détail des principaux remèdes conditionnant l'autorisation de la Commission Européenne :

	Date et modalités de mise en œuvre
Cession de la participation de SUEZ dans Distrigaz	Cession à Eni de 57,25 % de Distrigaz en contrepartie d'actifs gaziers (E&P, GNL, distribution, contrats long terme) et électriques (VPP en Italie)
Cession de la participation de Gaz de France dans Segebel (détenant 51 % de SPE)	Finalisation en janvier 2009 de la cession à Centrica
Cession à Fluxys de la participation de Gaz de France dans Segeo	Accord signé le 27 juin 2008
Cession de Cofathec Coriance et des réseaux de chaleur de Cofathec Services	Cession à A2A en juillet 2008
Modification de l'actionnariat (part plafonnée à 45 %) et de la gouvernance de Fluxys	Vente de 12,5 % de Fluxys à Publigaz en septembre 2008
Filialisation des activités de gestion des terminaux méthaniers	Effective le 31 décembre 2008 par décision de l'Assemblée Générale du 17 décembre 2008

6.3.2 CRISE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

L'environnement économique et financier mondial est profondément ébranlé par la crise actuelle qui entraînera vraisemblablement une refonte du système bancaire et des marchés financiers (accès au crédit, hausse des primes de risque...).

Les fondamentaux à long terme de l'industrie énergétique et de l'environnement restent néanmoins peu impactés (cf. 6.1.1.3 «*Le secteur de l'énergie dans le monde et en Europe*») même si des effets de la crise économique peuvent se faire sentir à court terme, notamment sur la demande énergétique industrielle.

C'est pourquoi GDF SUEZ, tout en confirmant ses objectifs industriels à moyen terme, a décidé, à travers le plan Efficio, d'accélérer et de renforcer le plan de performances annoncé au moment de la fusion et d'engager de manière très proactive des actions dans le domaine financier afin de renforcer sa liquidité (*via* des émissions obligataires), de gérer activement la dette et de réduire l'exposition aux risques, notamment de contrepartie.

6.3.3 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ

Entre le 6 et le 21 janvier 2009, les approvisionnements en gaz naturel en provenance de Russie ont été fortement réduits pour l'ensemble des clients européens de Gazprom Export. Pour faire face à cette réduction de ses approvisionnements intervenant dans une période de froid extrême, GDF SUEZ a immédiatement mobilisé l'ensemble des moyens dont il dispose, et en premier lieu l'ensemble des ressources de son portefeuille d'approvisionnement.

Grâce à ses atouts, GDF SUEZ SA a maintenu l'approvisionnement de ses clients, et a également pu contribuer à l'approvisionnement de pays d'Europe Centrale où il n'est pas directement présent.

Travaillant en étroite collaboration avec la Commission Européenne, le Groupe a contribué aux côtés des autres grands acheteurs européens de gaz russe au règlement du différend entre la Russie et l'Ukraine qui a permis la reprise des livraisons le 21 janvier 2009.

6.4 DÉPENDANCE À L'ÉGARD DE BREVETS, LICENCES OU CONTRATS

Se reporter aux chapitres 11 et 4 du présent Document de Référence.

6.5 POSITION CONCURRENTIELLE ÉNERGIE

La production et la commercialisation d'électricité, ainsi que la commercialisation du gaz, sont des secteurs d'activités largement ouverts à la concurrence en Europe et aux États-Unis. En revanche, les activités constituant des monopoles naturels – comme le transport de l'électricité et dans une certaine mesure du gaz – sont étroitement encadrées. Ailleurs dans le monde, à quelques exceptions près, les marchés sont moins ouverts à la concurrence et les acteurs internationaux opèrent dans des environnements moins libéralisés et généralement dans le cadre de contrats à long terme.

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

Dans le gaz naturel, GDF SUEZ est le 1^{er} acheteur et commercialisateur en Europe, disposant d'une capacité unique à approvisionner des clients dans 10 pays en Europe. Il est aussi opérateur du 1^{er} réseau de transport et de distribution en Europe, 2^e opérateur de stockage en Europe, 2^e opérateur de terminaux GNL et un acteur E&P de taille significative en Europe (1^{er} producteur *off-shore* aux Pays-Bas et 5^e producteur en Allemagne).

Dans le GNL, GDF SUEZ est le 1^{er} importateur dans le bassin atlantique et le 3^e importateur dans le monde (source GIIGNL). Les principaux concurrents du Groupe dans ce domaine sont aujourd'hui les sociétés pétrolières et gazières telles qu'ExxonMobil, Shell, BP, Total et BG Group. Récemment, d'importantes institutions financières comme Goldman Sachs sont elles aussi entrées sur le marché de la vente et de l'achat physiques de GNL.

En électricité, le Groupe est le 5^e producteur et commercialisateur en Europe et le leader mondial des IPP (*independent power producers*) en étant le 1^{er} producteur privé d'électricité au Brésil, en Thaïlande et dans les pays du Golfe.

En matière de services, le Groupe est essentiellement présent en Europe : la Branche a la position de numéro un en France, en Belgique et aux Pays-Bas, une position forte dans les pays limitrophes et des premières bases de développement dans les pays plus éloignés tels que ceux de l'Europe Centrale. Avec un bon équilibre des métiers, la Branche dispose sur le marché européen d'un portefeuille unique d'activités complémentaires qui la différencie de ses concurrents. Ses concurrents sont de taille plus petite ; il s'agit entre autres de Vinci Énergies, ACS, Cegelec, Spie... pour les métiers de l'installation, et de Dalkia, Johnson Controls... pour les métiers de services.

GDF SUEZ dispose d'un ancrage domestique franco-belge fort

En France, GDF SUEZ est leader de la commercialisation de gaz avec plus de 10,3 millions de clients retail et une part de marché de 85 % dans le B to B et 88 % dans le B to C. Dans l'électricité, avec une capacité installée de plus de 6 GW, soit 5 % de la puissance installée en France, GDF SUEZ est le 2^e producteur et commercialisateur. Le Groupe occupe une position de 1^{er} challenger bénéficiant d'un mix énergétique diversifié à forte dominante renouvelable. GDF SUEZ est ainsi le 2^e opérateur hydraulique, avec 15 % de la capacité installée et plus de 25 % de la production hydraulique française au travers de la CNR et la SHEM. GDF SUEZ est leader dans l'éolien en France avec 384 MW installés à fin 2008, représentant environ 10 % du marché français estimé. Le Groupe est également leader des services à l'énergie.

En Belgique, GDF SUEZ est le 1^{er} producteur et commercialisateur d'électricité, 1^{er} commercialisateur de gaz et le leader des services à l'énergie.

La poursuite de la consolidation en Europe

En Europe, les principaux concurrents du Groupe GDF SUEZ sur les marchés de l'énergie sont : dans l'électricité, les groupes internationaux tels qu'EDF, ENEL, E.ON, RWE et Iberdrola ; dans le gaz, les grandes sociétés gazières, comme E.ON, ENI, Gas Terra, Gas Natural et Wingas. De nouveaux concurrents émergent, tels les grands producteurs de gaz comme Gazprom ou les acteurs spécialisés dans l'activité de commercialisation, comme le britannique Centrica ; celui-ci a repris la part détenue par le groupe GDF SUEZ dans SPE et a ainsi renforcé sa position sur le marché belge. La reprise de la part détenue par GDF SUEZ dans Distrigaz par ENI augmente également la concurrence sur le marché du gaz en Europe Occidentale.

6.6 DÉVELOPPEMENT DURABLE

6.6.1 DÉVELOPPEMENT DURABLE

En 1987, la Commission Brundtland définissait le développement durable comme un développement répondant aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs. À l'échelle de l'entreprise, il s'agit d'intégrer volontairement les aspects sociaux et environnementaux dans les actes de gestion et de prendre en compte les attentes des parties prenantes.

Il s'agit donc d'inscrire les activités du Groupe dans une dynamique de développement à long terme conciliant :

- la performance économique ;
- l'équité sociale ;
- la protection de l'environnement.

Le développement durable : un engagement au cœur de l'identité du Groupe

Le développement durable est un impératif constitutif de l'identité de GDF SUEZ. L'ambition du Groupe est de redéfinir le rapport de l'homme à l'énergie pour en faire une source de progrès et de développement durable.

En effet, les métiers de GDF SUEZ sont au cœur des problématiques de développement durable (ressources naturelles, développement, changement climatique). Ces métiers fournissent des solutions pour aider les clients à atteindre leurs propres objectifs de développement durable, ils sont en outre exercés localement et sur le long terme.

La croissance responsable est au cœur des métiers du Groupe, c'est pourquoi une attention particulière est apportée à l'insertion du développement durable au centre même de la stratégie du Groupe.

Le développement durable : un engagement au cœur de la stratégie du Groupe

Le Groupe a identifié plusieurs défis liés à ses métiers :

- lutter contre le changement climatique et préserver les ressources naturelles ;
- se développer autour de nouveaux marchés ;
- assurer pleinement la responsabilité environnementale et sociétale du Groupe : se prémunir des risques et des crises ;
- développer le capital intellectuel et humain du Groupe.

Pour relever ces défis, le développement durable est à ce jour un critère décisif pour arrêter les choix stratégiques pris par le Groupe.

Le développement durable est ainsi intégré dans les orientations stratégiques de GDF SUEZ.

C'est en effet par une stratégie fondée sur le développement durable que le Groupe GDF SUEZ entend concilier ses différentes ambitions : performance et respect de l'environnement, compétitivité et contribution sociale, rentabilité et apport en services essentiels.

La politique de développement durable de GDF SUEZ constitue un nouveau mode d'exercice des métiers et un levier de croissance.

La politique de développement durable du Groupe s'articule autour de trois axes :

- innover pour se développer et anticiper l'évolution des marchés ;
- garantir la pérennité et l'acceptabilité locale des activités du Groupe ;
- développer l'attractivité, l'efficacité et la cohésion de GDF SUEZ.

Le premier axe de la politique de développement durable vise à innover pour se développer et anticiper l'évolution des marchés et regroupe les priorités suivantes :

- satisfaire les attentes des marchés et se développer : il s'agit de fonder la relation client sur l'écoute, l'anticipation des besoins et la mesure de leur satisfaction afin de sécuriser les marchés existants mais aussi de développer de nouvelles offres autour par exemple de l'efficacité énergétique et environnementale (maîtrise de l'énergie, contrats de résultats, etc.) ; du CO₂ (trading, capture - stockage...) ; des énergies renouvelables ; ou encore des offres adaptées à des segments de population particuliers tels que les clients démunis. Prendre part à des projets de ville durable pour participer à la réalisation de la cité de demain et à l'aménagement durable des territoires est également un élément important de la politique de développement durable du Groupe ;
- s'assurer de la qualité et garantir la continuité de service ;
- promouvoir un comportement éthique dans la relation commerciale : il s'agit entre autres de respecter les réglementations nationales, internationales, les standards du Groupe et les principes de la concurrence, de conduire une démarche d'achats responsables et d'informer les clients sur l'évolution du prix des matières premières (vente de gaz, d'électricité et d'eau).

Le deuxième axe de la politique de développement durable consiste à garantir la pérennité et l'acceptabilité des activités du Groupe et regroupe les priorités suivantes :

- garantir une écoute et un dialogue structurés avec chaque partie prenante : les principales actions consistent à mettre en place une cartographie des parties prenantes à tous les niveaux du Groupe, un dispositif d'écoute et de dialogue avec les parties prenantes

et enfin de tenir compte des attentes des parties prenantes dans les politiques et actions ;

- garantir la sécurité industrielle et la sûreté des installations : il s'agit à la fois de sécuriser les installations existantes et de réduire ses impacts sur l'environnement et les personnes et de garantir la sécurité des utilisateurs et des tiers ;
- limiter l'exposition du Groupe au changement climatique : les éléments primordiaux sont de limiter les émissions de gaz à effet de serre (maintenir un mix énergétique global équilibré, optimisé en CO₂, fondé sur l'adéquation aux besoins locaux ; d'augmenter les capacités en énergie non émettrices de CO₂ et la part de ces énergies dans le mix énergétique) ; de mettre en place une couverture optimisée de la contrainte carbone (utiliser des mécanismes de flexibilité ; investir dans des fonds carbone) ; d'investir dans la recherche et l'innovation (efficacité énergétique, énergies renouvelables, capture et séquestration du CO₂) ; d'anticiper les réglementations ; et d'améliorer l'efficacité énergétique des installations du Groupe ;
- préserver les ressources naturelles et diminuer l'impact environnemental des activités du Groupe : il s'agit entre autres de favoriser l'utilisation rationnelle des ressources dans l'exercice des métiers ; de préserver la biodiversité ; de développer les systèmes de management environnemental et la certification externe en fonction des analyses de risques et d'enjeux ;
- lutter contre la corruption : les principales actions consistent à respecter strictement la réglementation afférente dans chaque pays où le Groupe opère ; à sensibiliser et former l'ensemble des salariés du Groupe et de définir des procédures adaptées ; et à participer à des démarches volontaires (Initiative Transparence des Industries Extractives EITI, Pacte mondial des Nations Unies, etc.) ;
- se comporter en entreprise solidaire : il s'agit dans cette priorité de développer des partenariats de confiance avec des acteurs sociaux reconnus (ONG et associations) ; d'être un acteur des médiations sociales ; de participer à la cohésion sociale des territoires en étant vigilant aux populations les plus vulnérables, de contribuer à la professionnalisation des acteurs de la solidarité (notamment en zone sensible) ; de participer à l'effort éducatif et de recherche sur les questions de développement durable, et de développer des partenariats avec le monde académique.

Le troisième axe de la politique de développement durable vise à développer l'attractivité, l'efficacité et la cohésion culturelle de GDF SUEZ et regroupe les priorités suivantes :

- construire la culture du Groupe autour du développement durable : il s'agit entre autres de partager largement les valeurs développement durable et d'en faire un moyen de cohésion du Groupe ; d'inscrire le développement durable au cœur de la stratégie du Groupe ; de déployer les objectifs développement durable dans l'ensemble du Groupe ; d'intégrer le développement durable dans les processus clés du Groupe ; de développer le *reporting* comme un outil de pilotage ; d'inciter les collaborateurs à intégrer le développement durable dans leurs gestes quotidiens et d'accompagner les politiques développement durable par un plan de communication interne ;

- améliorer le bien-être au travail : les principales actions sont de garantir la santé et la sécurité du personnel (en particulier en termes de prévention et de diminution du nombre d'accidents du travail ou des maladies professionnelles) ; un dialogue social de qualité et à maintenir un haut niveau d'adhésion des collaborateurs ;
- développer le professionnalisme : il s'agit dans cette priorité de recruter et conserver les talents (politique de hauts potentiels, campagnes de recrutement, partenariats avec les écoles...) ; et de développer les compétences et l'employabilité (plans de formation, mobilité interne).

Un plan d'action pour un développement solide et pérenne de l'entreprise

Cette politique de développement durable fait l'objet d'un plan d'action annuel décliné dans les branches et les Business Units du Groupe. Ce cadre général est adapté aux enjeux spécifiques de chacun des métiers du Groupe.

Le Groupe évalue régulièrement le déploiement du plan d'action au moyen d'un tableau de bord consolidant une sélection d'indicateurs choisis pour assurer le suivi du plan. Un reporting environnemental et social, dont certains indicateurs sont vérifiés par les commissaires aux comptes et dont le niveau d'assurance progresse vers le niveau d'assurance raisonnable, permet en outre de mesurer de façon précise les performances développement durable de GDF SUEZ.

Les dispositifs de mise en œuvre de la politique de développement durable

Gage d'efficacité, les engagements en matière de développement durable sont portés au plus haut niveau du Groupe. Le Président du Groupe s'implique personnellement dans ces dossiers et s'exprime régulièrement sur ces sujets, qui sont examinés au Conseil d'Administration, lequel dispose lui-même d'un Comité pour l'éthique, l'environnement et le développement durable. La politique de développement durable est sous la responsabilité d'un membre du Comité Exécutif, en charge de la stratégie et du développement durable.

La gouvernance du développement durable s'organise autour d'une structure de pilotage composée d'instances portées par le plus haut niveau de l'entreprise :

Le **Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**, émanation du Conseil d'Administration, veille à la prise en compte de la démarche développement durable dans les travaux du Conseil et dans la gestion du Groupe.

Un **Comité de pilotage de la politique de développement durable du Groupe**, constitué :

- des responsables développement durable des Branches ;
- des responsables des Directions fonctionnelles (Stratégie et Développement Durable ; Ressources Humaines ; Éthique et Compliance ; Santé, Sécurité, Systèmes de Management).

Sa mission comprend la préparation des plans d'actions annuels, le suivi de leur mise en œuvre, la capitalisation des expériences entre les différentes Branches.

L'intégration du développement durable dans le management de GDF SUEZ est un levier essentiel pour faire en sorte que les critères environnementaux et sociaux soient pris en compte par les entités «métiers» dans le pilotage de leurs activités et pour la mesure de la performance, au même titre que les critères financiers et économiques.

Le système de management développement durable s'inscrit dans l'organisation du Groupe. Son objectif est de permettre la mise en place d'une démarche de progrès permanent. Pour ce faire, la dimension développement durable a pour vocation de faire partie des dimensions examinées dans les revues de performance selon un rythme adapté pour chacune des Branches et a *minima* une fois par an. Par ailleurs, le Contrôle interne et l'audit veille à intégrer dans leur programme et leur dispositif certains aspects de mise en œuvre, en coordination avec la Direction de la Stratégie et du Développement Durable.

6.6.2 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

6.6.2.1 Politique environnementale

En préambule, se reporter au paragraphe 6.6.2.5 «Éléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2008».

Par la nature de ses activités, GDF SUEZ est au cœur des enjeux environnementaux : le changement climatique, la pression sur les ressources en eau et les ressources énergétiques, la protection des milieux naturels et du patrimoine. Si les métiers du Groupe peuvent avoir un impact positif sur l'environnement, ils ont également un impact sur les milieux et les ressources naturels qui doit être mesuré, contrôlé et réduit au minimum dans un processus d'amélioration continue.

GDF SUEZ prend des mesures concrètes afin de diminuer l'incidence directe de la production d'électricité, des services à l'énergie et des activités gazières sur l'environnement. Le Groupe met en œuvre une gestion du développement durable qui vise, entre autres objectifs, à diminuer le risque financier lié à la gestion de l'environnement. GDF SUEZ innove pour offrir à ses clients, municipalités et entreprises, des solutions capables de résoudre, efficacement et à meilleur coût, leurs problèmes environnementaux et mieux exercer les responsabilités que leur a confiées le législateur pour la gestion de l'eau et des déchets et pour une meilleure utilisation des ressources énergétiques.

Le Groupe veille à la mise en adéquation permanente de l'ensemble des installations et des services réalisés ou gérés avec les exigences croissantes des réglementations environnementales, et anticipe les nouvelles législations afin de répondre au mieux aux attentes de ses clients et de l'ensemble des parties prenantes.

Relayé par le réseau de coordinateurs environnementaux, le Groupe invite les filiales à déployer leur politique environnementale, en fonction de leurs activités, des conditions économiques locales, et des attentes de leurs clients, industriels ou collectivités.

La gestion des risques s'effectue au quotidien grâce au nombre important de systèmes de management environnementaux certifiés mis en place au sein du Groupe ou aux plans de gestion des risques déployés à cet usage. La formation des collaborateurs, l'innovation et les programmes de recherche contribuent à la maîtrise opérationnelle de ces risques. Le Groupe fait bien évidemment réaliser des études d'impact de ses activités sur l'environnement avant implantation et suit attentivement ses installations pour mesurer régulièrement ses émissions et ses rejets pour en vérifier la conformité avec les règlements auxquels elle est soumise.

À la clôture de l'exercice 2008, les entités ayant publié une politique ou une déclaration d'engagement environnemental représentaient 92,2 % du chiffre d'affaires (CA) pertinent en termes d'impact environnemental du Groupe. Ces engagements peuvent conduire 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 2008, 48,8 % du CA pertinent étaient couverts par des SME certifiés (certifications ISO 14001, enregistrements EMAS⁽¹⁾, certifications ISO 9001 version 2000 avec volet environnement et certifications locales).

(1) «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 14 001 obtient un certificat EMAS si elle publie une déclaration environnementale conforme aux critères de l'EMAS.

Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert :

Intitulé des indicateurs	GDF SUEZ 2008	Périmètre couvert (% CA pertinent)
par une certification EMAS ■	6,70 %	94,4
par une certification ISO14001 (non EMAS) ■	39,40 %	96,5
par d'autres certifications SME externes	2,70 %	93,5
par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	21,20 %	93,7

■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «modéré».

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «raisonnable».

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 correcte 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 et de les reconnaître en interne.

GDF SUEZ teste un **système d'autoévaluation dynamique** de la maturité des SME 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 de leur évolution ainsi qu'une analyse comparative avec d'autres sites du Groupe. En 2008, 258 sites ont activement participé à cette démarche d'autoévaluation environnementale. L'outil, après aménagement, sera disponible pour l'ensemble des métiers du Groupe à partir de 2010.

En complément de cette amélioration continue des systèmes de gestion environnementale, un effort constant de formation du personnel aux problématiques environnement est réalisé par le Groupe.

6.6.2.2 Le renforcement des systèmes de mesure et de contrôle de la performance

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, conforme aux exigences de la loi française NRE⁽¹⁾, 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). L'information issue de ce reporting est également diffusée par le biais du Rapport d'activité et de développement durable du Groupe.

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 Business Units, 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.

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

6.6.2.3 La gestion de l'environnement au quotidien

La politique environnementale du groupe GDF SUEZ a l'ambition de stimuler au niveau opérationnel des initiatives répondant aux principaux enjeux du développement durable, comme le changement climatique, la préservation des ressources naturelles et la maîtrise des impacts environnementaux.

6.6.2.3.1 Cadre législatif et réglementaire

L'évolution législative liée à l'environnement s'accélère et, dans ce cadre, la diversité des activités du Groupe est telle que toute réglementation visant à réduire les émissions dans l'air, dans l'eau et les sols, l'impact sur la biodiversité et la santé influence plus ou moins directement la gestion des installations.

Pour les installations européennes, les directives, et leurs transpositions en droits nationaux, sont les textes de référence, dont on peut distinguer quatre catégories :

- les directives imposant des contraintes de performance par type d'unité telles que les directives IPPC⁽²⁾ (2001/80/EC) ;
- celles régulant les impacts locaux ou globaux sur le milieu récepteur telles que les directives pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau (2000/60/EC), qualité de l'air ambiant (96/62/EC) et responsabilité environnementale (2004/35/EC) ;
- les directives établissant des objectifs globaux imposés aux émetteurs telles que la directive fixant des plafonds d'émission nationaux (2001/81/EC), celle définissant le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (2003/87/EC), et celles promouvant la cogénération (2004/8/EC) et le recours aux énergies renouvelables (2001/77/EC) ;

(1) La loi sur les nouvelles régulations économiques (NRE) fixe l'obligation, pour les sociétés françaises cotées sur un marché réglementé, de rendre des comptes dans un rapport annuel de leur gestion des conséquences sociales et environnementales de leur activité.

(2) La directive IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control) soumet à autorisation les activités industrielles et agricoles qui ont un fort potentiel de pollution. Une telle autorisation ne peut être accordée que lorsque certaines conditions environnementales sont respectées, de manière à ce que les entreprises prennent elles-mêmes en charge la prévention et la réduction de la pollution qu'elles sont susceptibles de causer

- les diverses directives spécifiques, telles que la directive 2003/105/EC, dite Seveso, régissant les stockages de produits dangereux, la directive déchets en cours de négociation, la directive eaux souterraines, la directive eaux de baignade, le règlement européen REACH ⁽¹⁾, prévoyant l'enregistrement de dizaines de milliers de substances chimiques produites ou importées en Europe, le règlement E-PRTR ⁽²⁾, qui élargit sensiblement les obligations de reporting annuel....

Chacune de ces directives est sujette à des révisions périodiques, dont la teneur reste difficilement prévisible et allant dans le sens d'un renforcement systématique des contraintes. De plus, leur transposition en législations nationales ou régionales est souvent fort diversifiée, chaque État y incluant ses objectifs environnementaux et ses contraintes socio-économiques propres.

Il est intéressant de noter que le resserrement des contraintes encourage l'utilisation de services externalisés auprès de sociétés comme GDF SUEZ ; en effet des contraintes de plus en plus importantes imposent des exigences sur les prestataires de services, auxquelles les grandes sociétés sont mieux à même de répondre.

La responsabilité environnementale

La directive 2004/35/EC du Parlement Européen et du Conseil du 21 avril 2004 sur la *responsabilité environnementale en ce qui concerne la prévention et la réparation des dommages environnementaux* est désormais transposée dans les droits nationaux. Elle définit un régime de responsabilité supplémentaire envers un nouveau tiers : l'environnement (restreint à l'eau, le sol, les espèces et les habitats naturels). Le dommage peut être constaté (par l'administration) sans qu'il n'y ait faute avérée et ceci même si l'installation à l'origine du dommage est en règle vis-à-vis de ses permis et autorisations. Selon cette directive, l'exploitant est le premier visé en matière de responsabilité. Le texte impose la non-

rétroactivité, et ne s'appliquera donc qu'à des dommages dont la cause a eu lieu après la date de transposition.

Une cartographie des sites GDF SUEZ les plus proches des zones identifiées comme vulnérables dans le texte (zones Natura 2000 et rivières «sensibles») permet de dresser la liste des sites les plus exposés au risque de causer des dommages environnementaux. Cette «vulnérabilité» présente deux aspects : ces sites peuvent être potentiellement polluants (pollution par les installations de traitement des déchets, par les effluents d'une station d'épuration, épandage des boues, friches industrielles) ou potentiellement victimes d'une pollution (pollution de la ressource en eau destinée à l'eau potable, pollution d'un sol par un tiers).

Une fois ces sites identifiés, ils font l'objet de visites et réunions techniques, allant jusqu'à la proposition de plans d'action, en concertation avec les acteurs locaux et des experts reconnus (Muséum d'Histoire Naturelle en France). Les plans d'action ainsi définis font l'objet d'un suivi rigoureux par les correspondants des branches concernées.

6.6.2.3.2 Le changement climatique

Le cadre institutionnel régissant la contrainte carbone découle de la convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique, du Protocole de Kyoto et en Europe, de la directive relative au Système Communautaire d'Échange de Quotas d'Émission (SCEQE).

En 2008, les émissions de gaz à effet de serre dits «GES» (hors émissions tertiaires et véhicules terrestres) s'élèvent pour le Groupe à 99,5 millions de tonnes eq. CO₂.

À noter que le périmètre retenu pour le reporting environnemental est spécifique (il porte sur les installations dont GDF SUEZ assure le contrôle technique opérationnel) et diffère par conséquent de celui adopté par exemple pour les évaluations de parc de production électrique.

Intitulé des indicateurs	GDF SUEZ 2008	Périmètre couvert (% CA pertinent)
Émissions totales de GES (hors émissions tertiaires et véhicules terrestres) ■■	99 569 435 t eq CO ₂	95,8
Émissions de GES - flotte de véhicules	3 033 223 t eq CO ₂	93,7
Émissions de GES par unité d'activité - production d'énergie	398,4 kg eq CO ₂ /MWheq	93,7
Émissions de GES par unité d'activité - exploration, production de gaz	5,1 kg eq CO ₂ /MWheq	93,7
Émissions de GES par unité d'activité - stockage de gaz	1,2 kg eq CO ₂ /MWheq	93,7
Émissions de GES par unité d'activité - transport de gaz (hors méthaniers)	1,2 kg eq CO ₂ /MWheq	93,7
Émissions de GES par unité d'activité - terminaux méthaniers	1,6 kg eq CO ₂ /MWheq	93,7
Émissions de GES par unité d'activité - distribution de gaz	8,5 kg eq CO ₂ /MWheq	93,7
Émissions de GES par unité d'activité - incinération	339,1 kg eq CO ₂ /t	93,7

■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «modéré».

■■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «raisonnable».

(1) Le règlement REACH (Registration, Evaluation and Authorisation of Chemicals) met en place un système intégré unique d'enregistrement, d'évaluation et d'autorisation des substances chimiques afin d'améliorer la protection de la santé humaine et de l'environnement.

(2) Le registre E-PRTR (European Pollutant Release and Transfer Register) impose un reporting annuel des données correspondantes.

L'impact des dispositions prises pour lutter contre le changement climatique est bien sûr particulièrement important pour les activités de production d'électricité et de chaleur de GDF SUEZ au sein de l'Union Européenne.

Par ses initiatives précoces (*learning by doing*), par la combinaison unique de métiers en environnement, énergie, commerce du gaz naturel et services à l'industrie, par la flexibilité de son parc de production, par son organisation qui combine la dissémination de politiques au niveau du Groupe avec l'intégration des actions au niveau même des processus opérationnels décentralisés, par sa volonté de contribuer au développement de technologies permettant dans le long terme des réductions importantes d'émissions, GDF SUEZ dispose d'un haut niveau de préparation qui le positionne favorablement face à ses concurrents directs.

Le Groupe dispose en effet des structures et de la connaissance requises pour gérer le risque CO₂. Ces atouts permettent aux entités de GDF SUEZ de réaliser les arbitrages économiques reposant sur le choix des combustibles fossiles, l'utilisation, l'achat ou la vente de quotas. L'importante activité de *trading* du Groupe en fait un acteur majeur sur le marché des droits d'émissions.

Le Groupe réduit continuellement les émissions spécifiques (calculées à périmètre constant) de CO₂ liées à ses activités, en particulier de transport de gaz naturel, de production d'électricité et de chaleur : recours au gaz naturel et aux turbines gaz-vapeur (TGV à cycle combiné) pour la production d'électricité, cogénération pour le chauffage urbain et les applications industrielles, recours croissant à la biomasse dans les installations classiques.

En outre, **GDF SUEZ participe activement au développement et à la promotion des énergies renouvelables** (éolien, hydraulique, biomasse, biogaz, solaire, géothermie, incinération de la part biodégradable des déchets...) là où les circonstances économiques le permettent. Celles-ci représentaient en 2008 plus de 10,5 GW équivalents électriques installés, soit 16,5 % du total des capacités installées du Groupe.

Le recours à la biomasse est favorisé, le plus souvent en production combinée avec le charbon. L'énergie éolienne est aussi un axe de développement du Groupe dans la production d'électricité verte.

Dans le cadre de la maîtrise des émissions de CO₂ des installations industrielles et notamment des centrales électriques, GDF SUEZ étudie une voie prometteuse que représentent le captage, le transport et le stockage géologique du CO₂. Un programme Groupe a été établi au sein de la DRI fin 2008 qui capitalise sur les nombreuses activités de recherche et innovation entreprises en cette matière dans les différentes branches et directions du Groupe. La technologie du captage, du transport et du stockage des émissions de CO₂ devrait permettre au Groupe, à terme, de sécuriser les investissements en nouvelle capacité utilisant des combustibles fossiles dans un contexte de contrainte carbone allant en s'accroissant et de maintenir la flexibilité qui caractérise aujourd'hui son parc de production d'électricité. À terme, le Groupe doit pouvoir être en mesure, si le contexte institutionnel et légal est favorable et les conditions économiques de rentabilité atteintes, de construire des centrales thermiques équipées de systèmes de captage et de stockage de CO₂ et fournir des solutions pour le transport et le stockage de ces émissions.

Pour être en mesure d'évaluer les conditions techniques, économiques et légales applicables à cette technologie, le Groupe développe un portefeuille de projets de recherche et de projets

pilotes. Les projets suivants sont une illustration des actions en cours dans le Groupe.

Le Groupe collabore à plusieurs projets de recherche :

- DECARBit («Decarbonise it»). Ce projet est développé dans le cadre du 7^e Programme-cadre de recherche et développement (FP7). Il a démarré en 2008 et devrait être achevé d'ici à 2010. La structure de la recherche, du développement technologique et de la démonstration (RDT) repose sur cinq sous-projets dont l'intégration et l'optimisation des systèmes, les techniques avancées de séparation du CO₂ en précombustion et les technologies de séparation de l'oxygène en précombustion.
- CESAR, également développé dans le cadre du FP7, se déroule de 2008 à 2010 et concerne les nouvelles activités et les innovations dans les domaines du captage postcombustion, des membranes à haut débit et des solvants innovants. L'objectif principal est de réduire le coût de la capture de CO₂ à 15 €/tCO₂.
- Le projet ACACIA (Amélioration du CAptage du CO₂ Industriel et Anthropique), cofinancé par le Fonds Unique Interministériel et labellisé par le Pôle de Compétitivité Chimie Environnement Axelera, vise à réduire les coûts du procédé de captage du CO₂ par solvants et développer de nouveaux procédés physico-chimiques innovants.

Le Groupe dirige ou participe à des projets pilotes tels que :

- Projet pilote pour tester la capture postcombustion. Ce projet pilote, développé en collaboration avec Hitachi et E.ON, en est au stade du préassemblage des composants et des conteneurs et de la revue finale des autorisations avant soumission. En situation réelle, le site pilote devrait être en mesure de traiter jusqu'à 5 000 Nm³/h de gaz issus de la combustion, soit 1 t/h de CO₂. Cette installation est mobile et sera utilisée pendant quatre ans sur différents sites appartenant au groupe E.ON et à notre filiale Electrabel.
- Le CRIGEN développe, avec ses partenaires, une technologie innovante de captage cryogénique de CO₂ tirant parti des frigorifiques contenues dans le GNL des terminaux méthaniers avec l'objectif d'augmenter l'efficacité du procédé, de diminuer les coûts et de tirer partie des synergies entre terminaux méthaniers et centrales thermiques situées à proximité.
- Le Groupe a maintenu en 2008 son engagement dans la recherche sur le stockage du CO₂, pour lequel il a conclu en 2007 avec le groupe Vattenfall un accord de coopération portant sur un projet expérimental d'injection de CO₂ et d'amélioration de la récupération de gaz naturel sur le site de l'Altmark. Par ailleurs, le groupe continue l'injection expérimentale de CO₂ initiée en 2004 sur le champ K12-B situé sur le plateau continental néerlandais.

Dans le secteur de l'environnement, les efforts portent sur l'optimisation des circuits de collecte, le renouvellement progressif de la flotte de véhicules, le recours à des carburants alternatifs moins polluants, la collecte et le traitement du méthane à partir des décharges et du retraitement des boues d'épuration. Quant aux activités de traitement de déchets banals, la stratégie consiste à développer le recyclage, à produire du compost de qualité et de l'énergie verte à partir des usines d'incinération et des centres d'enfouissement technique.

Les mécanismes «Projets»

GDF SUEZ reste attentif aux opportunités qui pourraient se présenter dans le cadre des projets MDP (mécanismes de développement propre) et MOC (mises en œuvre conjointes) lorsque les revenus attendus permettent de couvrir les coûts additionnels liés aux mesures de réduction des GES. Plusieurs expériences suivent leur cours aussi bien en énergie qu'en environnement.

Les échanges des droits d'émissions

La capitalisation de ces expériences renforce la capacité du Groupe à réagir promptement et efficacement aux futures évolutions du marché du carbone. Dans toutes les situations où des investissements significatifs sont requis, l'évaluation des facteurs de risque et de l'impact économique présentent encore de nombreuses incertitudes. Ces incertitudes portent par exemple sur les fluctuations du prix des

combustibles, en particulier lors de l'introduction d'une contrainte carbone, sur la possibilité de pouvoir bénéficier de mécanismes incitatifs visant à la promotion de sources renouvelables, sur les délais administratifs requis pour obtenir des licences d'exploitation pour de nouveaux établissements ou encore sur les prix de marché retenus dans le système européen de quotas d'émission. L'expérience dans ces matières est un facteur important de succès.

6.6.2.3.3 Les énergies renouvelables

GDF SUEZ poursuit ses progrès dans l'accès aux sources d'énergies renouvelables. En Europe, le Groupe s'inscrit progressivement dans l'objectif que s'est fixé l'Union Européenne qui vise à atteindre d'ici 2020 une part d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de 20 %.

Intitulé des indicateurs	GDF SUEZ 2008	Périmètre couvert (% CA pertinent)
Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique) ■	10 544 MWeq	97,2
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	16,5 %	94,7
Renouvelable - Électricité et chaleur produites ■	45 746 GWheq	97,9
Énergie produite - part du grand hydraulique	86,0 %	
Énergie produite - part du petit hydraulique	1,6 %	
Énergie produite - part de l'éolien	2,8 %	
Énergie produite - part du géothermique	0,1 %	
Énergie produite - part du solaire	0,0 %	
Énergie produite - part de la biomasse (hors thermique)	4,6 %	
Énergie produite - part du biogaz	2,2 %	
Énergie produite - part de l'incinération de la part biodégradable des déchets	2,6 %	

■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «modéré».

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «raisonnable».

Ces capacités correspondent au périmètre du reporting environnemental.

Le Groupe détient un portefeuille d'énergies renouvelables particulièrement diversifié, dans la mesure où il est présent sur l'ensemble des filières, en Europe et à l'international.

Le Groupe continue à mener sa politique de développement dans cette logique. La part occupée dans ses moyens de production par l'hydraulique demeure centrale.

6.6.2.3.4 Efficacité énergétique

Les consommations d'énergie primaire et d'électricité sont gérées dans le plus grand souci d'efficacité énergétique.

Intitulé des indicateurs	GDF SUEZ 2008	Périmètre couvert (% CA pertinent)
Consommation d'énergie primaire - Total ■ ■	382 088 GWh	96,3
Part du charbon/lignite	22,8 %	
Part du gaz naturel	68,2 %	
Part du fioul (lourd et léger)	2,9 %	
Part des combustibles de substitution	2,1 %	
Part de la biomasse	3,7 %	
Part des déchets	0,1 %	
Part des autres combustibles	0,2 %	
Consommation d'électricité - Total ■ ■	6 081 GWh	88,2
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse) ■ ■	42,8 %	96,3

■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «modéré».

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «raisonnable».

Les sociétés spécialisées de la Branche Énergie Services renforcent leur position de prestataires en efficacité énergétique et environnementale. Elles optimisent leurs installations ou celles de leurs clients afin de réduire les consommations sans pour autant affecter le confort ou la qualité de la fourniture et en veillant à maintenir dans le temps les rendements des systèmes énergétiques. Il en va ainsi à chaque étape de la prestation, du diagnostic initial à la mise en œuvre, dans le choix des équipements comme dans celui des énergies. De plus, elles veillent à ce que les rendements des systèmes énergétiques ne se dégradent pas dans le temps. En leur qualité d'exploitant des installations qui leur sont confiées, elles réagissent à toute anomalie et mobilisent leur expertise. Elles s'engagent dans la durée à travers des contrats de résultat, et garantissent par-là même la pérennité des performances environnementales.

Le Groupe dispose de nombreuses centrales à cycle combiné au gaz naturel et unités de cogénération recourant aux techniques de production les plus performantes, avec des rendements de l'ordre de 55 % et 85 % respectivement.

6.6.2.3.5 L'énergie nucléaire

La production des sites nucléaires du Groupe, comparée aux meilleures technologies à base de combustibles fossiles, permet d'éviter chaque année l'émission de quelque 20 millions de tonnes de dioxyde de carbone ; elle contribue donc très significativement à l'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Une réduction régulière des volumes de déchets faiblement et moyennement radioactifs a pu être enregistrée. En effet, par rapport au kWh produit, leur volume représentait en 2008 un peu moins de la moitié de celui de 1997. L'aval du cycle de combustible nucléaire représente l'ensemble des opérations liées à ce combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire. Les coûts liés à cette partie du cycle sont et seront couverts par la constitution de provisions. Ces provisions, dont le montant s'élève à 3,399 milliards d'euros à la fin 2008, sont régies par la loi belge du 11 avril 2003.

Les coûts de démantèlement des unités nucléaires, après leur mise à l'arrêt, sont également provisionnés selon la loi du 11 avril 2003. Les provisions établies à la fin 2008 s'élèvent à 1,829 milliard d'euros.

Intitulé des indicateurs	Données 2008	Périmètre couvert (% CA pertinent)
Émissions gazeuses radioactives		
• gaz rares	28,82 TBq	100 %
• iodes	0,0874 GBq	100 %
• aérosols	0,0120 GBq	100 %
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	282,2 m ³	100 %
Rejets liquides radioactifs		
• émetteurs Bêta et Gamma	26,50 GBq	100 %
• tritium	77,34 TBq	100 %

6.6.2.3.6. Gestion et préservation des ressources naturelles

La raréfaction ou la dégradation de la qualité des ressources dans certains pays où le Groupe opère conduisent GDF SUEZ à sensibiliser ses exploitations au besoin d'une gestion intégrée des ressources naturelles, en particulier la dépendance aux énergies fossiles, les économies de matière première en leur substituant des matériaux recyclés par la valorisation des déchets, la préservation de la qualité des masses d'eau par l'assainissement des eaux usées et enfin la restauration des eaux destinées à l'alimentation.

La gestion des ressources en eau intègre l'ensemble des problématiques liées aux services d'eau et d'assainissement

(préservation de la ressource, agriculture, aménagement du territoire) et la résolution des conflits potentiels par la négociation avec l'ensemble des utilisateurs consommateurs.

Un contrôle de la qualité des eaux potables produites et distribuées ainsi que des rejets des stations d'épuration est opéré au niveau local par des contrôles d'autosurveillance et rapporté au niveau central qui assure le suivi de l'évaluation des performances. En matière d'épuration des eaux usées, la Branche Environnement, en partenariat avec les collectivités pour qui elle opère, veille au respect et si possible à l'anticipation, des normes de rejet des eaux usées, ainsi qu'au devenir des boues.

Les indicateurs reportés concernent les consommations d'eau liées au process industriel.

Intitulé des indicateurs	Données 2008	Périmètre couvert (% CA pertinent)
Consommation d'eau à usage industriel ■	87,70 Mm ³	97,7 %
• Consommation d'eau de surface	60,17 Mm ³	
• Consommation d'eau provenant des nappes phréatiques	7,93 Mm ³	
• Consommation d'eau provenant du réseau public	19,60 Mm ³	
Consommation d'eau pour le refroidissement ■	151,73 Mm ³	99,5 %
• Consommation d'eau de surface évaporée	138,90 Mm ³	
• Consommation d'eau provenant des nappes phréatiques	7,32 Mm ³	
• Consommation d'eau provenant du réseau public	5,50 Mm ³	
Déperdition d'eau / km de réseau ■	11,6 m ³ /km/jour	99,7 %
• quantité de lixiviats collectés dans les centres de stockage	3,9 Mm ³	100 %
• quantité de lixiviats traités (en externe ou en interne) ■	3,9 Mm ³	100 %
• charge polluante traitée par les réseaux d'assainissement (DBO5 traitée) ■	483,2 kt/an	100 %

■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «modéré».

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «raisonnable».

La préservation des ressources naturelles se réalise également par la promotion de la valorisation et le recyclage des déchets. La part des déchets valorisés sous forme de matière ou d'énergie représente 42 % du total des déchets traités dans le secteur de la propreté. Le Groupe estime que la valorisation des boues d'épuration (47,9 % en 2008) sous forme de fertilisants à usage agricole constitue par ailleurs un marché prometteur.

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. SUEZ Environnement développe également de manière forte 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.

Intitulé des indicateurs	Données 2008	Périmètre couvert (% CA pertinent)
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues) ■	6 856 348 t	94,7 %
• Cendres volantes, Refioms	3 212 722 t	
• Cendres cendrées, mâchefers	2 348 431 t	
• Sous-produits de désulfuration	195 546 t	
• Boues des stations d'épuration et d'eau potable	638 785 t	
Quantité totale de déchets & sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues) ■	4 695 299 t	94,1 %
Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux évacués (à l'exclusion des déchets radioactifs) ■	249 045 t	89,7 %
Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux valorisés (à l'exclusion des déchets radioactifs) ■	14 042 t	92,3 %

■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «modéré».

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «raisonnable».

Les métiers du Groupe GDF SUEZ sont implicitement liés aux ressources fournies par le milieu naturel, et peuvent donc pâtir de sa dégradation. La préservation des ressources énergétiques s'avère également stratégique pour les énergéticiens. Cette gestion passe

avant tout par l'amélioration constante de l'efficacité énergétique et par le développement de capacités de production d'énergie renouvelable.

6.6.2.3.7. Réduction et contrôle des polluants

Intitulé des indicateurs	Données 2008	Périmètre couvert (% CA pertinent)
Émissions de NOx ■	105 860 t	94,3 %
Émissions de SO ₂ ■	202 203 t	95,2 %
Émissions de poussières ■	9 549 t	97,6 %

■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «modéré».

■ ■ Vérifiés par les Commissaires aux Comptes avec avis d'assurance «raisonnable».

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 ; injection d'eau pour réduire les poussières ; injection d'urée pour contrôler les oxydes d'azote ; optimisation de la combustion et traitements des fumées.

Les organismes pathogènes

Certaines parties du système de refroidissement des installations de production d'énergie utilisent l'eau des rivières. À certains moments de l'année, des organismes pathogènes peuvent se développer

dans le système de refroidissement, ce développement étant favorisé par une température propice. Afin d'éviter ou au moins de contrôler ce phénomène, des analyses, des études et des moyens de lutte ont été mis en œuvre depuis plusieurs années.

En matière de risque légionelle, la Branche Énergie Services propose à ses clients une démarche d'exploitation optimisée et adaptée à chaque installation, s'intégrant aisément aux prestations préexistantes. Par opposition aux actions partielles et ponctuelles, il s'agit d'une approche globale et inscrite dans la durée.

6.6.2.3.8 Gestion de la biodiversité

La biodiversité représente la richesse biologique constituée par l'ensemble des organismes vivants et les relations avec les milieux. Elle fournit de nombreux produits naturels et des services «gratuits». Sa protection est vitale. Sa détérioration est aujourd'hui préoccupante, et peut entraîner la dégradation des ressources naturelles indispensables aux métiers du Groupe.

Le Groupe GDF SUEZ s'appuie sur les actions proposées dans le cadre de la Convention sur la Diversité Biologique adoptée à Rio (Brésil) en 1992.

Au cours de l'année 2008, le Groupe a participé à des actions locales de préservation des milieux tant en France sur des sites d'enfouissement techniques qu'en Amérique du Sud, dans le cadre de la protection des forêts amazoniennes lors d'implantation de nouveaux barrages. GDF SUEZ s'est également engagé dans des actions de types national et international sur l'évaluation économique des services éco-systémiques et le recensement des indicateurs et des méthodes de compensation. Deux nouveaux indicateurs relatifs à la biodiversité ont été introduits dans l'exercice de reporting. Enfin, des actions de formation interne ont été réalisées, en collaboration avec l'UICN, pour sensibiliser les salariés GDF SUEZ à l'importance de la préservation des ressources naturelles.

6.6.2.4 Une prévention active des risques environnementaux

En appui du programme central d'audits de maîtrise des questions environnementales, les branches et entités opérationnelles sont encouragées à mettre en œuvre leur propre système d'audits environnementaux afin d'accélérer la couverture de leurs sites. Des procédures internes spécifiques sont déployées sur la plupart des sites afin de définir les responsabilités en matière de gestion environnementale et de contrôler l'effectivité de la réalisation d'audits environnementaux appréciant le niveau de conformité environnementale des installations.

Dans les métiers de la propreté, chaque site de traitement de déchets a fait l'objet d'au moins un audit environnemental tous les trois ans. Ces audits permettent d'identifier les éventuelles non-conformités à la réglementation en vigueur, de détecter des risques spécifiques et de mettre en place des plans de correction.

Dans le domaine de l'eau, chaque filiale est responsable de son propre dispositif de gestion de ses risques environnementaux. Un processus centralisé de contrôle a été mis en place, similaire à celui existant pour les déchets. Enfin, des plans de prévention des risques accompagnent ou précèdent la mise en place d'un système de management environnemental.

Les plaintes et condamnations liées à un dommage environnemental respectivement se sont élevées à 53 et 11, pour un montant total d'indemnisations s'élevant à 489 000 euros. Ceci est faible au regard de la taille du Groupe, du caractère industriel de ses activités et de ses dépenses directes en faveur de l'environnement. En 2008, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à 4 472 millions d'euros.

Intitulé des indicateurs	Données 2008	Périmètre couvert (% CA pertinent)
Plaintes liées à l'environnement	53	96,06 %
Condamnations liées à l'environnement	11	98,30 %
Montant des indemnisations (en milliers d'euros)	489	99,5 %
Dépenses environnementales (en millions d'euros)	4 472	100 %

La gestion des risques industriels et environnementaux se décline en deux modules la prévention des risques et la gestion des crises.

Intitulé des indicateurs	Données 2008	Périmètre couvert (% CA pertinent)
Analyses environnementales	65,2 % CA pertinent	100 %
Plan de prévention des risques environnementaux	75,9 % CA pertinent	100 %
Plan de gestion des crises environnementales	79,8 % CA pertinent	100 %

6.6.2.4.1 La gestion des crises pour la continuité de l'exploitation

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 de cellule de crise capable de prendre en compte les impacts internes ou externes qu'ils soient techniques, sociaux, sanitaires, économiques ou de réputation. 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.

6.6.2.4.2 Politique de gestion du risque environnemental – Loi du 30 juillet 2003 relative à la prévention du risque technologique

La gestion du risque constitue un volet essentiel de la politique environnementale du Groupe. Les risques environnementaux liés aux sites plus dangereux sont encadrés par des réglementations nationales et internationales strictes et précises et font l'objet de contrôles réguliers des pouvoirs publics et par les experts du Groupe.

Dans les frontières de l'Union Européenne, le Groupe exploite 12 sites Seveso «seuil haut» dont l'implantation se situe en France, en Allemagne, en Hongrie, en Espagne, en Belgique et aux Pays-Bas.

6.6.2.4.3. Anciens sites industriels

GDF SUEZ apporte une attention toute particulière aux anciens sites industriels susceptibles de présenter un risque environnemental.

En France, dès le début des années 1990, GDF SUEZ s'est engagé auprès du Ministère chargé de l'Environnement dans une action volontaire de traitement ordonné et coordonné de ses sites d'anciennes usines à gaz, au-delà de la stricte application des obligations législatives ou réglementaires. Il a ainsi été procédé à l'inventaire exhaustif de ces sites et à la hiérarchisation de ceux-ci en fonction de la sensibilité à leur environnement. L'engagement de GDF SUEZ s'est traduit par la signature, le 25 avril 1996, d'un protocole d'accord relatif à la maîtrise et au suivi de la réhabilitation des anciens terrains d'usines à gaz avec le Ministère de l'Environnement pour une durée de dix ans. Les engagements du protocole ont été mis en œuvre pour la totalité des 467 sites et un bilan a été dressé conjointement avec le Ministère de l'Environnement.

En Allemagne, le Groupe poursuit un programme de réhabilitation des sites pollués par ses anciennes activités (usines à gaz et sites d'exploration et de production). Ce travail est effectué en liaison avec les autorités compétentes des Länder.

Les obligations de démantèlement futur des installations d'Exploration-Production sont régies par les lois des différents pays où GDF SUEZ opère.

6.6.2.5 Éléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2008

Afin d'assurer la transparence et la fiabilité des données communiquées publiquement, GDF SUEZ est engagé dans une démarche progressive de vérification par ses Commissaires aux Comptes de la qualité de certains indicateurs portant sur l'information environnementale et sociale publiée. Cette démarche a été engagée de longue date, par le Groupe SUEZ d'une part et par Gaz de France d'autre part, en conformité avec les lignes directrices de *Global Reporting Initiative*.

Le Groupe SUEZ avait conduit une première étape sur les données de l'exercice 2001 qui consistait en une revue des procédures de remontée des indicateurs de performance. Depuis 2003, les Commissaires aux Comptes émettaient un avis sur les procédures de remontée des informations environnementales et sur la qualité de certains indicateurs. Le périmètre et la quantité d'indicateurs vérifiés avaient été étendus chaque année et les remarques des Commissaires aux Comptes, intégrées pour l'exercice suivant.

Gaz de France avait commencé à communiquer sur ses activités en matière de développement durable en 1999 avec son premier rapport environnement. Depuis 2001, Gaz de France publiait un rapport développement durable dans lequel étaient publiés des indicateurs environnementaux vérifiés par ses Commissaires aux Comptes.

Le reporting environnemental 2008 de GDF SUEZ est marqué par l'aboutissement de travaux sur l'harmonisation des référentiels, c'est-à-dire des procédures, des méthodes et des définitions.

Une attention particulière a également été portée à la mise en place d'un outil de reporting commun 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 couvre actuellement l'ensemble des Branches et est aujourd'hui déployé à l'intérieur de la plupart des branches et filiales.

Les modalités de définition du périmètre de reporting environnemental permettent de couvrir l'ensemble des performances et impacts des installations dont le Groupe détient le contrôle technique opérationnel. Les entités juridiques incluses dans le périmètre de reporting sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental (à l'exclusion notamment donc du négoce d'énergie et des activités financières et d'ingénierie), intégrées globalement ou proportionnellement (selon les règles de consolidation financière). Ces entités rapportent les performances et impacts des installations dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris ceux des installations opérées pour compte de tiers.

Cette règle a été définie pour respecter au mieux les recommandations de la *Global Reporting Initiative* (GRI). Il s'agit d'une structure de parties prenantes ou partenaires (monde des affaires, sociétés d'audit, organisation de protection des droits de l'Homme, de l'environnement, du travail et des représentants de gouvernements)

qui crée un cadre de travail commun pour la publication de données de développement durable.

En outre, 100 % des impacts communiqués 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 si le contrôle technique opérationnel lui appartient à 100 % ou s'il est partagé avec d'autres actionnaires. La seule exception concerne les indicateurs de management qui sont publiés en brut puisque basés sur des CA pertinents déjà pondérés (cf. ci-après).

Par ailleurs, sur la base du chiffre d'affaires consolidé, un chiffre d'affaires pertinent (après exclusion du CA généré par les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental) est défini et identifié pour chaque entité juridique. La couverture de ce chiffre d'affaires pertinent par chacun des indicateurs de management environnemental est rapportée.

Le jeu de procédures pour la remontée des informations environnementales se compose d'une procédure générique déclinée en une instruction type à mettre en œuvre aux niveaux appropriés du processus de reporting. Le déploiement des procédures à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et coordinateurs environnement dument mandatés. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et branche 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. La liste des entités entrant dans le périmètre de reporting environnemental est jointe aux procédures et instructions.

Les fiches de définition des indicateurs utilisés pour mesurer la performance environnementale des métiers du Groupe ont été revues sur base des commentaires des Commissaires aux Comptes. Elles ont par ailleurs bénéficié des commentaires des responsables opérationnels représentés dans un groupe de travail dédié. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe.

Sur les données publiées dans le présent rapport ainsi que dans le rapport d'activité et de développement durable, il convient de préciser les éléments suivants :

1. Les données 2007 présentées ont été réconciliées à partir des données publiées de Gaz de France et de SUEZ lorsque ces données étaient disponibles. Pour Gaz de France, le périmètre a été étendu aux entités en intégration proportionnelle afin de respecter les règles de périmètre du nouveau Groupe. En outre, si certaines ont partiellement ou entièrement fait l'objet d'un avis des Commissaires aux Comptes l'année passée, les données réconciliées n'ont pas été soumises à leur approbation pour les publications 2008. Cet historique est donc fourni à titre indicatif.
2. Soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe GDF SUEZ dispose d'indicateurs sur la valorisation de ses déchets. Cependant, les notions de déchets et de valorisation varient selon les pays et les réglementations locales.

3. 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. 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 le Directeur de la Branche concernée et sous réserve que les données soient disponibles.
4. Conscient des enjeux liés à la gestion de l'eau, GDF SUEZ poursuit également ses efforts dans la maîtrise globale de sa consommation, toutes utilisations et types de sites confondus. Une attention particulière a été portée sur les risques de double comptage et sur la possible confusion entre eaux industrielles et eaux de refroidissement.
5. 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 donc sont rapportées comme telles. Pour 2008, seuls les bateaux pour lesquels le groupe GDF SUEZ détient une part majoritaire ou ceux exploités par une filiale détenue majoritairement par GDF SUEZ ont été retenus. Ce qui donne la liste suivante : *SUEZ Matthew, Tellier, Gaz de France energy, Provalys et Gaselys*.
6. Les indicateurs environnementaux du site de Carthagène ne sont pas reportés du fait du montage contractuel particulier : le Groupe dispose de la capacité de production, mais ne supporte pas les risques industriels d'exploitation.
7. 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 du Groupe.
8. Il est à noter que seuls les lixiviats de centres de stockage de classe 2 sont reportés.
9. 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.
10. 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 délicates à collecter (Ex. : consommations d'eau au Royaume-Uni).

La correspondance des indicateurs de performance environnementale du Groupe avec la loi NRE et les recommandations du GRI est documentée dans le tableau de synthèse des performances environnementales publié dans le rapport annuel d'activité et de développement durable.

6.6.3 ENGAGEMENTS SOCIÉTAUX

Le Groupe GDF SUEZ entend assurer pleinement sa responsabilité sociétale dans tous les pays où il exerce ses activités. Cet engagement prend un relief particulier dans le cadre de la crise économique et financière actuelle.

Le Groupe s'attache à proposer un volet sociétal dans sa réponse aux appels d'offres auxquels il concourt ainsi qu'un accompagnement sociétal dans la durée pour pérenniser son activité et garantir son acceptabilité par les différentes communautés concernées.

Cette approche mobilise aujourd'hui des moyens significatifs en matière d'ingénierie sociétale, tant au niveau central (au sein de la Direction de la Stratégie et du Développement Durable notamment) qu'au niveau des entités opérationnelles du Groupe.

L'engagement sociétal du Groupe recouvre plusieurs dimensions :

- la facilitation de l'accès aux services et produits du Groupe pour les communautés et le soutien au développement économique des territoires et de leurs tissus économiques ;
- l'aide aux clients démunis ;
- le soutien au monde associatif et aux acteurs d'intérêt général.

6.6.3.1 Accompagnement sociétal des activités du groupe

En tant que groupe industriel international, GDF SUEZ est très actif pour le développement socio-économique local. Impliqué dans des activités de long terme portant sur des services essentiels aux populations (énergie, eau, propreté...), GDF SUEZ est un acteur majeur du développement local durable. Sa plus-value porte sur divers axes majeurs du développement comme :

- la mise en place d'infrastructures nouvelles (gaz, eau...) ;
- l'amélioration des conditions de vie grâce à l'accès aux services ;
- la solidarité au bénéfice des plus démunis ;
- la préservation de l'environnement ;
- la création d'emploi ;
- l'impact sur les économies locales (soutien aux PME locales) ;
- l'accès à l'énergie et à l'eau pour les populations déshéritées.

Le Groupe développe de nombreuses actions sociétales dans ses projets dont plusieurs ont valeur de démonstrateur en matière d'innovation sociale du Groupe.

Parmi celles-ci, on peut citer :

- À Macao, SUEZ Environnement Company a mis en place des tarifs pour l'eau adaptés aux familles en difficulté.
- Au Maroc, la filiale du groupe Lydec apporte l'électricité dans les bidonvilles de Casablanca avec un système de microcrédit original.
- Au Brésil, la construction des barrages de Sao Salvador et d'Estreito a été accompagnée de programmes sociaux et

environnementaux initiés par le Groupe (aides au relogement, création d'infrastructures...).

6.6.3.2 Actions en faveur des clients démunis

La solidarité est inscrite dans l'histoire et la culture du Groupe. Partout où des entités du Groupe ont des clients domestiques, une attention particulière est portée aux populations les plus démunies.

La politique solidarité du Groupe repose sur :

- la mise en place de dispositifs complémentaires aux dispositifs légaux d'aide aux démunis ;
- les principes établis dans le document «Éthique du Groupe GDF SUEZ».

À titre d'exemple, les entités du Groupe opérant sur le territoire français participent au financement des Fonds Solidarité Logement et proposent un Tarif Spécial de Solidarité. En complément, GDF SUEZ mène des actions en direction des populations des Zones Urbaines Sensibles. Il participe ainsi activement au financement et à l'animation d'un réseau de 200 points partenariaux d'accueil et d'orientation des clients démunis. De même, le Groupe a mis en place une opération (ISIGAZ) visant à sensibiliser les familles des quartiers défavorisés à la sécurité de leur installation intérieure et aux économies d'énergie. En deux années, 100 000 locataires ont pu bénéficier de cette opération menée conjointement avec plus de 40 associations locales de médiation sociale.

En Belgique, Electrabel applique le dispositif mis en place par les pouvoirs publics en faveur des clients démunis. Cette filiale du Groupe développe en outre une politique de soutien spécifique.

La filiale hongroise Egaz-Degaz a introduit dans son système de facturation les règles de compensation dont bénéficient les clients démunis, en concertation avec les autorités publiques. En Roumanie, la filiale du Groupe, DISTRIGAZ Sud, s'engage à fournir aux personnes en difficulté le gaz de manière continue pendant les périodes hivernales.

6.6.3.3 Partenariats sociétaux

Le Groupe développe une politique de partenariat actif avec des acteurs reconnus de la solidarité envers les populations démunies.

À titre d'exemple, le Groupe est accompagné dans sa démarche vis-à-vis des plus pauvres par Emmaüs France (convention triennale 2007-2009).

Par ailleurs, le Groupe GDF SUEZ soutient financièrement l'activité d'ONG (organisations non gouvernementales) de salariés du Groupe (Codegaz, Aquassistance, Energy Assistance) qui se concrétise par une centaine de projets en Afrique (Égypte, Algérie, Burkina Faso, Madagascar...) et en Asie (Inde, Vietnam...) sur les thématiques d'accès à l'eau et l'énergie notamment.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

6.6.4 INFORMATIONS SOCIALES

Les données suivantes pour les années 2006 et 2007 ont un caractère proforma (fusion intervenue en 2008).

	GRI	Branche Énergie France			Branche Énergie Europe & International		
		2006	2007	2008	2006	2007	2008
Effectif par zone géographique ■ ■	LA1	7 023	10 012	10 104	25 392	26 086	23 919
France	LA1	7023	9 978	10081	131	141	133
Belgique	LA1				8 661	9 226	7 561
Autres Union européenne	LA1		34	23	12 468	12 432	11 271
Autres pays d'Europe	LA1					0	0
Total Europe	LA1	7 023	10 012	10 104	21 260	21 799	18 965
Amérique du Nord	LA1				1 600	1 678	2 009
Amérique du Sud	LA1				1 631	1 829	2 076
Asie - Moyen-Orient - Océanie	LA1				901	780	869
Afrique	LA1				0	0	0
% de restitution		100 %	100 %		100 %	100 %	100 %
Répartition de l'Effectif par CSP	LA1						
Cadres ■	LA1	85	1 482	1 137	3 402	3 890	5 693
Non-cadres ■	LA1	182	4 120	5 328	12 008	12 594	18 201
% de restitution		3,80 %	55,95 %	63,98 %	60,70 %	63,19 %	99,90 %
Part des femmes dans le Groupe							
Proportion de femmes dans l'effectif ■ ■	LA13	28,61 %	34,00 %	33,00 %	27,22 %	27,20 %	27,50 %
% de restitution		100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Proportion de femmes dans l'encadrement	LA13	14,12 %	22,16 %	23,20 %	18,11 %	18,77 %	20 %
% de restitution		3,80 %	16,90 %	18,10 %	60,70 %	62,80 %	66,10 %
Répartition de l'effectif par type de contrat	LA1						
CDI	LA1	99,63 %	97,10 %	98,60 %	92,83 %	93,10 %	94,10 %
Autres	LA1	0,37 %	2,90 %	1,40 %	7,17 %	6,90 %	5,90 %
% de restitution		3,80 %	16,95 %	54,20 %	60,20 %	62,79 %	66,50 %
PYRAMIDE DES ÂGES SUR L'EFFECTIF CDI	LA1						
moins de 25 ans	LA1	4,14 %	5,53 %	5,30 %	5,42 %	5,53 %	5,40 %
25-29 ans	LA1	10,53 %	12,57 %	11,30 %	11,90 %	13,57 %	15,10 %
30-34 ans	LA1	15,41 %	15,54 %	16,70 %	13,07 %	12,68 %	13,90 %
35-39 ans	LA1	14,66 %	15,48 %	16,90 %	13,75 %	13,81 %	13,80 %
40-44 ans	LA1	16,92 %	12,81 %	12,70 %	15,43 %	14,71 %	14,20 %
45-49 ans	LA1	18,80 %	15,73 %	14,70 %	15,70 %	15,12 %	14,40 %
50-54 ans	LA1	14,66 %	17,50 %	16,10 %	14,60 %	13,93 %	12,90 %
55-59 ans	LA1	3,38 %	4,25 %	5,80 %	9,06 %	9,31 %	8,50 %
60-64 ans	LA1	1,13 %	0,43 %	0,40 %	0,96 %	1,21 %	1,60 %
65 ans et +	LA1	0,38 %	0,12 %	0,10 %	0,11 %	0,12 %	0,20 %
% de restitution		3,80 %	16,95 %	64,40 %	60,22 %	62,80 %	38,70 %

	GRI	Branche Énergie France			Branche Énergie Europe & International		
		2006	2007	2008	2006	2007	2008
MOUVEMENTS DE PERSONNEL ET EMPLOI							
Turnover	LA2	2,30 %	0,70 %	0,90 %	6,85 %	6,10 %	5,60 %
% de restitution		3,74 %	16,90 %	18,30 %	57 %	58,80 %	60,20 %
Turnover volontaire ■	LA2	1,50 %	2,49 %	2,40 %	5,47 %	3,67 %	3,40 %
% de restitution		3,74 %	100 %	97,80 %	57 %	96,77 %	94,40 %
Taux d'embauche	LA2	12,10 %	10,34 %	10,30 %	9,89 %	12,65 %	14,10 %
% de restitution		100 %	100 %	97,80 %	98,78 %	96,77 %	94,40 %
Taux d'embauche CDI	LA2	54,84 %	67,30 %	61,60 %	61,81 %	67,70 %	75 %
% de restitution		3,74 %	16,90 %	18,30 %	57 %	58,80 %	60,20 %
% de handicapés / effectif moyen				1,31 %			0,25 %
% de restitution							
Développement professionnel							
Pourcentage d'effectif formé ■■	LA10	58,06 %	66,45 %	75,90 %	52,74 %	68,62 %	79 %
% de restitution		100 %	99,66 %	97,80 %	99,62 %	99,96 %	70,30 %
Pourcentage de femmes formées	LA10	33,85 %	36,95 %	31,30 %	23,46 %	26,08 %	28,10 %
% de restitution		100 %	99,66 %	94,40 %	99,78 %	99,91 %	71 %
Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé	LA10						
Cadres	LA10	79,31 %	30,46 %	32,90 %	20,94 %	20,84 %	25,50 %
Non-cadres	LA10	20,69 %	69,54 %	67,10 %	79,06 %	79,16 %	74,50 %
% de restitution		0,60 %	16,88 %	18,30 %	57,61 %	62,00 %	62,40 %
Dépenses de formation par personne formée (€)		1 008	896	934	1 180	1 177	1 626
% de restitution		3,74 %	16,88 %	18,30 %	57,61 %	61,97 %	65,70 %
Nombre d'heures de formation par personne formée	LA10	41	42	32	51	48	68
% de restitution		3,74 %	99,66 %	97,80 %	57,61 %	99,91 %	70,30 %
Nombre d'heures de formation par femme formée		24	39	31	47	43	68
% de restitution		3,74 %	99,66 %	94,70 %	57,61 %	99,91 %	71 %
Dépenses de formation par heure de formation		24	22	23	23	22	23
% de restitution		3,74 %	16,88 %	18,30 %	57,61 %	61,97 %	64 %
Répartition des heures de formation par thème							
Technique des métiers		35,51 %	44,00 %	40,00 %	42,55 %	42,20 %	40,80≈%
Qualité, environnement, sécurité		51,47 %	30,70 %	30,70 %	16,54 %	19,80 %	18,70 %
Langues		2,01 %	2,70 %	4,10 %	7,50 %	10,20 %	16,20 %
Autres		11,02 %	22,60 %	25,20 %	33,42 %	27,80 %	24,30 %
% de restitution		3,74 %	16,88 %	18,30 %	57,61 %	61,97 %	64 %
Conditions de travail	LA7						
Jours d'absence par personne			15	11		10	14,4
% de restitution			99,40 %	97,80 %		99,90 %	73,60 %
Heures supplémentaires	LA7			1,51 %			4,15 %
% de restitution				18,30 %			65,40 %
Sécurité au travail							

	GRI	Branche Énergie France			Branche Énergie Europe & International		
		2006	2007	2008	2006	2007	2008
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)* ■				0			2
* À noter, en 2008 : 1 accident mortel au siège							
Taux de fréquence ■				14,85			2,17
Taux de gravité				0,33			0,06
% de restitution				100 %			100 %

■ Assurance modérée.

■ ■ Assurance raisonnable.

	GRI	Branche Global Gaz & GNL			Branche Infrastructures		
		2006	2007	2008	2006	2007	2008
Effectif par zone géographique ■ ■	LA1	1 739	1 749	1 909	20 639	18 455	17 395
France	LA1	694	673	699	19 657	17 439	17 343
Belgique	LA1			18	917	953	0
Autres Union européenne	LA1	992	990	1058	65	63	52
Autres pays d'Europe	LA1	30	61	101		0	0
Total Europe	LA1	1 716	1 724	1 876	20 639	18 455	17 395
Amérique du Nord	LA1		0	0		0	0
Amérique du Sud	LA1	4	4	4		0	0
Asie - Moyen-Orient - Océanie	LA1					0	0
Afrique	LA1	19	21	29		0	0
% de restitution		100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Répartition de l'effectif par CSP	LA1						
Cadres ■	LA1	17	514	807	258	3 614	3 146
Non-cadres ■	LA1	11	134	372	700	14 040	14 207
% de restitution		1,60 %	37,05 %	61,76 %	4,60 %	95,66 %	99,76 %
Part des femmes dans le Groupe							
Proportion de femmes dans l'effectif	LA13	27,08 %	28,80 %	28,70 %	23,31 %	19,30 %	20,10 %
% de restitution		100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Proportion de femmes dans l'encadrement	LA13	29,41 %	37,50 %	35,00 %	12,40 %	12,83 %	
% de restitution		1,60 %	2,50 %	2,60 %	4,60 %	5,40 %	0 %
Répartition de l'effectif par type de contrat	LA1						
CDI	LA1	100 %	100 %	100 %	96,87 %	97,00 %	100 %
Autres	LA1	0 %	0 %	0 %	3,13 %	3 %	0 %
% de restitution		1,60 %	2,46 %	37,40 %	4,60 %	5,41 %	95,80 %
Pyramide des âges sur l'effectif CDI	LA1						
moins de 25 ans	LA1	0 %	0 %	2,30 %	3,88 %	3,93 %	4,70 %
25-29 ans	LA1	17,86 %	9,30 %	15,60 %	12,82 %	12,91 %	8,60 %
30-34 ans	LA1	25 %	27,91 %	22,90 %	13,58 %	13,43 %	10,40 %
35-39 ans	LA1	14,29 %	18,60 %	18,50 %	19,72 %	19,73 %	12,20 %
40-44 ans	LA1	25 %	16,28 %	12,60 %	15,09 %	14,77 %	12,70 %

6

APERÇU DES ACTIVITÉS

6.6 DÉVELOPPEMENT DURABLE

	GRI	Branche Global Gaz & GNL			Branche Infrastructures		
		2006	2007	2008	2006	2007	2008
45-49 ans	LA1	14,29 %	23,26 %	11,30 %	11,75 %	12,71 %	21 %
50-54 ans	LA1	0 %	2,33 %	9,80 %	13,90 %	12,09 %	24,70 %
55-59 ans	LA1	3,57 %	2,33 %	6,30 %	8,51 %	9,92 %	5,60 %
60-64 ans	LA1	0 %	0 %	0,40 %	0,75 %	0,52 %	0,10 %
65 ans et +	LA1	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
% de restitution		1,61 %	2,50 %	36,20 %	4,64 %	5,41 %	95,80 %
Mouvements de personnel et emploi							
Turnover	LA2	29,25 %	5,60 %	2,20 %	2,74 %	3,20 %	
% de restitution		1,72 %	2,20 %	2,60 %	4,73 %	5,70 %	0 %
Turnover volontaire ■	LA2	25,59 %	3,28 %	1,40 %	2,53 %	0,37 %	0,10 %
% de restitution		1,72 %	100 %	100 %	4,73 %	100 %	100 %
Taux d'embauche	LA2	8,66 %	11,34 %	13,70 %	3,59 %	3,72 %	5,40 %
% de restitution		100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Taux d'embauche CDI	LA2	100 %	100 %	0 %	58,82 %	55,70 %	
% de restitution		1,72 %	2,20 %	2,60 %	4,73 %	5,70 %	0 %
Pourcentage de handicapés / effectif moyen				0 %			0 %
% de restitution							
Développement professionnel							
Pourcentage d'effectif formé ■■	LA10	66,71 %	72,15 %	60,60 %	85,05 %	71,03 %	54,60 %
% de restitution		98,27 %	100 %	100 %	99,66 %	99,42 %	100 %
Pourcentage de femmes formées	LA10	29,07 %	28,17 %	34,60 %	16,69 %	16,28 %	16,60 %
% de restitution		98,27 %	97,58 %	92,10 %	99,66 %	99,43 %	95,30 %
Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé :	LA10						
Cadres	LA10	57,14 %	81,48 %	70 %	34,07 %	28,40 %	
Non-cadres	LA10	42,86 %	18,52 %	30 %	65,93 %	71,60 %	
% de restitution		1,69 %	2,26 %	2,60 %	4,72 %	5,68 %	0 %
Dépenses de formation par personne formée (€)		2 578	2 851	2 243	1 359	1 471	
% de restitution		1,69 %	2,21 %	2,60 %	4,72 %	5,68 %	0 %
Nombre d'heures de formation par personne formée	LA10	51	186	38	42	42	37
% de restitution		1,69 %	97,58 %	100 %	4,72 %	99,43 %	100 %
Nombre d'heures de formation par femme formée		28	36	36	0	36	29
% de restitution		1,69 %	97,58 %	92,10 %	4,72 %	99,43 %	95,30 %
Dépenses de formation par heure de formation		51	75	54	32	33	
% de restitution		1,69 %	2,21 %	2,60 %	4,72 %	5,68 %	0 %
Répartition des heures de formation par thème							
Technique des métiers		59,12 %	47,60 %	26,80 %	45,49 %	51,50 %	
Qualité, environnement, sécurité		3,57 %	6,50 %	1,20 %	32,78 %	27,20 %	
Langues		35,06 %	23,20 %	69,40 %	5,11 %	5,10 %	
Autres		2,26 %	22,70 %	2,60 %	16,63 %	16,20 %	

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

	GRI	Branche Global Gaz & GNL			Branche Infrastructures		
		2006	2007	2008	2006	2007	2008
% de restitution		1,72 %	2,21 %	2,60 %	4,73 %	5,68 %	0 %
Conditions de travail	LA7						
Jours d'absence par personne			11	15,5		19	9,8
% de restitution			100 %	85,50 %		99,80 %	99,39 %
Heures supplémentaires	LA7			0 %			-
% de restitution				2,60 %			0 %
Sécurité au travail							
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)* ■				0			1
* À noter, en 2008 : 1 accident mortel au siège							
Taux de fréquence ■				0			5,01
Taux de gravité				0			0,28
% de restitution							

■ Assurance modérée.

■ ■ Assurance raisonnable.

	GRI	Branche Énergie Services			SUEZ Environnement Company		
		2006	2007	2008	2006	2007	2008
Effectif par zone géographique ■ ■	LA1	74 324	75 166	77 883	57 446	61 915	65 382
France	LA1	38 864	39 166	40 483	29 318	31 289	32 835
Belgique	LA1	9 991	9 949	10 263	1 998	2 113	2 219
Autres Union européenne	LA1	19 641	20 573	21 548	17 469	19 075	19 877
Autres pays d'Europe	LA1	3 732	3 054	2 939	73	78	80
Total Europe	LA1	72 228	72 742	75 233	48 858	52 555	55 011
Amérique du Nord	LA1	8	10	11	2 553	2 704	3 250
Amérique du Sud	LA1	344	448	719	272	231	222
Asie - Moyen-Orient - Océanie	LA1	1 744	1 966	1 920	2 498	3 060	3 381
Afrique	LA1	0	0	0	3 265	3 365	3 518
% de restitution		100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Répartition de l'effectif par CSP	LA1						
Cadres ■	LA1	9 692	10 340	11 295	7 091	7 766	8 358
Non-cadres ■	LA1	55 352	57 055	58 474	50 325	54 149	57 024
% de restitution		87,50 %	89,66 %	89,58 %	99,90 %	100 %	100 %
Part des femmes dans le Groupe							
Proportion de femmes dans l'effectif ■ ■	LA13	10,91 %	11,30 %	11,80 %	17,98 %	18,30 %	18,20 %
% de restitution		100 %	100 %	100 %	99,90 %	100 %	100 %
Proportion de femmes dans l'encadrement	LA13	11,16 %	11,71 %	13 %	22,75 %	23,89 %	23,70 %
% de restitution		87,50 %	89,70 %	89,55 %	99,90 %	100 %	100 %
Répartition de l'effectif par type de contrat	LA1						
CDI	LA1	92,82 %	92,80 %	92,60 %	92,91 %	92,10 %	91,80 %
Autres	LA1	7,18 %	7,20 %	7,40 %	7,10 %	7,90 %	8,20 %
% de restitution		87,50 %	94,30 %	94,20 %	99,90 %	100 %	100 %

6

APERÇU DES ACTIVITÉS

6.6 DÉVELOPPEMENT DURABLE

	GRI	Branche Énergie Services			SUEZ Environnement Company		
		2006	2007	2008	2006	2007	2008
Pyramide des âges sur l'effectif CDI	LA1						
moins de 25 ans	LA1	5,27 %	5,70 %	6,00 %	4,05 %	3,99 %	4,20 %
25-29 ans	LA1	11,29 %	11,80 %	11,90 %	9,32 %	9,59 %	9,70 %
30-34 ans	LA1	12,17 %	12,30 %	12,50 %	13,40 %	12,47 %	11,90 %
35-39 ans	LA1	15,01 %	14,50 %	14 %	16,42 %	16,11 %	15,80 %
40-44 ans	LA1	15,80 %	15,70 %	15,60 %	17,68 %	17,46 %	17,20 %
45-49 ans	LA1	14,41 %	14,20 %	14,20 %	15,19 %	15,68 %	15,90 %
50-54 ans	LA1	13,41 %	13,30 %	13 %	12,60 %	12,87 %	13 %
55-59 ans	LA1	10,32 %	9,90 %	9,90 %	8,61 %	8,74 %	8,90 %
60-64 ans	LA1	2,17 %	2,40 %	2,60 %	2,35 %	2,60 %	2,90 %
65 ans et +	LA1	0,16 %	0,20 %	0,20 %	0,37 %	0,46 %	0,50 %
% de restitution		87,51 %	89,66 %	88,20 %	99,90 %	100 %	98,90 %
Mouvements de personnel et emploi							
Turnover	LA2	9,21 %	9,50 %	7,50 %	8,92 %	8,70 %	8,40 %
% de restitution		86,80 %	87,20 %	90,40 %	99,94 %	99,30 %	99,50 %
Turnover volontaire ■	LA2	6,63 %	7,22 %	5,90 %	5,12 %	5,72 %	5,20 %
% de restitution		86,80 %	98,36 %	100 %	99,94 %	99,33 %	99,50 %
Taux d'embauche	LA2	17,86 %	19,63 %	19,20 %	16,61 %	19,56 %	19,50 %
% de restitution		98,57 %	98,36 %	100 %	99,94 %	99,33 %	99,50 %
Taux d'embauche CDI	LA2	60,49 %	64,70 %	56,40 %	58,90 %	59,60 %	57,40 %
% de restitution		86,80 %	87,20 %	90,40 %	99,94 %	99,30 %	99,50 %
Pourcentage d'handicapés / effectif moyen				1,43 %			1,46 %
% de restitution							
DÉVELOPPEMENT PROFESSIONNEL							
Pourcentage d'effectif formé ■■	LA10	54,50 %	55,97 %	61,10 %	58,58 %	59,97 %	57,20 %
% de restitution		89,33 %	89,98 %	88,10 %	99,91 %	94,37 %	99 %
Pourcentage de femmes formées	LA10	8,67 %	8,78 %	9,80 %	17,84 %	19,50 %	19,70 %
% de restitution		88,99 %	89,98 %	87,60 %	99,83 %	94,37 %	100 %
Pourcentage de cadres et de non cadres dans l'effectif formé	LA10						
Cadres	LA10	15,33 %	15,41 %	15,90 %	13,55 %	16,52 %	15,60 %
Non cadres	LA10	84,67 %	84,59 %	84,10 %	86,45 %	83,48 %	84,40 %
% de restitution		77,59 %	78,80 %	78,50 %	99,91 %	94,37 %	99 %
Dépenses de formation par personne formée (€)		711	763	1 068	704	890	820
% de restitution		77,59 %	78,80 %	78,50 %	99,91 %	94,37 %	98,60 %
Nombre d'heures de formation par personne formée	LA10	32	27	27	25	25	24
% de restitution		77,59 %	89,98 %	88,10 %	99,91 %	94,37 %	99 %
Nombre d'heures de formation par femme formée		21	23	27	24	23	22
% de restitution		77,25 %	89,98 %	87,60 %	99,83 %	94,37 %	100 %
Dépenses de formation par heure de formation		22	28	39	28	35	34,7
% de restitution		77,59 %	78,80 %	78,50 %	99,91 %	94,37 %	99,40 %

GRI	Branche Énergie Services			SUEZ Environnement Company		
	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Répartition des heures de formation par thème						
Technique des métiers	58,46 %	46,10 %	46 %	29,80 %	31,20 %	31,10 %
Qualité, environnement, sécurité	24,04 %	30 %	30,90 %	38,50 %	36,30 %	39,70 %
Langues	2,44 %	3,60 %	4,10 %	8,20 %	8,50 %	6,40 %
Autres	15,06 %	20,30 %	19 %	23,60 %	24 %	22,90 %
% de restitution	77,59 %	78,80 %	78,50 %	99,91 %	94,37 %	99,40 %
Conditions de travail	LA7					
Jours d'absence par personne		13	13,6		16	14,70
% de restitution		98,30 %	100 %		96,10 %	99 %
Heures supplémentaires	LA7		2,49 %			5,0 %
% de restitution			90,40 %			99,40 %
Sécurité au travail						
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)* ■			0			2
* À noter, en 2008 : 1 accident mortel au siège						
Taux de fréquence ■			9,57			17,45
Taux de gravité			0,42			0,65
% de restitution						

■ Assurance modérée.

■ ■ Assurance raisonnable.

La fusion de Gaz de France et de SUEZ a conduit à l'analyse comparative des référentiels d'indicateurs respectifs des deux groupes. Un projet de refonte du reporting social Groupe a été mené au dernier trimestre 2008 en collaboration avec les Branches avec pour objectif de doter GDF SUEZ d'un reporting unique et partagé dont le lancement est prévu à la fin du premier trimestre 2009 sur l'outil de consolidation financière Magnitude.

En attendant, il a été décidé de maintenir les deux référentiels d'indicateurs : «le manuel de reporting social Groupe» pour le périmètre ex-Gaz de France et le «Guide des indicateurs» pour le périmètre ex-SUEZ pour la fin de l'année 2008 et de procéder à certains retraitements pour publier des données homogènes.

Dans la continuité des précédents exercices, les services spécialisés des Commissaires aux Comptes ont mené une mission de vérification d'une sélection d'indicateurs sociaux communs au nouveau Groupe et publiés par GDF SUEZ. L'avis d'assurance des Commissaires aux Comptes ne porte que sur les données consolidées au niveau du Groupe, publiées en 2008.

Issues des travaux réalisés sur les sites des entités ainsi qu'aux sièges des Branches et du Groupe, les recommandations formulées en 2007 ont permis à GDF SUEZ d'engager différentes actions de progrès.

1 Outils utilisés

Pour les données sociales de l'année 2008, les deux progiciels de consolidation financière, respectivement Acropole pour Gaz de France et Magnitude pour SUEZ ont été utilisés.

Ces deux progiciels permettent la collecte, le traitement et la restitution de données saisies par les entités juridiques locales, filiales du Groupe.

À 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 intégration globale, sociétés pour lesquelles GDF SUEZ détient le contrôle, en capital et en management.

Dès lors qu'une société entre dans le périmètre des sociétés en intégration globale dans les comptes de GDF SUEZ, ses données sociales sont intégrées à hauteur de 100 %, quel que soit le pourcentage de détention du capital.

2 Périmètre de restitution

À 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, nous conduisant alors à exclure les données en question du périmètre de restitution.

La faiblesse de certains pourcentages de restitution d'indicateurs est due au fait que certains indicateurs ne sont pas encore demandés sur la totalité du périmètre du Groupe, l'harmonisation du reporting social Groupe ne sera effective qu'à compter de l'année 2009.

3 Méthodes de consolidation des indicateurs

Les données sociales quantitatives de ce rapport sont issues des progiciels 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 Document de Référence, il convient de préciser les points suivants :

1. le total des effectifs des Branches est inférieur de 3 372 personnes à l'effectif total publié. Cette différence tient principalement aux effectifs du siège à Paris et Bruxelles, mais également à ceux des activités dans les secteurs de la Finance, qui ne sont pas rattachés à l'une des six Branches opérationnelles ;
 2. afin d'harmoniser la notion d'effectif, l'indicateur «effectif en contrat d'apprentissage et stage» a été ajouté aux effectifs du périmètre ex-Gaz de France. Il reste un écart non significatif sur les stagiaires présents au 31 décembre 2008 et les salariés en suspension de contrat (800 salariés).
- Le même retraitements a été opéré sur l'effectif féminin :
3. les indicateurs des années 2006 et 2007 ont été recalculés au pro forma du Groupe actuel. Les faibles taux de restitution obtenus pour certains indicateurs s'expliquent par le fait que ces derniers n'étaient pas disponibles aux périodes considérées ;

4. dans la répartition des effectifs par catégorie socio-professionnelle, les employés administratifs sont comptabilisés parmi les TSM (techniciens supérieurs et agents de maîtrise) pour une plus grande cohérence ;
 5. 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 ;
 6. l'indicateur de *turnover* prend uniquement en compte les licenciements et les démissions. Il est calculé sur la base des mouvements annuels rapporté à l'effectif moyen annuel ;
 7. compte tenu des délais, les données sur la formation ne sont pas toujours finalisées et portent donc sur la situation réalisée la plus récente et une prévision des effectifs et dépenses de formation de la fin d'année ;
 8. 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 ;
9. le périmètre du reporting santé sécurité diffère légèrement de celui du reporting social :
 - les données des entités acquises par la Branche Environnement sont intégrées trois ans après leur acquisition,
 - le reporting n'intègre pas les résultats d'une filiale en intégration globale dont la fiabilité n'est pas démontrée.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

7

ORGANIGRAMME

	PAGE		PAGE
7.1 ORGANIGRAMME SIMPLIFIÉ	146	7.2 LISTE DES FILIALES IMPORTANTES	147

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

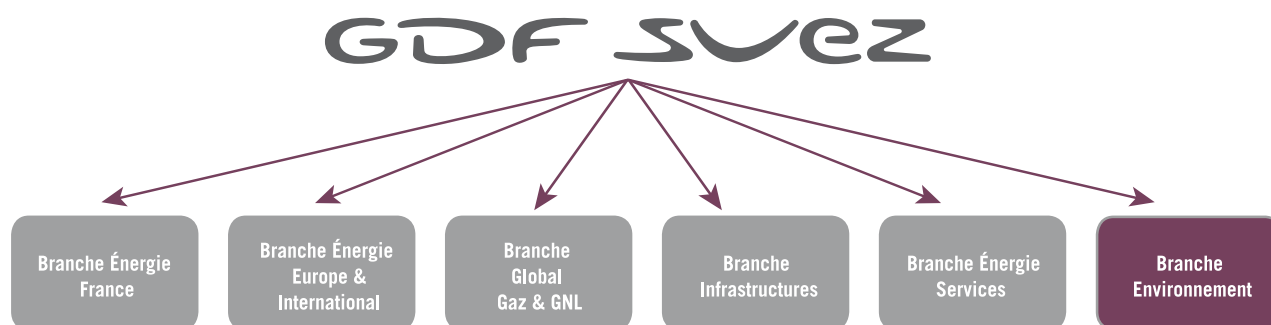
24

25

A

7.1 ORGANIGRAMME SIMPLIFIÉ

GDF SUEZ est organisé autour de cinq Branches « Énergie » et d'une Branche « Environnement ».



- La Branche Énergie France assure, en France, la fourniture de gaz et d'électricité, la production d'électricité et la fourniture de services à l'énergie pour les particuliers.
- La Branche Énergie Europe & International (subdivisée en trois divisions géographiques : Benelux - Allemagne ; Europe ; International) assure la production d'électricité hors de France ainsi que la distribution et la fourniture de gaz et d'électricité hors de France.
- La Branche Global Gaz & GNL est en charge de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole, de l'approvisionnement et de l'acheminement de gaz et de GNL, du négoce d'énergie et de la fourniture des grands comptes en Europe.

- La Branche Infrastructures construit et exploite les infrastructures de grand transport de gaz naturel en France, en Autriche et en Allemagne, les terminaux de regazéification en France et en Belgique ainsi que le réseau de distribution en France et pilote les activités de stockage en France et à l'international.
- La Branche Énergie Services assure la gestion de réseaux urbains en France et à l'international, la gestion d'installations énergétiques, industrielles et tertiaires et assure la prestation d'offres multitechniques complètes.
- La Branche Environnement assure les services d'eau, d'assainissement et de propreté ainsi que l'ingénierie du traitement de l'eau.

7.2 LISTE DES FILIALES IMPORTANTES

Se référer au chapitre 20.2 – note 30.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

7

ORGANIGRAMME

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

8

PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES,
ÉQUIPEMENTS

	PAGE		PAGE
8.1	IMMOBILISATIONS CORPORELLES IMPORTANTES	150	
8.2	QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES LIÉES À LA DÉTENTION DES ACTIFS IMMOBILIERS	152	

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

8.1 IMMOBILISATIONS CORPORELLES IMPORTANTES

Le Groupe détient en propriété ou en location un nombre important de propriétés immobilières, équipements et usines à travers le monde, principalement en Europe. De nombreuses activités du Groupe impliquent l'exploitation de très grandes usines dont le Groupe ne détient toutefois pas la propriété.

Au 31 décembre 2008, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux gaziers et des stockages à travers plus de 30 pays.

Les tableaux ci-dessous présentent les principales installations en service dont le Groupe est, en tout ou partie, propriétaire. Les propriétés en location sont traitées dans les notes 20 et 21 du chapitre 20.2.

● CENTRALES ÉLECTRIQUES (>400 MW)

Pays	Site/activité	Capacité totale (MW)	Activité
Bahreïn	Al Ezzel	954	Centrale au gaz naturel
	Al Hidd	938	Cogénération
Belgique	Doel	2 759	Centrale nucléaire
	Tihange	2 485	Centrale nucléaire
	Amercoeur	547	Centrale thermique
	Coo	1 164	Centrale de pompage
	Drogenbos	538	Centrale thermique
	Herdersbrug	463	Centrale thermique
	Kallo	522	Centrale thermique
	Langerlo-Genk	602	Centrale thermique
	Rodenhuize	530	Centrale thermique
Brésil	Ruijn	879	Centrale thermique
	Cana Brava	450	Centrale hydroélectrique
	Ita	1 450	Centrale hydroélectrique
	Machadinho	1 140	Centrale hydroélectrique
	Salto Osório	1 074	Centrale hydroélectrique
	Salto Santiago	1 420	Centrale hydroélectrique
Chili	Jorge Lacerda	773	Centrale thermique
	Electroandina	938	Centrales thermiques
	Mejillones	556	Centrales thermiques
Émirats Arabes Unis	Taweelah	1 360	Centrale au gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Centrale au gaz naturel
	Castelhou	790	Centrale au gaz naturel
États-Unis	Astoria	575	Centrale au gaz naturel
	Red Hills	1 186	Centrale thermique
	FirstLight	1 442	Centrales hydroélectriques, centrales au gaz et autres
	Hot Spring	746	Centrale au gaz naturel
	Wise County Power	746	Centrale au gaz naturel
Hongrie	Dunamenti	1 676	Centrales thermiques, cogénération et autres
Italie	Torre Valdaliga	1 444	Centrale thermique
	Vado Ligure	1 369	Centrale thermique

Pays	Site/activité	Capacité totale (MW)	Activité
Oman	Al-Rusail	665	Centrale au gaz naturel
	Barka II	410	Centrale au gaz naturel
	Sohar	586	Cogénération
Pays-Bas	Bergum	664	Centrale thermique
	Eems	2 456	Centrale thermique
	Gelderland	590	Centrale thermique
Pologne	Polaniec	1 654	Centrale thermique
Royaume-Uni	Teesside	1 875	Centrale au gaz naturel
Singapour	Senoko	3 195	Centrales thermiques, centrales au gaz
Thaïlande	Bowin	713	Centrale au gaz naturel
	Glow	991	Cogénération
Turquie	Ankara BOO	763	Centrale au gaz naturel

● STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ NATUREL

Pays	Localisation
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)
France	Saint-Clair-sur-Epte (Val-d'Oise)
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)
France	Beynes (Yvelines)
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)
France	Soing-en-Sologne (Loir-et-Cher)
France	Chémery (Loir-et-Cher)
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)
France	Ertrez (Ain)
France	Tersanne (Drôme)
France	Manosque (Alpes-de-Haute-Provence)
Allemagne	Reitbrook
Allemagne	Fronhofen
Allemagne	Peckensen phase 1
Allemagne	Schmidhausen
Allemagne	Berlin Grünwald
Canada	Pointe du Lac
Canada	Saint/Flavien
Slovaquie	Lab IV
Roumanie	Amgas
Roumanie	Depomures
Belgique	Loenhout

● TERMINAUX GAZIERS

Pays	Localisation	Capacité totale
France	Montoir-de-Bretagne	10 Gm³(n)/an
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	7 Gm³(n)/an
Belgique	Zeebrugge	9 Gm³(n)/an
États-Unis	Everett	7 Gm³(n)/an

8.2 QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES LIÉES À LA DÉTENTION DES ACTIFS IMMOBILIERS

Voir paragraphe 6.6.2.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

9

RAPPORT D'ACTIVITÉ ⁽¹⁾

	PAGE		PAGE
9.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS	154	9.5.2 Variation du besoin en fonds de roulement	168
9.2 ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE	157	9.5.3 Investissements nets	169
9.2.1 Branche Énergie France	157	9.5.4 Rachat d'actions et dividendes	169
9.2.2 Branche Énergie Europe & International	159	9.5.5 Endettement au 31 décembre 2008	170
9.2.3 Branche Global Gaz & GNL	161	9.6 AUTRES POSTES DU BILAN	171
9.2.4 Branche Infrastructures	162	9.7 COMPTES SOCIAUX	172
9.2.5 Branche Énergie Services	163	9.8 PERSPECTIVES 2009	173
9.2.6 Branche Environnement	164		
9.2.7 Autres	165		
9.3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	166		
9.4 RÉCONCILIATION AVEC LE COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ	167		
9.5 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET	168		
9.5.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle et impôt décaissé	168		

(1) Toutes les données sont établies sur base des comptes en normes IFRS sauf indication contraire.

Le présent rapport d'activité est établi, pour les données relatives au compte de résultat et aux flux de trésorerie, sur la base des informations financières pro forma non auditées, pour les exercices clos le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008, établis comme si la fusion entre Gaz de France et SUEZ était intervenue respectivement le 1^{er} janvier 2007 et le 1^{er} janvier 2008. Les informations pro forma et leurs règles d'établissement sont présentées dans l'annexe 20.4 du Document de Référence 2008.

Les principaux éléments de réconciliation entre les informations financières pro forma et les comptes consolidés publiés sont rappelés dans la section 4 du présent rapport.

L'exercice 2008 est marqué par la poursuite de la croissance des performances du Groupe. La progression de l'EBITDA (+ 10,7%) est supérieure aux objectifs de performance que s'était fixé le Groupe pour l'année 2008. La progression du résultat opérationnel courant atteint 9,4%. La croissance organique de ces indicateurs est plus favorable encore puisqu'elle s'établit à respectivement + 12,5% et + 12,6%.

Le résultat net pro forma part du Groupe s'élève à 6 504 millions d'euros (y compris effet des remèdes), niveau particulièrement

élevé qui reflète la performance opérationnelle du Groupe, mais aussi les importantes plus-values sur les cessions requises par la Commission Européenne dans le cadre de la fusion.

La marge brute d'autofinancement opérationnelle pro forma se monte à 13 287 millions d'euros, en progression de 6,7% par rapport à 2007. Les investissements nets réalisés en 2008 s'élèvent à 11,8 milliards d'euros. Après paiement de 5,1 milliards d'euros de dividendes et 1,7 milliard d'euros consacrés au programme de rachat d'actions, l'endettement financier net à fin décembre 2008 s'établit en conséquence à 28,9 milliards d'euros, et représente 46% des capitaux propres.

Considérant les performances réalisées et les perspectives du Groupe, le Conseil d'Administration a décidé le 4 mars 2009 la distribution en 2009 d'un dividende de 1,40 euro par action (+ 11,1% par rapport à 2007) et sur lequel un acompte de 0,80 euro par action a été versé le 27 novembre 2008. Lors de cette même séance, le Conseil d'Administration a décidé la distribution d'un dividende exceptionnel de 0,80 euro par action.

9.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	83 053	71 228	16,6%
EBITDA	13 886	12 539	10,7%
Amortissement du PPA *	(479)	(662)	
Dotations aux amortissements et aux provisions	(4 406)	(3 695)	
Charges nettes sur concessions	(241)	(235)	
Paievements en actions	(199)	(123)	
Résultat opérationnel courant	8 561	7 824	9,4%

* Purchase Price Allocation, évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de Gaz de France acquis dans le cadre de la fusion.
(cf. annexe 20.4 du Document de Référence)

Le Groupe a connu en 2008 une croissance soutenue de son activité, le **chiffre d'affaires** augmentant de 11 825 millions d'euros pour s'établir à 83 053 millions d'euros, soit une progression brute de 16,6% par rapport à 2007 et une croissance organique de + 17,5%. Cette progression témoigne de la pertinence et de la robustesse du modèle de développement de GDF SUEZ. Toutes les branches et toutes les zones géographiques contribuent positivement à cette performance, qui résulte principalement :

- de la poursuite d'un développement en Europe comme à l'international, dans le gaz et l'électricité ;
- d'un contexte de prix de marché des énergies élevés et volatils sur l'année 2008 ;
- d'un développement commercial soutenu sur les activités de services à l'énergie ;
- de la poursuite des investissements dans les infrastructures ;
- de la croissance des activités de la Branche Environnement.

9.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

La progression brute du chiffre d'affaires s'établit à + 11 825 millions d'euros. Cette croissance résulte des éléments suivants :

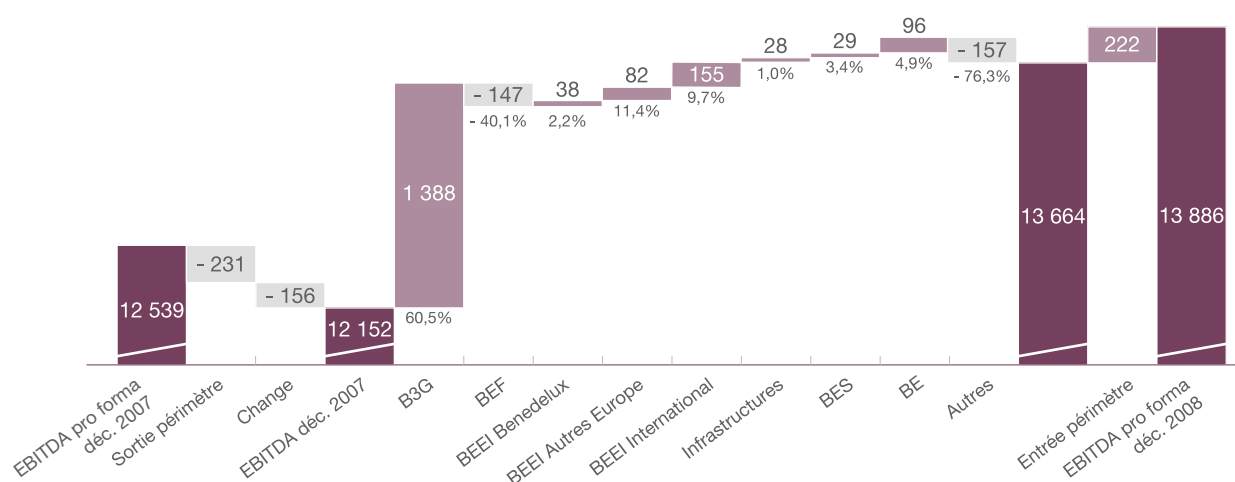
- une croissance organique de + 12 074 millions d'euros ;
- des effets de périmètre positifs de + 747 millions d'euros dont :
 - des effets d'entrées (+ 1 775 millions d'euros) principalement sur Énergie Europe & International + 1 111 millions d'euros (acquisition de Teesside, changement de méthode de comptabilisation des activités de commercialisation d'Italcogim Énergie en Italie et acquisition de la société de négoce en électricité Elettrogreen en Italie), SUEZ Environnement + 337 millions d'euros et Services à l'Énergie + 319 millions d'euros (acquisition de six centrales de cogénération en Italie de 370 MW),
 - des effets de sorties (- 1 027 millions d'euros) concernant essentiellement SUEZ Environnement -388 millions d'euros (majoritairement cession d'Applus en 2007), Énergie Europe & International -377 millions d'euros (mise en équivalence de Gasag à compter du 1^{er} janvier 2008, cession de Calidda au Pérou et de Chehalis aux États-Unis) et Services à l'Énergie - 262 millions d'euros (cession de Cofathec ADF en France en 2008) ;
- effets de change (- 997 millions d'euros dont -364 millions sur l'USD et - 515 millions d'euros sur le GBP), notamment au sein d'Énergie Europe & International (- 623 millions d'euros) et de SUEZ Environnement (- 254 millions d'euros).

Le Groupe réalise 92% de son chiffre d'affaires en Europe et en Amérique du Nord, dont 86% en Europe.

Chacune des branches contribue de manière significative à la croissance organique :

- la Branche Énergie France (+ 16,3%) bénéficie de la croissance des prix des énergies et de conditions climatiques plus favorables qu'en 2007 ;
- la Branche Énergie Europe & International (+ 21,6%) profite du contexte de hausse des prix de l'énergie sur ses différents marchés, du dynamisme commercial du Groupe sur toutes ses zones de développement à l'international ainsi que du développement des capacités de production d'électricité ;
- la Branche Global Gaz & GNL (+ 35,7%) bénéficie de la croissance de la production de l'activité Exploration & Production, du niveau soutenu des opérations d'arbitrage GNL et de la croissance des ventes de gaz naturel ainsi que de la forte hausse des prix moyens des hydrocarbures ;
- la Branche Infrastructures (+ 34,5%) enregistre un développement des ventes pour le compte de tiers dans un contexte climatique plus favorable qu'en 2007 ;
- la Branche Énergie Services (+ 8,8%) profite d'une croissance positive sur tous ses marchés avec une progression particulièrement soutenue en France, en Italie ainsi que dans toutes les divisions de TRACTEBEL Engineering ;
- la Branche Environnement (+ 5,6%) affiche une croissance organique soutenue, en ligne avec sa guidance 2008.

L'**EBITDA** progresse de + 10,7% pour s'établir à 13 886 millions d'euros. Hors effet de périmètre et de change, sa croissance s'établit à + 12,5%.



Les effets de périmètre ont un impact négatif de 9 millions d'euros. Les entrées au périmètre contribuent à hauteur de 222 millions d'euros à l'EBITDA, avec notamment la consolidation de Teesside au Royaume-Uni et de Ponte de Pedra au Brésil au cours de l'exercice 2008. Les sorties de périmètre représentent 231 millions d'euros et concernent essentiellement le changement de méthode de consolidation de Gasag en 2008 à la division Benelux - Allemagne et l'indemnisation perçue en 2007 concernant le contrat Snøhvit dans la branche Énergie Services.

Les impacts de change défavorables (- 156 millions d'euros) sont principalement liés au recul du dollar US et de la livre sterling.

La croissance organique de l'EBITDA (+ 12,5%) a été particulièrement favorisée par les prix de l'énergie en 2008.

- La Branche Énergie France (- 40,1%) bénéficie des prix de marché favorables pour son activité production d'électricité, mais a été fortement pénalisée par la non-répercussion complète des coûts de fourniture du gaz naturel dans les tarifs réglementés en France ;
- la Branche Énergie Europe & International (+ 6,8%) a bénéficié des conditions de marché, en particulier au sein de la division International, dont les activités GNL en Amérique du Nord et Électricité au Brésil ont été les principaux contributeurs à la croissance. La division Europe bénéficie aussi de l'effet année pleine de la mise en service d'unités électriques en Italie ;
- la Branche Global Gaz & GNL (+ 60,5%) a été le principal bénéficiaire du contexte énergétique favorable dans le cadre de ses activités Exploration-Production et GNL. L'EBITDA de la branche a aussi été favorisé par l'augmentation des volumes de la production de l'activité Exploration-Production et des ventes de gaz ;

- la Branche Infrastructures (+ 1,0%) est favorisée par les hausses tarifaires de ses activités Distribution et Stockage, par l'augmentation des capacités commercialisées en transport et en stockage, et par un contexte climatique plus favorable. *A contrario*, 2007 avait bénéficié d'effets positifs non récurrents ;
- la Branche Énergie Services (+ 3,4%) profite de la croissance de l'activité et de la poursuite des améliorations opérationnelles de la plupart des *Business Units* ;
- la Branche Environnement (+ 4,9%) affiche une croissance positive sur ses différentes activités. L'international et l'eau en Europe sont particulièrement favorisés, tirés par des effets prix positifs et une progression des volumes. Le segment propreté Europe conserve une progression, mais est affecté par le ralentissement économique et la chute des cours des métaux sur les activités de recyclage.

Le résultat opérationnel courant progresse de + 9,4% pour s'établir à 8 561 millions d'euros. Hors effet de périmètre et de change, la croissance organique s'élève à + 12,6%. Elle résulte pour l'essentiel des éléments opérationnels ayant un impact sur l'EBITDA. Cette croissance est partiellement limitée par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions liées en particulier aux mises en service de nouvelles installations, à l'augmentation nette des dépréciations de créances clients, ainsi que par l'augmentation des charges liées aux attributions d'actions aux salariés. La croissance du résultat opérationnel courant est aussi pénalisée par des éléments à caractère non récurrent, notamment une reprise de provision intervenue en 2007 sur la branche Énergie Europe & International.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

9.2 ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE

9.2.1 BRANCHE ÉNERGIE FRANCE

Indicateurs financiers

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 457	12 368	16,9%
EBITDA (A)	246	368	- 33,1%
Dotations aux amortissements et aux provisions (B)	(153)	(170)	
Charges nettes sur stock-option (C)	(1)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	92	198	- 53,6%

Volumes vendus par la Branche

En TWh	2008	2007	Variation en %
Ventes de gaz	294	289	+ 2%
Ventes d'électricité	31,8	28,4	+ 12%

Correction climatique France

En TWh	2008	2007	Variation
Volume de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	+ 0,4	- 14,2	14,6 TWh

En 2008, le **chiffre d'affaires** de la Branche Énergie France s'élève à 14 457 millions d'euros, en progression de + 16,9% par rapport à 2007.

La croissance du chiffre d'affaires à climat moyen sur la période s'élève à 12 %.

Cette évolution résulte pour l'essentiel (75%) de la croissance des prix des énergies, en lien avec la très forte hausse des coûts d'approvisionnement.

La progression des volumes vendus, du fait notamment d'un climat en 2008 proche de la référence moyenne, contribue à hauteur d'environ 20% à l'évolution du chiffre d'affaires de la branche.

Le solde provient d'entrées de périmètre, associées au développement du Groupe dans l'éolien et les services à l'habitat. Sur ce dernier segment d'activité, GDF SUEZ a accéléré son développement en 2008 ; le Groupe pèse ainsi dorénavant environ 10% du marché français des solutions photovoltaïques en habitat individuel.

Les ventes de gaz naturel s'établissent à 294 TWh en croissance de + 1,6% par rapport à 2007. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 95% sur le marché des particuliers et d'environ 85% sur le marché d'affaires ouverts à la concurrence depuis respectivement 2007 et 2004.

Les ventes d'électricité atteignent 32 TWh et progressent de + 12 %. Ces ventes connaissent une évolution contrastée selon les segments de clientèle : une croissance sur les marchés des particuliers et de gros ; un retrait pour les clients industriels du fait de conditions de prix difficiles. Depuis l'ouverture des marchés pour les particuliers, le Groupe a conquis près de 600 000 nouveaux clients, soit presque 400 000 nouveaux clients par rapport à fin 2007. La production d'électricité est en progression annuelle de + 6% par l'effet combiné des deux éléments suivants :

- amélioration de la production des centrales hydrauliques et du cycle combiné gaz DK6 à Dunkerque ;

- croissance de la production éolienne, organique ou par intégration des sociétés acquises en 2007 et 2008 (La Compagnie du vent, Éole Génération, Erelia, Great et Éolienne de la Haute-Lys).

L'EBITDA est en recul de - 122 millions d'euros du fait de l'insuffisance des hausses de tarif gaz de distribution publique. Le retard de recettes s'accroît ainsi de 679 millions d'euros, portant le cumul historique à 1 606 millions d'euros au 31 décembre 2008. La non-application de la hausse matière de 8,6% au 1^{er} octobre a largement contribué aux 442 millions d'euros de retard de recettes sur le dernier trimestre.

Cet élément n'a été qu'en partie compensé par les résultats des activités électriques, surtout pour la partie hydraulique avec la CNR, qui ont fortement bénéficié de la hausse des prix des énergies et, dans une moindre mesure, de l'accroissement des volumes vendus. L'hydraulicité a été plus favorable qu'en 2007.

Le résultat opérationnel courant est en recul de - 106 millions d'euros. La diminution de la charge d'amortissement 2008 de la juste valeur des actifs et des passifs reconnus dans le cadre de la fusion (diminution résultant des moindres avantages économiques générés par les activités de distribution publique) est venue plus que compenser l'augmentation des dotations aux amortissements (périmètres et mises en service) et des provisions clients gaz et électricité.

De nouvelles versions du logiciel de gestion de la clientèle des particuliers « Symphonie » ont été déployées en 2008. Elles ont permis d'améliorer le fonctionnement général de l'application et des processus clientèle, proposer de nouvelles offres comme « DolceVita deux énergies nature » (électricité verte et gaz compensé carbone) et d'offrir aux clients de nouvelles fonctionnalités notamment autour d'Internet, comme la facture électronique.

Évolution des tarifs

Tarifs de distribution publique

Le tableau ci-dessous présente le niveau moyen des évolutions de tarifs de distribution publique (DP) décidées en 2007 et 2008.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2008	
1 ^{er} janvier	1,73 euro par MWh
30 avril	2,64 euros par MWh
15 août	2,37 euros par MWh
1 ^{er} octobre	- euros par MWh

Il n'y a pas eu de modification des tarifs de DP en 2007.

Tarifs à souscription

Les tarifs sont révisables trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours euro/dollar et le prix d'un panier de produits pétroliers.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2007	
1 ^{er} janvier	- 2,85 euros par MWh
1 ^{er} avril	- 1,63 euro par MWh
1 ^{er} juillet	1,72 euro par MWh
1 ^{er} octobre	2,11 euros par MWh
2008	
1 ^{er} janvier	2,90 euros par MWh
1 ^{er} avril	2,22 euros par MWh
1 ^{er} juillet	3,91 euros par MWh
1 ^{er} octobre	4,00 euros par MWh

9.2.2 BRANCHE ÉNERGIE EUROPE & INTERNATIONAL

9.2.2.1 Chiffres clés

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008				2007				Variation brute en %
	Benelux - Allemagne	Europe	Inter-national	Total	Benelux - Allemagne	Europe	Inter-national	Total	
Chiffre d'affaires	14 156	8 749	7 623	30 528	11 907	6 609	6 682	25 198	21,2%
EBITDA (A)	1 752	844	1 799	4 395	1 796	709	1 673	4 178	5,2%
Dotations aux amortissements et aux provisions (B)	(553)	(331)	(394)	(1 277)	(311)	(253)	(381)	(945)	
Charges nettes sur concessions/stock-option (C)	(12)	(1)	(8)	(21)	(9)		(6)	(15)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	1 187	513	1 397	3 096	1 477	456	1 286	3 218	- 3,8%

9.2.2.2 Division Énergie Benelux - Allemagne

En 2008, le **chiffre d'affaires** de la Division Benelux - Allemagne s'établit à 14 156 millions d'euros, en progression brute de + 18,9% par rapport à 2007 et de + 22,2% en organique.

L'effet de périmètre (- 317 millions d'euros) concerne le changement de méthode de consolidation de Gasag, filiale de distribution de gaz en Allemagne, qui est mise en équivalence depuis le 1^{er} janvier 2008 (intégration proportionnelle précédemment).

Les ventes d'électricité réalisées sur la zone s'élèvent à 9 632 millions d'euros à fin 2008 contre 8 109 millions d'euros à fin 2007, en croissance organique de + 18,8%.

En Belgique et au Luxembourg (Belux), les ventes d'électricité progressent de + 16,9% par rapport à 2007 et reflètent l'évolution des prix de marché de l'électricité, fortement influencés par la hausse des prix des combustibles fossiles. Les prix de vente en Belgique reflètent également la hausse des tarifs de transport et de distribution.

Les volumes vendus au Belux sont en baisse de 4% (74,1 TWh en 2008 contre 77,2 TWh en 2007) sous l'effet notamment de la baisse des ventes aux distributeurs en Belgique et des effets du ralentissement économique observé sur le dernier trimestre 2008.

Les ventes d'électricité aux Pays-Bas et en Allemagne progressent de 21,3% par rapport à 2007 tant sous l'effet de l'évolution des prix que grâce à l'augmentation des volumes vendus notamment aux Pays-Bas (+ 4,8% avec 23,3 TWh vendus en 2008).

Les ventes de gaz s'élèvent à 3 414 millions d'euros à fin 2008 contre 2 764 millions d'euros à fin 2007, en croissance organique de + 23,5% et bénéficient principalement de l'évolution du prix du gaz et de conditions climatiques plus favorables qu'en 2007. Les volumes vendus sont néanmoins en baisse sur la zone (- 1,6 TWh soit - 2,1%) principalement sur les ventes aux clients industriels

aux Pays-Bas, alors que les volumes vendus en Belgique et en Allemagne sont en progression par rapport à 2007.

L'EBITDA de la Division Benelux - Allemagne s'établit à 1 752 millions d'euros. Il présente une croissance organique de 2,2% par rapport à 2007. En données brutes, l'EBITDA affiche un recul de 2,5% par rapport à 2007, la variation brute ayant été pénalisée par le changement de méthode de consolidation de Gasag.

La disponibilité des centrales est en baisse par rapport à 2007, conséquence d'un programme d'arrêts de production plus importants, auquel s'ajoutent des arrêts non prévus en augmentation. De ce fait, la production des centrales a reculé de 5 TWh.

Compte tenu de la politique de couverture d'Electrabel sur un horizon glissant de trois ans et d'une répercussion progressive des prix de marché dans le prix moyen, les prix de l'électricité ont poursuivi sur 2008 leur mouvement haussier.

La progression des marges a toutefois été limitée par l'augmentation des prix des combustibles et des certificats de CO₂ pour les unités au charbon et gaz.

Le résultat opérationnel courant de la Division Énergie Benelux - Allemagne s'établit à 1 187 millions d'euros, en décroissance organique de 15,8%, pénalisé par une reprise de provision intervenue en 2007 chez Electrabel consécutive à la révision des modalités de constitution de la provision pour aval du cycle nucléaire, suivant la décision du Comité de Suivi de mars 2007. La prochaine mise à jour des hypothèses en matière de traitement de l'aval et de démantèlement devrait intervenir en 2010. Cette décroissance est aussi accentuée par des provisions sur créances clients en augmentation par rapport à 2007 et par une augmentation des amortissements pour le parc de production.

9.2.2.3 Division Énergie Europe

En 2008, le chiffre d'affaires contributif au Groupe de la Division Énergie Europe s'établit à 8 749 millions d'euros, en progression brute de + 32,4% par rapport à 2007.

Cette progression bénéficie d'effets de périmètre, au Royaume-Uni avec l'acquisition de la centrale à cycle combiné gaz de Teesside, en Italie avec l'acquisition de la société de commercialisation et d'optimisation Elettrogreen ainsi que la montée au capital d'Italcogim Énergie, intégrée globalement à partir du dernier trimestre 2007.

La forte croissance organique du chiffre d'affaires de la Division (+ 23,8 %) s'explique par :

- la hausse des prix de marché sur l'ensemble de la zone, effet tempéré en partie par des répercussions incomplètes des coûts de fourniture de gaz dans les pays où perdure un système de tarifs réglementés ;
- un développement des capacités de production électriques installées en Italie, 800 MW mis en service en 2007 ;
- une croissance significative de la production électrique en Espagne, du fait de conditions climatiques, hydrauliques et de marché favorables au Groupe (+ 3,2 TWh).

L'EBITDA 2008 de la Division Énergie Europe s'établit à 844 millions d'euros, et présente une croissance brute de + 19,1%. La croissance organique s'élève à + 11,4% et s'explique essentiellement par les effets positifs suivants :

- les filiales italiennes sont les principales contributrices à la croissance organique de la Division profitant pour les activités électriques de l'effet année pleine des mises en service et des bonnes performances sur le marché des services auxiliaires, et dans une moindre mesure de tarifs de commercialisation plus favorables qu'en 2007 ;
- en Espagne, les conditions climatiques favorables ont permis d'augmenter la production des centrales, cette croissance se trouve néanmoins compensée par des coûts de CO₂ plus importants en 2008 ;
- en Europe de l'Est, l'EBITDA connaît une légère décroissance. Les activités électriques en Pologne bénéficient d'un contexte de prix favorable compensé par les moindres ventes de CO₂. Sur les activités gazières, notamment en Roumanie et Slovaquie, la performance est contenue par un contexte tarifaire tendu et les répercussions incomplètes des coûts de fourniture de gaz.

Le résultat opérationnel courant de la Division Énergie Europe après amortissement de la juste valeur des actifs et des passifs reconnus dans le cadre de la fusion s'établit à 513 millions d'euros, en croissance organique de 8,1% soit + 38 millions d'euros. Sa dynamique opérationnelle repose sur les facteurs explicatifs de l'EBITDA compensés par la réévaluation de durée de vie des actifs sur SPP en 2007 et l'effet année pleine des mises en service italiennes.

9.2.2.4 Division Énergie Internationale

En 2008, le chiffre d'affaires de la Division Énergie Internationale s'établit à 7 623 millions d'euros, en progression brute de + 14,1 % par rapport à 2007 et en croissance organique de + 18,4%.

La croissance organique reflète le dynamisme commercial du Groupe sur toutes ses zones de développement à l'international, dans un contexte de forte croissance de la demande d'énergie et de hausse des prix.

Plus précisément, la croissance organique de l'activité provient de :

- l'Amérique du Nord (+ 638 millions d'euros), principalement grâce aux développements des ventes directes d'énergie aux clients industriels et commerciaux (+ 319 millions d'euros), des ventes sur le marché de gros (+ 125 millions d'euros), reflétant principalement des prix plus élevés ainsi qu'à la croissance de l'activité GNL ayant bénéficié d'un fort effet prix (+ 85 millions d'euros) ;
- l'Asie/Moyen-Orient (+ 183 millions d'euros) grâce à l'accroissement des ventes en Turquie (+ 111 millions d'euros), à l'augmentation des prix en Thaïlande (+ 36 millions d'euros) et au développement du Groupe dans les pays du Golfe, la centrale de Sohar ayant contribué pour la première fois en année pleine en 2008 ;
- l'Amérique Latine (+ 329 millions d'euros). L'accroissement des ventes d'électricité au Brésil (+ 88 millions d'euros) reflète à la fois une augmentation des prix des contrats bilatéraux et un accroissement des ventes sur le marché « spot » où TRACTEBEL Energia bénéficie de sa stratégie d'allocation de l'énergie assurée et de prix particulièrement élevés au premier trimestre. L'augmentation des ventes au Pérou (+ 95 millions d'euros) et au Chili (+ 132 millions d'euros) s'explique principalement par des effets prix positifs, tandis que le Panama (+ 13 millions d'euros) bénéficie de la mise en service de nouvelles capacités (centrale de Balboa en août 2008).

L'EBITDA, hors effets négatifs de change pour - 68 millions d'euros (sur le dollar US essentiellement) et hors effets de périmètre pour + 38 millions d'euros (notamment liés aux acquisitions de Ponte de Pedra au Brésil et Senoko à Singapour), affiche une croissance organique de + 9,7%, soit + 155 millions d'euros :

- l'Amérique Latine est le premier contributeur à cette croissance organique (+ 14,7%), grâce à la progression soutenue des activités « Électricité » au Brésil (+ 12,7%) qui, par sa stratégie d'allocation de l'énergie assurée, a pu bénéficier de ventes sur le marché « spot » à des prix significativement élevés au premier trimestre 2008. Les activités « Électricité » au Pérou sont en forte progression (+ 26,4%) notamment avec la mise en service de la centrale « OCP2 » en juillet 2007 (174 MW). Les activités « Électricité » au Chili affichent une croissance significative (+ 80%) dans un contexte de forte hausse des prix de vente d'électricité sur le marché ;
- l'Amérique du Nord affiche une croissance organique de + 11,6%, tirée par GDF SUEZ LNG North America (+ 47,7%) avec une hausse des marges après couvertures ;

- la zone Asie/Moyen-Orient affiche une décroissance organique de l'EBITDA de - 5,5%, principalement liée aux moindres performances de la Thaïlande (- 21,7%) notamment affectée par la hausse des prix du fuel qui n'a pas été complètement répercutée dans les tarifs.

Le résultat opérationnel courant de la Division International s'élève à 1 397 millions d'euros, soit une croissance brute de 8,6%. La croissance organique, hors effets de change et de périmètre pour un total de - 30 millions d'euros, s'établit à 11,4% (soit + 141 millions d'euros) en raison principalement de la forte hausse de l'EBITDA.

9.2.3 BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires Branche	22 394	17 284	29,6%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	10 827	8 096	33,7%
EBITDA (A)	3 715	2 344	58,4%
Dotations aux amortissements et aux provisions (B)	(1 363)	(1 155)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B	2 352	1 189	97,7%

En 2008, le **chiffre d'affaires** contributif de la Branche Global Gaz & GNL s'élève à 10 827 millions d'euros, en croissance brute de + 33,7% par rapport à 2007.

Le chiffre d'affaires total de la Branche Global Gaz & GNL, y compris prestations intragroupes, s'élève à 22 394 millions d'euros, en progression de + 29,6% par rapport à 2007.

Le chiffre d'affaires contributif de l'Exploration-Production, qui s'élève à 1 875 millions d'euros, est en croissance organique de + 43 % (à comparer à + 58% sur les neuf premiers mois de l'année). Cette progression résulte principalement de la forte hausse des prix moyens des hydrocarbures jusqu'à la fin de l'été 2008 :

- + 23% de hausse sur le prix moyen du Brent (euro/bep) sur l'année, à comparer à + 46 % sur les neuf premiers mois ;
- + 81% de hausse du prix moyen du gaz naturel sur le NBP (euro/MWh) sur l'année, à comparer à + 106% sur les neuf premiers mois.

Elle résulte également d'une hausse de la production, qui s'élève à 51 Mbep, en croissance de + 20% par rapport à 2007. Cette évolution est liée pour l'essentiel à la mise en production de nouveaux actifs aux Pays-Bas et en Norvège.

Le chiffre d'affaires des autres entités de la Branche⁽¹⁾ a également progressé en lien avec :

- la forte hausse du prix des hydrocarbures jusqu'à la fin de l'été 2008 ;
- le niveau soutenu des opérations d'arbitrage GNL sur l'année (48 cargaisons pour 38 TWh en 2008 contre 40 cargaisons pour 31 TWh en 2007), même si le quatrième trimestre 2008 se caractérise par un net ralentissement de cette activité (5 cargaisons contre 11 cargaisons au quatrième trimestre 2007) ;

- la croissance des ventes de gaz naturel :

- en France, les ventes Grands Comptes (hors régies⁽²⁾) sont en augmentation de + 9 TWh à 87 TWh,
- en Europe, les ventes Grands Comptes sont en progression de + 8 TWh à 82 TWh,
- les ventes court terme et autres ventes (y compris régies) augmentent de 8 TWh pour atteindre 134 TWh.

L'EBITDA atteint un niveau historique de + 3 715 millions d'euros, soit une croissance organique de + 60,5% (hors effets de change et périmètre pour - 18 millions d'euros). Cette croissance est liée en partie à l'évolution du prix des hydrocarbures mais aussi au développement de la production et des ventes de gaz.

- l'Exploration & Production connaît une croissance organique de + 71,8% supérieure à celle de la Branche grâce notamment à la forte augmentation des prix du gaz et du Brent, mais aussi à un accroissement brut de sa production de + 20% à 51 Mbep⁽³⁾ avec la mise en service de nouveaux champs en Norvège et aux Pays-Bas ;
- les autres entités de la Branche contribuent à cette forte augmentation avec une croissance organique de + 51,3% grâce notamment aux conditions de marché très favorables en Asie qui ont permis de tirer profit du portefeuille GNL et à la progression de + 11% des ventes aux clients grands comptes.

Le résultat opérationnel courant après amortissement de la juste valeur des actifs et des passifs reconnus dans le cadre de la fusion s'élève à + 2 352 millions d'euros, soit une croissance brute de + 97,7 %. La croissance organique s'établit à + 103,7 %, soit + 1 193 millions d'euros (hors effets de change et périmètre pour - 31 millions d'euros) en ligne avec les évolutions constatées sur l'EBITDA.

(1) Approvisionnements, GNL, Ventes Grands Comptes et Trading.

(2) Les ventes aux régies en France s'élèvent à 8,6 TWh en 2008 à comparer à 7,8 TWh en 2007.

(3) Million(s) de barils équivalent pétrole.

9.2.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires Branche	5 498	5 142	6,9%
CHIFFRE D'AFFAIRES CONTRIBUTIF GROUPE	896	650	37,8%
EBITDA (A)	2 878	2 847	1,1%
Dotations aux amortissements et aux provisions (B)	(987)	(999)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B	1 891	1 848	2,3%

Le **chiffre d'affaires**, total de la Branche Infrastructures, y compris prestations intragroupes, s'élève à 5 498 millions d'euros, en progression de + 6,9% par rapport à 2007, pro forma.

Le chiffre d'affaires contributif de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 896 millions d'euros, en progression de 37,8 % par rapport à 2007.

Cette croissance contributive est principalement liée au développement des volumes acheminés par GrDF pour le compte de tiers. Ces derniers s'élèvent à 28,8 TWh, en croissance de + 9,4 TWh par rapport à 2007, également impactés positivement par le retour à des conditions climatiques moyennes.

La progression du chiffre d'affaires est par ailleurs soutenue par :

- la mise en place au 1^{er} juillet 2008 du nouveau tarif d'accès aux infrastructures de distribution, révisé à la hausse de + 5,6% ;
- l'augmentation des capacités de stockage souscrites par les tiers (+ 3,9 TWh) et du prix moyen du volume utile au 1^{er} avril 2008 (+ 2,8%) ;
- la hausse des capacités réservées sur le réseau de transport en France ainsi que par une augmentation du nombre de centrales à cycle combiné gaz raccordés ;
- l'entrée dans le périmètre de la branche des activités de stockage en Allemagne.

L'**EBITDA** de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 2 878 millions d'euros, en progression de 1,1% par rapport à 2007.

La moindre croissance de l'**EBITDA** par rapport au chiffre d'affaires s'explique essentiellement :

- par des hausses de charges : coûts énergie en augmentation de 58 millions d'euros due à un effet prix ; coûts informatiques en hausse de 20 millions d'euros liés à la mise en service de

nouvelles applications chez GrDF inhérente à la séparation des activités ; efforts accrus en matière de sécurité industrielle et de promotion de l'image du gaz naturel pour 20 millions d'euros ;

- par des effets non récurrents favorables en 2007 particulièrement importants comme l'écart de boni d'inventaire sur les stockages de 53 millions d'euros.

La croissance récurrente s'explique par le retour au climat moyen après une année chaude, par des hausses tarifaires en distribution et en stockage et par des augmentations de capacités commercialisées en transport et en stockage au titre des droits réglementés.

En 2008, la Branche a connu les événements importants suivants :

- filialisations des activités Terminaux (Elengy) et Stockage (Storengy) en France ;
- retard sur le chantier du terminal de Fos Cavaou, aggravé par un incident de tuyauterie survenu en février, entraînant le report de sa mise en service prévisionnelle en juin 2009 ;
- lancement actif des travaux de la première phase du projet de stockage en cavités salines de Stublach en Grande-Bretagne ;
- prise de participation de GRTgaz dans Powernext et démarrage de la Bourse du Gaz fin novembre.

Le **résultat opérationnel courant** de la Branche Infrastructures après amortissement de la juste valeur des actifs et des passifs reconnus dans le cadre de la fusion s'établit sur la période à 1 891 millions d'euros, en progression de 2,3% par rapport à 2007 pro forma.

9.2.5 BRANCHE ÉNERGIE SERVICES

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %	Variation hors claim Snøhvit
Chiffre d'affaires	13 993	12 893	8,5%	9,3%
EBITDA (A)	904	946	- 4,4%	5,9%
Dotations aux amortissements et aux provisions (B)	(272)	(283)		
Charges nettes sur concessions/ stock-option (C)	(46)	(39)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	586	624	- 6,0%	8,7%

En 2008, le **chiffre d'affaires** de la Branche Énergie Services s'élève à 13 993 millions d'euros, en croissance organique de + 8,8% par rapport à 2007.

En France, les activités de services (Elyo France et Cofathec Services) progressent de + 14,1 % (+ 421 millions d'euros de croissance organique). Cette évolution positive s'explique par le développement commercial, des conditions climatiques plus favorables et par la hausse du prix des énergies. Les activités d'installation et de maintenance sont également en croissance (+ 4,9%) dans l'ensemble des entités (Inéo, Endel, Axima, Seitha). Le ralentissement de certains secteurs d'activité commence néanmoins à freiner le rythme de croissance sur le dernier trimestre 2008.

En Belgique, la progression des activités d'installations et de services s'élève à + 7,1%.

L'activité aux **Pays-Bas** bénéficie d'un carnet de commandes élevé et affiche une croissance de + 10,5% (+ 124 millions d'euros).

Toutes les divisions de **TRACTEBEL Engineering** (Nucléaire, Énergie, Infrastructure et International) sont en croissance très soutenue, à plus de deux chiffres. La croissance organique globale de ces activités est de + 18,9%.

Hors France et Benelux, les activités de la branche progressent de + 8,8 % en Europe du Sud (+ 128 millions d'euros de croissance organique) principalement sur le marché italien et malgré un recul des commandes en Espagne dû à la crise immobilière. Dans les pays du Nord de l'Europe, la croissance du chiffre d'affaires est de + 5,2% soutenue par le développement en Allemagne et au Royaume-Uni.

L'**EBITDA** de la branche atteint 904 millions d'euros. L'analyse de son évolution par rapport à l'exercice précédent doit tenir compte du *claim* sur le contrat Snøhvit pour un montant de 92 millions d'euros en 2007. La variation organique, intégrant la correction de ce montant, s'élève ainsi à + 3,4% témoignant de la croissance de

l'activité et de la poursuite des améliorations opérationnelles de la plupart des Business Units. Des éléments non récurrents en 2007 expliquent ce taux de croissance inférieur à celui du chiffre d'affaires (cf. paragraphe infra relatif aux filiales Électriques et Gazières).

En France, les activités de services ont bénéficié d'effets prix favorables ainsi que d'une meilleure rigueur climatique tandis que l'augmentation des volumes soutenait les résultats des activités d'installation.

Profitant de l'optimisation de leur structure, les Pays-Bas réalisent une croissance organique de plus de 60% en rapprochant leur niveau de rentabilité des standards de la profession.

TRACTEBEL Engineering enregistre également une forte croissance (+ 44%) s'appuyant sur la qualité de ses carnets de commandes et l'amélioration de ses marges.

En Italie, la bonne rigueur hivernale a permis de compenser la dégradation des conditions de prix des utilités observée en fin d'année sur les cogénérations. La Business Unit International Sud atteint au final une croissance organique supérieure à 6%.

Retraînée de l'effet non récurrent 2007 relatif aux retraites de la Société Monégasque d'Électricité et de Gaz, la croissance organique des filiales Électriques et Gazières s'inscrit à + 1,1%, bénéficiant d'effets prix, notamment avec la revalorisation sur six mois des tarifs d'Électricité de Tahiti.

Le **résultat opérationnel courant** de la branche s'élève à 586 millions d'euros, contre 624 millions d'euros en 2007 (dont 84 millions d'euros au titre du *claim* sur le contrat Snøhvit). La progression organique, retraitée en particulier de ce montant, atteint 6,9%. Elle est supérieure à la croissance organique de l'EBITDA, en raison notamment de la reprise en 2008 des dernières provisions pour garanties relatives au contrat Snøhvit et de dotations aux provisions pour risques plus élevées en 2007.

9.2.6 BRANCHE ENVIRONNEMENT

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	12 352	12 022	2,7%
EBITDA (A)	2 102	2 061	2,0%
Dotations aux amortissements et aux provisions (B)	(776)	(755)	
Charges nettes sur concessions/stock-option (C)	(242)	(229)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	1 084	1 077	0,6%

Avec un **chiffre d'affaires** de 12 352 millions d'euros⁽¹⁾, la Branche Environnement affiche une croissance brute de 2,7% et de 5,4% hors Applus. Les effets de change négatifs, principalement sur la livre sterling, le dollar US et le dollar australien, représentent 2,2% de croissance (- 254 millions d'euros).

La croissance organique est de + 5,6% sur l'année 2008 (633 millions d'euros) et provient essentiellement des trois segments d'activité :

- l'Eau Europe (+ 300 millions d'euros) bénéficie d'une activité soutenue, assurée par des effets prix positifs et le développement de nouveaux services dans un contexte de baisse des volumes consommés en Europe ;
- la Propreté Europe (+ 151 millions d'euros) enregistre une hausse des activités tri-valorisation et de recyclage en France et en Grande-Bretagne ainsi que de l'incinération en Belgique. Le quatrième trimestre de l'année a toutefois été marqué par un ralentissement économique qui touche les activités en relation avec la clientèle industrielle et commerciale (I&C) tandis que les activités de recyclage sont confrontées à un repli sensible des prix et des volumes ;
- l'International (+ 177 millions d'euros) est porté par les activités d'ingénierie (Degrémont) et la bonne progression dans l'eau en Asie et dans les déchets en Europe centrale.

L'**EBITDA** de la Branche Environnement affiche une croissance organique de 4,9% soit + 96 millions d'euros, qui provient :

- de l'Eau Europe (+ 6,2%) où Agbar enregistre des effets prix favorables en Espagne et au Chili mais fait face à une légère contraction des volumes d'eau vendus et à une légère augmentation de la sinistralité dans l'activité santé ;

- en France, la baisse des volumes livrés est compensée par une évolution favorable des prix tandis que des gains commerciaux sont enregistrés en Allemagne ;
- de la Propreté Europe (+ 1,0%) qui progresse plus modestement, principalement en raison du ralentissement économique qui pénalise les volumes collectés auprès des industriels au Benelux et les volumes enfouis au Royaume Uni et qui s'accompagne d'un fort recul du prix des commodités dans le recyclage (Royaume Uni, France, Benelux). Cette évolution est compensée par une très bonne tenue de l'activité de traitement, notamment en France et en Belgique ;
- de l'International (+ 14,1%) qui bénéficie du plein effet des augmentations tarifaires (« rate case ») obtenues dans le secteur régulé en Amérique du Nord en 2007, du dynamisme commercial en Europe centrale dans les déchets, du développement des activités dans l'eau en Chine, d'une évolution favorable des prix de l'électricité au Maghreb et en Asie ainsi que du niveau d'avancement sur les contrats en exécution chez Degrémont ;
- du segment Autres dont la décroissance organique de - 10 millions d'euros résulte principalement du renforcement de la structure *corporate* au titre des nouvelles obligations auxquelles SUEZ Environnement est soumise en tant que société cotée.

Le **résultat opérationnel courant** de la Branche Environnement s'établit à 1 084 millions d'euros en croissance brute de + 3,2% (hors effet de la cession de la société Applus en novembre 2007 et dont la contribution s'élevait à 27 millions d'euros) et organique de + 3,9% (+ 39 millions d'euros). Cette croissance du résultat opérationnel courant résulte principalement de la progression de l'EBITDA.

(1) Chiffre en contribution GDF SUEZ (tenant compte des transactions avec le reste du Groupe).

9.2.7 AUTRES

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
EBITDA (A)	(354)	(206)	- 72,0%
Dotations aux amortissements et aux provisions (B)	(56)	(50)	
Charges nettes sur stock-options (C)	(130)	(73)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	(539)	(329)	- 63,9%

L'**EBITDA** du segment « Autres » est impacté en 2008 notamment par des éléments de nature non récurrente concernant les charges de personnel (règlement du litige sur avantage en nature énergie avec l'administration sociale, provisionné et donc sans impact sur

le résultat opérationnel courant) et par le renforcement des actions de communication. S'y ajoute, au niveau du **résultat opérationnel courant**, l'impact des plans d'actions gratuites et de stock-options mis en place par le Groupe en 2007 et 2008.

9.3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant	8 561	7 824	9,4%
Mtm sur instruments financiers à caractère opérationnel	555	29	
Dépréciations d'actifs	(811)	(123)	
Restructurations	(187)	(24)	
Cessions d'actifs	84	415	
Résultat des activités opérationnelles	8 204	8 121	1,0%
Résultat financier	(1 611)	(903)	
Impôts sur les bénéfices	(1 765)	(1 331)	
Part dans les entreprises associées	447	646	
RÉSULTAT NET HORS REMÈDES	5 275	6 534	- 19,3%
Remèdes	2 141	301	
RÉSULTAT NET	7 415	6 835	8,5%
dont Intérêts minoritaires	911	1 080	
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	6 504	5 755	13,0%

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) s'établit à 8 204 millions d'euros, en légère croissance (+ 1,0%) par rapport à l'exercice précédent, en dépit des impacts négatifs non récurrents constatés en 2008, qui sont partiellement compensés par l'impact favorable du MtM.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières comptabilisée en application de l'IAS 32/39 a un impact positif de 555 millions d'euros, contre 29 millions d'euros sur l'exercice 2007.

Le RAO est par ailleurs également impacté par la prise en compte de dépréciations d'actifs pour 811 millions d'euros (123 millions en 2007), portant principalement sur la mise en valeur de marché de titres non consolidés cotés, et par des charges de restructuration de 187 millions d'euros (principalement liées à la réorganisation des sites du Groupe en Île-de-France).

Les résultats de cessions ont été ramenés à 84 millions d'euros en 2008 et intègrent pour l'essentiel l'effet de la vente de la centrale de Chehalis aux États-Unis. Pour mémoire, les plus-values de cession de l'exercice 2007 comprenaient principalement les cessions partielles des Intercommunales bruxelloise et wallonnes chez Electrabel, la cession d'Applus chez Agbar, et de diverses participations cotées non stratégiques.

Le résultat financier au 31 décembre 2008 s'établit à - 1 611 millions d'euros contre - 903 millions d'euros sur l'exercice 2007 et qui résulte :

- d'un renchérissement du coût de la dette nette, qui s'établit à 1 476 millions d'euros contre 882 millions d'euros sur l'exercice 2007. Cette augmentation de 594 millions d'euros traduit un effet volume et taux sur la dette pour 361 millions d'euros, et des effets de change et des dérivés de couverture pour 233 millions d'euros ;

- de la moindre contribution des autres produits et charges financiers (- 135 millions d'euros).

Le taux effectif d'imposition est en hausse à 26,8% (contre 18,4%) affecté par la taxe sur les activités nucléaires d'Electrabel en 2008 pour 222 millions d'euros, par la croissance des activités E&P en Norvège ainsi que par l'absence d'économie d'impôt associée à l'essentiel des dépréciations d'actifs mentionnées ci-dessus. Les synergies financières résultant de la fusion (utilisation des déficits reportables de SUEZ SA) en 2008 sont d'une ampleur comparable à l'actif d'impôt différé de 500 millions d'euros comptabilisé en 2007.

Le résultat des entreprises associées est en baisse de 199 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2007. Cette évolution s'explique principalement par la baisse de la contribution des Intercommunales (- 190 millions d'euros), qui bénéficiait d'éléments non récurrents en 2007, notamment la plus-value de cession de l'activité TVD Wallonie.

La ligne « Remèdes » présente les contributions aux résultats 2007 et 2008 des entités et participations cédées suite aux engagements pris vis-à-vis de la Commission Européenne dans le cadre de la fusion. En 2008, elle inclut également les plus-values de 1 901 millions d'euros constatées lors de la cession de ces participations.

La part des minoritaires dans le résultat diminue de 169 millions d'euros, essentiellement du fait de l'OPA sur Agbar (- 102 millions d'euros).

9.4 RÉCONCILIATION AVEC LE COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

En millions d'euros	2008 pro forma	2008 consolidé	Variation
Chiffre d'affaires	83 053	67 924	15 129
EBITDA	13 886	10 053	3 832
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	8 561	6 224	2 338

Le **chiffre d'affaires** consolidé de l'exercice 2008 s'élève à 67 924 millions d'euros. L'écart par rapport au chiffre d'affaires pro forma résulte pour l'essentiel du chiffre d'affaires réalisé par le Groupe Gaz de France antérieurement à la fusion (17 844 millions d'euros) ainsi que de la contribution des entités cédées dans le cadre de la mise en œuvre des remèdes (- 2 395 millions d'euros).

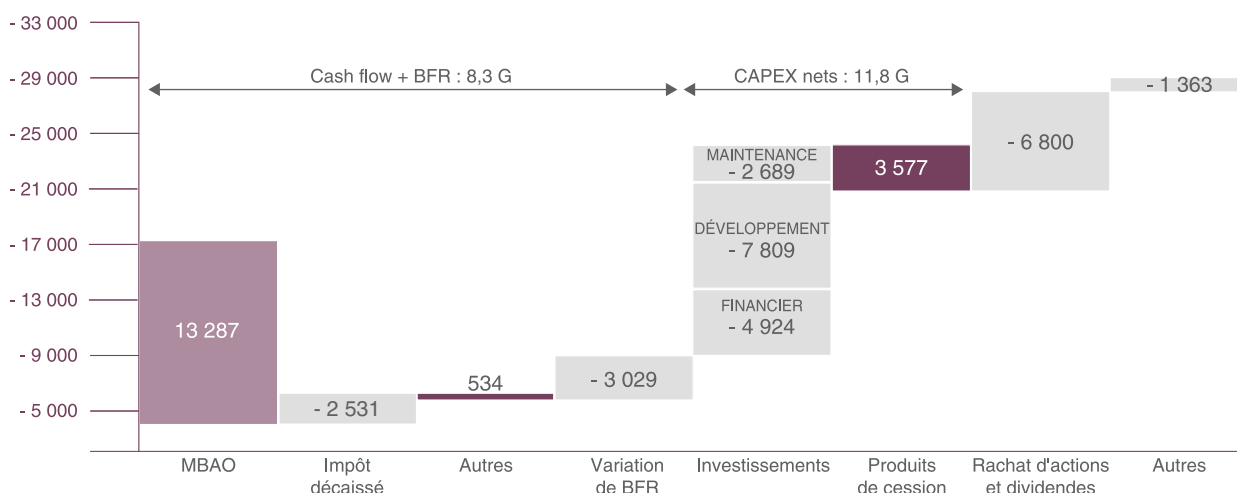
L'**EBITDA** pro forma intègre également l'EBITDA de 3 888 millions d'euros réalisé par le Groupe Gaz de France jusqu'au 22 juillet 2008, celui-ci expliquant l'essentiel du différentiel avec les comptes publiés sur cet indicateur.

Enfin, le passage du **résultat opérationnel courant** consolidé au résultat opérationnel courant pro forma s'explique pour l'essentiel par le résultat opérationnel courant du Groupe Gaz de France antérieurement à la fusion (3 019 millions d'euros), corrigé de l'amortissement sur cette même période de la juste valeur des actifs et des passifs reconnus dans le cadre de la fusion (- 289 millions d'euros) ainsi que de la contribution des entités cédées dans le cadre de la mise en œuvre des remèdes (- 415 millions d'euros).

La réconciliation complète entre les comptes de résultat publié et pro forma figure dans la section « informations financières pro forma » du présent Document de Référence.

9.5 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

La dette nette pro forma à fin 2007, après déconsolidation de la trésorerie nette détenue par Fluxys et Distrigaz, s'élevait à 17,2 milliards d'euros. Les variations conduisant à l'endettement net à fin 2008 (28,9 milliards d'euros) sont les suivantes :



9.5.1 MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT OPÉRATIONNELLE ET IMPÔT DÉCAISSÉ

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 13 287 millions d'euros au 31 décembre 2008, en progression brute de + 6,7 % par rapport à 2007. Ce taux de croissance est inférieur à celui de l'EBITDA (+ 10,7 %) car la MBAO intègre une hausse des pertes de valeurs sur créances commerciales et des sorties de

trésorerie liées aux restructurations, partiellement compensées par une hausse des dividendes reçus des entreprises associées.

L'impôt décaissé (- 2 531 millions) intègre les acomptes d'impôt acquittés par Gaz de France SA avant la réalisation de la fusion et dont le remboursement sera obtenu en 2009 par le nouveau Groupe.

9.5.2 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) est en hausse de 3 029 millions d'euros, dont près de 700 millions d'euros résultent d'appels de marges sur opérations de marchés, les importantes fluctuations des prix des marchés de matières premières ayant entraîné une forte volatilité de ce poste.

Le solde de la variation trouve principalement son origine chez la Branche Global Gaz & GNL ainsi qu'à la division Benelux - Allemagne. Il concerne essentiellement l'augmentation des créances

clients dans toutes les entités de commercialisation d'énergie ainsi que celle des stocks de gaz. Cette évolution est la conséquence de l'augmentation des prix de l'énergie, mais aussi du volume d'activité. Le stock de dettes fournisseurs à fin 2007 incluait des éléments non récurrents (en particulier au sein des divisions Énergie Europe et Énergie International) qui ont été réglés en 2008 et qui ont limité l'augmentation des dettes fournisseurs sur l'exercice 2008.

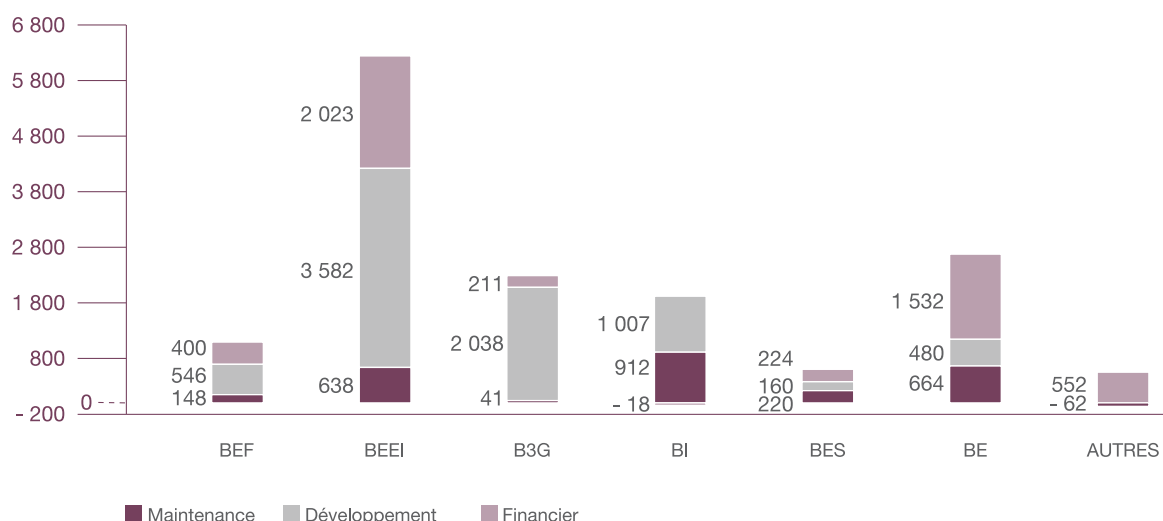
9.5.3 INVESTISSEMENTS NETS

Les investissements nets de 2008 s'élèvent à 11,8 milliards d'euros et comprennent :

- des investissements financiers de 4,9 milliards d'euros, dont 0,7 milliard pour l'acquisition de FirstLight, 0,7 milliard correspondant au renforcement de la participation dans Agbar⁽¹⁾, 0,5 milliard pour Senoko, 0,3 milliard pour SET, 0,2 milliard pour Nogat et 0,2 milliard pour Teesside ;

- des investissements de maintenance de 2,7 milliards d'euros et des investissements de développement de 7,8 milliards d'euros.

Ces investissements corporels, incorporels et financiers se détaillent comme suit par branche :



Les cessions représentent en 2008 3 577 millions d'euros et comprennent pour l'essentiel les produits des cessions réalisées

dans le cadre de la mise en œuvre des remèdes liés à la fusion (2 993 millions d'euros) ainsi que la centrale de Chehalis.

9.5.4 RACHAT D'ACTIONS ET DIVIDENDES

Le total des versements vers les actionnaires s'élève à 6,8 milliards d'euros, dont 1,7 milliard d'euros liés au programme de rachat d'actions et 5,1 milliards d'euros de dividendes. Ce montant intègre les dividendes versés par SUEZ SA à ses actionnaires, soit 1,7 milliard d'euros (contre 1,5 milliard d'euros en 2007, en raison de la progression tant du dividende unitaire servi que du nombre

d'actions à rémunérer), le dividende GDF SA pour 1,2 milliard d'euros et l'acompte sur dividende versé aux actionnaires du groupe fusionné pour 1,7 milliard d'euros. Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 0,5 milliard d'euros.

(1) Compte tenu de l'engagement inconditionnel pris vis-à-vis des minoritaires d'Agbar dans le cadre de l'offre publique d'achat en cours à fin 2007, la dette financière correspondante avait été inscrite au bilan pour la quote-part revenant au Groupe.

9.5.5 ENDETTEMENT AU 31 DÉCEMBRE 2008

L'endettement net à fin 2008 s'élève à 28,9 milliards d'euros, contre 17,2 milliards d'euros à fin décembre 2007 (pro forma de la mise en équivalence de Fluxys et de la déconsolidation de Distrigaz). Le ratio endettement net/capitaux propres s'élève à 46 %.

La dette nette est libellée (après prise en compte des instruments financiers) à 63 % en euros, 23 % en dollars US et 1 % en livres sterling.

La dette nette est libellée à 55 % à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 6,6 années.

Au 31 décembre 2008, le Groupe dispose de facilités de crédit autorisées et non tirées, et de lignes de *back up* de ses billets de trésorerie, pour un montant de 11,3 milliards d'euros, qui passe à 17,4 milliards d'euros si l'on tient compte des émissions obligataires réalisées en janvier et février 2009.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

9.6 AUTRES POSTES DU BILAN

Le tableau ci-après présente le bilan consolidé de SUEZ au 31 décembre 2007 et le bilan consolidé de GDF SUEZ au 31 décembre 2008, et met en évidence les incidences de l'entrée de périmètre de Gaz de France sur les principaux postes du bilan.

● ACTIF

En milliards d'euros	GDF SUEZ 31 déc. 2008	SUEZ 31 déc. 2007	Écart	Dont		
				Bilan d'entrée Gaz de France	Allocation	Variation nette
Actifs non courants	115,2	51,4	63,8	31,3	27,5	5,0
dont <i>goodwills</i>	27,5	14,9	12,6	1,8	9,6	1,2
Actifs courants	52,0	27,7	24,3	19,4	0,2	4,7
dont trésorerie et équivalents	9,0	6,7	2,3	2,9		(0,6)
TOTAL DE L'ACTIF	167,2	79,1	88,1	50,7	27,7	9,6

● PASSIF

En milliards d'euros	GDF SUEZ 31 déc. 2008	SUEZ 31 déc. 2007	Écart	Dont		
				Bilan d'entrée Gaz de France	Allocation	Variation nette
Capitaux propres (PG)	57,7	22,2	35,6	17,5	22,7	(4,6)
Intérêts minoritaires	5,1	2,7	2,4	0,6	0,0	1,8
TOTAUX	62,8	24,9	38,0	18,1	22,7	(2,8)
Provisions	14,8	9,6	5,2	7,6	(2,7)	0,3
Dettes financières	38,8	21,7	17,2	6,3	0,0	10,9
Autres passifs	50,8	23,1	27,7	18,7	7,7	1,3
TOTAL DU PASSIF	167,2	79,1	88,1	50,7	27,7	9,6

Les commentaires ci-après portent sur la colonne *Variation nette* du tableau supra, les colonnes *Bilan d'entrée* et *Allocation* se rapportant à l'effet de l'entrée de périmètre de Gaz de France et de ses filiales.

Les actifs non courants progressent essentiellement du fait des immobilisations (corporelles et incorporelles) nettes (+ 6,1 milliards d'euros), tandis que les titres disponibles à la vente diminuent de 0,8 milliard d'euros, principalement du fait des ajustements de juste valeur.

L'augmentation des *goodwills* (+ 1,2 milliard d'euros) résulte principalement de l'acquisition de FirstLight (0,7 milliard d'euros) et Senoko (0,3 milliard d'euros) dans la branche BEEI-International.

Les actifs courants sont en augmentation de + 4,7 milliards d'euros, du fait de la hausse des créances commerciales (+ 3,3 milliards d'euros) et des instruments financiers dérivés (+ 1,3 milliard d'euros),

variations résultant de la hausse des prix de marché des matières premières et de l'énergie.

Les capitaux propres totaux s'établissent à 62,8 milliards d'euros. Au-delà des effets de la fusion, ils bénéficient du résultat net de la période (5,5 milliards d'euros), qu'ont plus que compensé le versement des dividendes (- 3,9 milliards d'euros), les mouvements sur actions propres (- 0,7 milliard d'euros), l'effet des remèdes (- 0,8 milliard d'euros) et l'effet des éléments passés directement par capitaux propres (- 3,2 milliards d'euros, liés à la mise en valeur de marché des titres disponibles à la vente et à la variation de juste valeur des instruments de couverture sur matières premières).

Les provisions pour risques sont en légère augmentation à 14,8 milliards d'euros (+ 0,3 milliard d'euros). Les dotations de la période (1,3 milliard d'euros, dont 0,5 milliard d'effet de la désactualisation) et les reprises sont d'ampleurs similaires.

9.7 COMPTES SOCIAUX

Les chiffres mentionnés ci-après sont ceux relatifs aux comptes sociaux de GDF SUEZ, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2008, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ ressort à 25 209 millions d'euros en progression de 20% par rapport à 2007, sous l'effet d'un climat plus favorable et d'une hausse des tarifs de vente des énergies.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à 316 millions d'euros, en retrait de 56% par rapport à un résultat d'exploitation comparable 2007 (retraité de l'effet des filialisations de GrDF, Storengy et Elengy), principalement en raison de l'insuffisance des hausses de tarif gaz de distribution publique et du retard de recettes qui en a résulté sur le second semestre 2008, comme décrit ci-avant.

Le résultat financier est positif à 1 939 millions d'euros. Il intègre principalement les dividendes reçus des filiales (1 859 millions d'euros). L'endettement net ressort à 14 050 millions d'euros au 31 décembre 2008.

Le résultat exceptionnel de - 105 millions d'euros comprend des dotations aux provisions, notamment sur titres, en partie compensées par une reprise de provision pour amortissements dérogatoires, liée aux filialisations des activités de stockages souterrains et de terminaux méthaniers ainsi que par le complément de prix versé sur l'exercice par Electrabel au titre de l'acquisition en 2007 des titres détenus par l'ex-SUEZ dans SUEZ-TRACTEBEL.

L'impôt sur les sociétés intègre principalement un produit d'intégration fiscale qui traduit l'utilisation d'une partie des reports déficitaires transférés à GDF SUEZ dans le cadre de la fusion.

Le résultat net ressort à 2 767 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 52 043 millions d'euros contre 24 136 millions d'euros à fin 2007, leur forte progression provenant des effets de la fusion, du résultat net de l'année, compensés partiellement par le versement des dividendes Gaz de France 2007 et de l'acompte sur dividende GDF SUEZ 2008.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

9.8 PERSPECTIVES 2009

GDF SUEZ s'appuie sur un modèle de développement robuste, équilibré et créateur de valeur. Le Groupe, fort d'une vision industrielle de long terme, dispose d'atouts considérables pour traverser les crises : des positions de leadership tant dans l'électricité que dans le gaz, des activités diversifiées et complémentaires, la capacité à se développer de manière dynamique et rentable sur les marchés porteurs de l'énergie et de l'environnement. Cette vision à long terme n'est pas remise en cause par la dégradation du contexte économique.

Face à la situation actuelle, le Groupe a agi sans tarder en renforçant sa liquidité. Tout en maintenant ses critères de rentabilité exigeants sur son développement, il a pris une série de mesures pour renforcer la solidité de son bilan :

- accélération de la mise en œuvre du plan de performance de 1,8 milliard d'euros à horizon 2011 (650 millions d'euros de contribution attendus fin 2009 au lieu des 500 millions d'euros annoncés en novembre) ;
- renforcement de la liquidité et allongement de la maturité de la dette, grâce au placement depuis octobre 2008 de près de 10 milliards d'euros d'obligations sur différents marchés ;
- arrêt du programme de rachat d'actions annoncé en septembre 2008 et réalisé à hauteur de 43 %.

Le Groupe se fixe un objectif d'EBITDA pour 2011, réaliste et cohérent avec son plan de développement industriel, le plein effet du plan de performance Efficio, le maintien de son objectif

de notation financière « strong A » et sa politique de dividende ordinaire, dans l'hypothèse d'un retour à un meilleur environnement économique en 2011.

À ce jour et compte tenu notamment des perspectives économiques et des *scenarii* pétroliers et électriques anticipés par les prix *forwards*⁽¹⁾, les objectifs de croissance de l'EBITDA du Groupe sont estimés de la façon suivante :

- EBITDA 2009 en croissance par rapport à l'EBITDA 2008 malgré l'impact anticipé d'environ 1,5 milliard d'euros sur la contribution EBITDA de la Branche Global Gaz & GNL du fait notamment de la baisse constatée du prix moyen du pétrole en 2009 et de moindres perspectives d'arbitrage ;
- EBITDA 2011 compris entre 17 et 18 milliards d'euros.

Considérant les performances réalisées et les perspectives du Groupe, le Conseil d'Administration a proposé le 4 mars 2009 la distribution d'un dividende ordinaire en 2009 de 1,40 euro par action⁽²⁾ (+ 11 % par rapport à 2007) dont un acompte de 0,80 euro par action a été versé le 27 novembre 2008 ; le solde du dividende ordinaire sera versé le 11 mai 2009⁽³⁾. Il a également proposé la distribution d'un dividende exceptionnel de 0,80 euro par action qui pourra être perçu en numéraire ou en actions par les actionnaires qui en feront la demande. Le paiement du dividende exceptionnel ou la livraison des actions auront lieu le 4 juin 2009⁽³⁾. Ces propositions seront soumises au vote des actionnaires au cours de l'Assemblée Générale du 4 mai 2009.

(1) Brent moyen \$/bbl : 50/58/62 – Electricity baseload (Benedelux) €/MWh : 52/52/54 en janvier 2009.

(2) Basé sur le dividende Gaz de France versé en 2008 et relatif à l'exercice 2007 (1,26 euro par action).

(3) Date de détachement : 6 mai 2009.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

10

TRÉSORERIE ET CAPITAUX

	PAGE
10.1 CAPITAUX PROPRES DE L'ÉMETTEUR	176
10.2 SOURCE ET MONTANT DES FLUX DE TRÉSORERIE DE L'ÉMETTEUR ET DESCRIPTION DES FLUX DE TRÉSORERIE	176
10.2.1 MBO avant charges financières et impôt	176
10.2.2 Flux de trésorerie liés aux investissements	176
10.2.3 Rachat d'actions et dividendes	177
10.2.4 Effet des remèdes	177
10.3 CONDITIONS D'EMPRUNT ET STRUCTURE DE FINANCEMENT DE L'ÉMETTEUR	177
10.3.1 Structure de l'endettement	177
10.3.2 Principales opérations de l'année 2008	178
10.3.3 Notations du groupe	178

	PAGE
10.4 RESTRICTION À L'UTILISATION DES CAPITAUX	179
10.5 SOURCES DE FINANCEMENT ATTENDUES POUR HONORER LES ENGAGEMENTS RELATIFS AUX DÉCISIONS D'INVESTISSEMENTS	179
10.5.1 Engagements contractuels	179
10.5.2 Sources de financement attendues	180

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

10.1 CAPITAUX PROPRES DE L'ÉMETTEUR

Au 31 décembre 2008, les capitaux propres totaux s'établissent à 62,8 milliards d'euros. Au-delà des effets de la fusion, ils bénéficient du résultat net de la période (5,5 milliards d'euros), qu'ont plus que compensé le versement des dividendes (-3,9 milliards d'euros), les mouvements sur actions propres (-0,7 milliard d'euros), l'effet des remèdes (-0,8 milliard d'euros) et des éléments passés directement par capitaux propres (-3,2 milliards d'euros, liés à la mise en valeur

de marché des titres disponibles à la vente et à la variation de juste valeur des instruments de couverture sur matières premières).

Comme mentionné au paragraphe 10.3.1 ci-dessous, la dette nette du Groupe atteint par ailleurs 28,9 milliards d'euros. En conséquence, le ratio de *gearing* (dette nette divisée par les capitaux propres totaux) atteint 46% au 31 décembre 2008.

10.2 SOURCE ET MONTANT DES FLUX DE TRÉSORERIE DE L'ÉMETTEUR ET DESCRIPTION DES FLUX DE TRÉSORERIE

10.2.1 MBAO AVANT CHARGES FINANCIÈRES ET IMPÔT

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 13 287 millions d'euros au 31 décembre 2008, en progression brute de + 6,7% par rapport à 2007. Ce taux de croissance est inférieur à celui de l'EBITDA (+ 10,7%) car la MBAO intègre une hausse des pertes de valeurs sur créances commerciales et des sorties de trésorerie liées aux restructurations, partiellement compensée par une hausse des dividendes reçus des entreprises associées.

Cette croissance de la MBAO est en partie compensée par l'évolution du **besoin en fonds de roulement (BFR)**, en hausse de 3 029 millions d'euros, dont près de 700 millions d'euros résultent d'appels de marges sur opérations de marchés, les importantes fluctuations des prix des marchés de matières premières ayant entraîné une forte volatilité de ce poste.

Le solde de la variation trouve principalement son origine au sein de la Branche Global Gaz & GNL et de la division Benelux - Allemagne. Il concerne essentiellement l'augmentation des créances clients dans toutes les entités de commercialisation d'énergie ainsi que celle des stocks de gaz. Cette évolution est la conséquence de l'augmentation des prix de l'énergie, mais aussi du volume d'activité. Le stock de dettes fournisseurs à fin 2007 incluait des éléments non récurrents (en particulier au sein des divisions Énergie Europe et Énergie International) qui ont été réglés en 2008 et qui ont limité l'augmentation des dettes fournisseurs sur l'exercice 2008.

Au total, les flux des activités opérationnelles dégagent un excédent de trésorerie de 8,3 milliards d'euros en 2008.

10.2.2 FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX INVESTISSEMENTS

Les investissements nets de 2008 s'élèvent à 11,8 milliards d'euros et comprennent :

- des investissements financiers de 4,9 milliards d'euros, dont 0,7 milliard pour l'acquisition de FirstLight, 0,7 milliard correspondant au renforcement de la participation dans Agbar, 0,5 milliard pour Senoko, 0,3 milliard pour SET, 0,2 milliard pour Nogat et 0,2 milliard pour Teesside ;

- des investissements de maintenance de 2,7 milliards d'euros et des investissements de développement de 7,8 milliards d'euros.

Les cessions représentent en 2008 3 577 millions d'euros et comprennent pour l'essentiel les produits des cessions réalisées dans le cadre de la mise en œuvre des remèdes liés à la fusion (2 993 millions d'euros) et de la cession de la centrale de Chehalis.

10.2.3 RACHAT D'ACTIONS ET DIVIDENDES

Le total des versements aux actionnaires s'élève à 6,8 milliards d'euros, dont 1,7 milliard d'euros liés au programme de rachat d'actions et 5,1 milliards d'euros de dividendes. Ce montant intègre les dividendes versés par SUEZ SA à ses actionnaires, soit 1,7 milliard d'euros (contre 1,5 milliard d'euros en 2007, en raison de la progression tant du dividende unitaire servi que du nombre

d'actions à rémunérer), le dividende versé par Gaz de France SA pour 1,2 milliard d'euros et l'acompte sur dividende versé aux actionnaires du groupe fusionné pour 1,7 milliard d'euros. Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 0,5 milliard d'euros.

10.2.4 EFFET DES REMÈDES

La ligne Effet des remèdes (3,1 milliards d'euros) intègre pour l'essentiel les produits de cessions de Fluxys (200 millions d'euros), de Distrigaz (2,7 milliards d'euros) et de Coriance (30 millions

d'euros), ainsi que les dividendes reçus en 2008 de ces deux dernières sociétés.

10.3 CONDITIONS D'EMPRUNT ET STRUCTURE DE FINANCEMENT DE L'ÉMETTEUR

10.3.1 STRUCTURE DE L'ENDETTEMENT

L'endettement brut (hors découverts bancaires et hors coûts amortis) à fin 2008 montre une augmentation à 37 milliards d'euros, par rapport à 25 milliards d'euros pro forma en 2007 et se compose principalement de financements obligataires pour 13,7 milliards et d'emprunts bancaires (y compris les locations financement) pour un montant de 14,6 milliards d'euros.

Les emprunts à court terme (*Commercial Papers*/billets de trésorerie plus tirages sur lignes de crédit) représentent 32% de la dette brute totale en 2008.

61% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et *Commercial Papers*/billets de trésorerie).

Hors coûts amortis et impact des instruments dérivés, la dette nette atteint 28,4 milliards d'euros à fin 2008.

Hors coûts amortis mais y compris impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 63% en euros, 23% en dollars US et 1% en livres sterling à fin 2008.

55% de la dette nette est à taux fixe. En raison de baisse des taux, le coût moyen de la dette brute s'établit à 4,93%. La durée moyenne de la dette nette est de 6,6 ans à fin 2008.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

10.3.2 PRINCIPALES OPÉRATIONS DE L'ANNÉE 2008

Le Groupe a été très actif sur les marchés des capitaux durant 2008 tant sur le court que le long terme.

En raison de sa bonne qualité de notation, le Groupe a pu financer ses investissements malgré les turbulences sur les marchés financiers. Celle-ci lui a notamment permis de rouvrir le marché obligataire en euros après cinq semaines de fermeture suite à la faillite de Lehman Brothers en septembre 2008.

En janvier 2008, suite à l'offre de rachat des minoritaires de la société Agbar lancée par SUEZ Environnement, le groupe La Caixa et leur filiale commune Hisusa, en décembre 2007 et clôturée le 18 janvier 2008, le Groupe avait mis en place un financement externe de 814 millions d'euros pour financer sa part du rachat d'actions.

Electrabel SA a par ailleurs émis un placement privé à sept ans pour un montant total de 600 millions d'euros au cours du premier semestre 2008.

Le Groupe, dans sa Division Énergie International, a mis en place un financement sans recours de 390 millions de dollars US au Chili. Cette même division a mis en place en partenariat avec plusieurs sociétés japonaises un financement d'acquisition de 2,9 milliards de dollars Singapour et de renouvellement de capacité de 70 milliards de yens, pour le rachat de la société Senoko à Singapour dans le cadre de la vente par Temasek de sociétés de génération électrique.

Dans le cadre de son développement, le Groupe a également mis en place :

- un financement de projet en Thaïlande pour une nouvelle centrale de génération électrique (Gheco One) pour un montant total de 746 millions de dollars US avec des prêteurs locaux et internationaux ;
- un financement de projet avec la BNDES au Brésil pour l'équivalent de 460 millions de dollars US afin de financer le projet Estreito.

En juillet 2008, le Conseil d'Administration de la Société a autorisé la mise en place des outils de financement pour GDF SUEZ SA sur le marché des capitaux, à savoir :

- un programme d'Euro Medium Term Notes de 10 milliards d'euros (porté en janvier 2009 à 15 milliards), comprenant également Electrabel SA comme emprunteur potentiel ;
- l'augmentation de l'enveloppe programme de Billet de Trésorerie sur le marché français à 5 milliards d'euros (contre 3 milliards précédemment) ;
- un nouveau programme de *US Commercial Papers* de 3 milliards de dollars US.

Ce dernier programme a été mis en œuvre dans le courant du dernier trimestre 2008.

Depuis la fusion et malgré des conditions de marché difficiles, le Groupe a procédé à un ensemble d'émissions obligataires durant le second semestre 2008 pour un total de 3,7 milliards d'euros sur les marchés obligataires en euros, en livres sterling, en yens et en francs suisses.

Depuis le début de l'année 2009, le Groupe a également procédé sur ces différents marchés à un total d'émission de 6,2 milliards d'euros afin de renforcer sa liquidité.

À la suite de la fusion de SUEZ avec Gaz de France, certaines filiales de SUEZ Environnement, ainsi qu'Ondeo, ont quitté le GIE SUEZ Alliance durant le second semestre 2008. Celui-ci, désormais dénommé GIE GDF SUEZ Alliance, est maintenant détenu par GDF SUEZ SA, GDF SUEZ Finance SA, GDF SUEZ Énergie Services SA et Electrabel SA.

10.3.3 NOTATIONS DU GROUPE

GDF SUEZ et certaines de ses filiales ont une notation pour leur dette senior par les agences de notation Standard & Poor's et Moody's. En juillet 2008, Standard & Poor's et Moody's ont communiqué les notations pour GDF SUEZ SA et pour le GIE SUEZ Alliance. Ces

deux entités ont chacune gardé leur notation de Aa3/P-1, Outlook stable chez Moody's et A/A-1, Outlook positif chez S&P. Electrabel SA a conservé sa note de A2, Outlook stable chez Moody's.

10.4 RESTRICTION À L'UTILISATION DES CAPITAUX

Au 31 décembre 2008, le Groupe a un total de lignes confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de *back-up* de programmes de *Commercial Papers*/billets de trésorerie) pour un montant de 11,4 milliards d'euros. 87% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et ne font l'objet d'aucun ratio de crédit ou de référence à une notation.

Le Groupe met par ailleurs en place des lignes de crédit dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces lignes 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* = $\text{Free Cash Flow} / [\text{Principal} + \text{charge d'intérêt}]$ ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = $\text{EBITDA} / \text{charge d'intérêt}$) ;

- *Loan Life Cover Ratio* (= actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) est parfois demandé ;

- *Dettes/Equity ratio* ou maintien d'un montant minimal d'*Equity*.

Au 31 décembre 2008, aucun défaut de paiement n'était en cours sur la dette consolidée du Groupe. Toutes les sociétés du Groupe sont en ligne avec les *covenants* et représentations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de :

- quatre sociétés de la Branche Énergie Services et une de la Branche Énergie Europe & International ne respectant pas certains *covenants* financiers ;
- quatre sociétés de la Branche Énergie Europe & International et une de la Branche Environnement ne respectant pas des *covenants* de documentation.

Ces sociétés ne sont cependant pas en défaut de paiement ; des *waivers* sont en cours d'analyse ou d'octroi et ces non-respects sont sans impact sur les lignes accessibles au Groupe.

10.5 SOURCES DE FINANCEMENT ATTENDUES POUR HONORER LES ENGAGEMENTS RELATIFS AUX DÉCISIONS D'INVESTISSEMENTS

10.5.1 ENGAGEMENTS CONTRACTUELS

Le tableau suivant présente une estimation des engagements contractuels du Groupe au 31 décembre 2008 qui pourraient impacter ses flux de trésorerie futurs. Cette estimation tient compte des emprunts bruts du Groupe, des crédits baux opérationnels et

des engagements irrévocables pris par le Groupe pour acheter des actifs corporels et les autres engagements à long terme.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

En millions d'euros	Montant par période			Total
	À moins d'un an	De un à cinq ans	À plus de cinq ans	
Dette nette (y compris locations – financement)	4 472	11 391	12 589	28 451
Locations simples	439	1 210	1 077	2 726
Obligations d'achats irrévocables d'immobilisations *	2 741	2 516	29	5 285
Engagements de financements donnés	3 773	488	2 554	6 814
Engagements de financements reçus	1 785	10 162	1 589	13 536
Facilités de crédit confirmées non utilisées	1 228	9 011	1 167	11 405
Autres obligations à long terme	568	365	296	1 229

* Nettes des obligations de vente.

Les éléments contractuels pourraient impacter de façon significative les résultats opérationnels ou les ressources de financement du Groupe en raison de changements des paramètres sous-jacents de ces arrangements spécifiques.

Le tableau ci-dessus n'inclut pas les obligations liées aux pensions ou autres plans assimilés au bénéfice des employés. Au 31 décembre 2008, les obligations de paiements relatives à ces obligations de pensions étaient supérieures aux actifs de ces plans pour un montant de 3 962 millions d'euros, si l'on ne tient pas compte de la créance qu'a le Groupe sur les communes belges suite à l'externalisation d'une partie des sociétés de distribution,

ni de la juste valeur des actifs de Contassur, société de gestion de fonds de pension du Groupe GDF SUEZ en Belgique. Voir également note 18.3 du chapitre 20.2.

Sont également inclus dans le tableau ci-dessus les engagements de dépenses d'investissements pour environ 1,2 milliard d'euros inclus dans le poste « Autres obligations à long terme ». Ces engagements sont principalement liés à la construction de plusieurs centrales de production d'électricité incluant l'achat de turbines, de centrales à gaz, d'installations de cogénération et d'incinérateurs (886 millions d'euros) et des investissements dans le cadre de contrats de concession (343 millions d'euros).

10.5.2 SOURCES DE FINANCEMENT ATTENDUES

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible, les flux opérationnels et l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 5,1 milliards d'euros de lignes de crédit ou de financements arrivant à échéance durant 2009 (hors maturité des *Commercial Papers*/billets de trésorerie de 8,7 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 8,6 milliards d'euros au 31 décembre 2008 (nette des découverts bancaires) et, comme mentionné à la section 10.4, un montant de 11,4 milliards d'euros de lignes disponibles (hors tirage sur les programmes de *Commercial Papers*/billets de trésorerie).

11

POLITIQUE DE L'INNOVATION, RECHERCHE
ET DÉVELOPPEMENT, BREVETS, LICENCES

	PAGE		PAGE
11.1 RECHERCHE ET INNOVATION	182	11.2 PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE	189
L'innovation au cœur de la stratégie de GDF SUEZ	182	11.2.1 Brevets	189
Un réseau mondial de centres de recherche	182	11.2.2 Marques	190
Les faits marquants 2008	184		
L'innovation de la Branche Environnement	186		

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

11.1 RECHERCHE ET INNOVATION

L'INNOVATION AU CŒUR DE LA STRATÉGIE DE GDF SUEZ

En inscrivant la croissance responsable au cœur de ses métiers (énergie, services à l'énergie et environnement), GDF SUEZ se donne pour mission de relever les grands défis énergétiques et environnementaux : répondre aux besoins en énergie, lutter contre les changements climatiques et optimiser l'utilisation des ressources. En plaçant la recherche et l'innovation au cœur de sa stratégie, le Groupe poursuit un objectif double : éclairer l'avenir pour préparer les technologies de demain et satisfaire les besoins du marché. L'efficacité énergétique et environnementale est ainsi l'un des piliers des programmes menés par ses 1 200 chercheurs.

Le réseau des centres de Recherche et laboratoires de GDF SUEZ prépare des innovations technologiques dans des domaines clés de l'évolution mondiale :

- la sécurité d'approvisionnement ;
- l'amélioration des performances techniques et économiques ;
- la maîtrise des impacts sur l'environnement ;
- la lutte contre le réchauffement climatique.

En 2008, le budget de la Recherche et Innovation s'est élevé à 203 millions d'euros et son portefeuille de brevets ressort à 1 992 (hors SUEZ Environnement).

2008 fut aussi l'année du rayonnement de la Recherche et Innovation qui s'est distinguée lors de l'*International Gas Union Research Conference* (IGRC) qui s'est tenue à Paris du 8 au

10 octobre 2008, à la Cité des Sciences et de l'Industrie. Membre fondateur de la Fondation IGRC, GDF SUEZ était sponsor platine de cet événement et membre du Comité d'Organisation National. Plus de 800 chercheurs, ingénieurs et experts internationaux ont fait le point sur l'actualité du secteur : les grandes orientations de l'industrie gazière, les nouvelles technologies, les innovations en matière de développement durable et d'efficacité des réseaux de transport.

Convaincus que le champ de l'innovation dépasse le seul champ de la Recherche et Innovation, GDF SUEZ et SUEZ Environnement Company ont mis en place une démarche volontariste de stimulation et de promotion des initiatives et des projets innovants dans les domaines techniques, commerciaux et managériaux en pratiquant un examen méthodique des propositions de différents projets issus des équipes de terrain.

GDF SUEZ et SUEZ Environnement Company s'appuient essentiellement sur deux procédures de détection de promotion et de gestion de l'innovation : les Trophées Initiative Innovation qui distinguent chaque année les projets les plus innovants mis en application dans les unités opérationnelles et les Labels de la Création de Valeur qui évaluent le développement de ces projets sur trois ou quatre années.

Sept grands programmes transverses de Recherche et Innovation ont été lancés en 2008 : EnR, stockage d'énergie, comptage et réseaux intelligents, GNL *off-shore*, captage stockage du CO₂, ville et transport du futur et dessalement et énergie associée.

UN RÉSEAU MONDIAL DE CENTRES DE RECHERCHE

Les activités de Recherche et Innovation sont principalement effectuées dans les centres de recherche spécialisés :

- Le **CRIGEN** (Centre de Recherche et Innovation Gaz et Énergies Nouvelles) basé à Saint-Denis et Alfortville. Fort de 540 collaborateurs, d'un portefeuille de 1 500 brevets et d'un budget en 2008 de 100 millions d'euros, le CRIGEN est certifié ISO 9001 (activités d'essais industriels et conduite de projet), ISO 14001 (environnement et sécurité industrielle) et accrédité COFRAC ISO 17025 (comptage, essais de matériels de réseaux et essais hydrauliques sur canalisations de transport) ;

Son portefeuille de projets couvre cinq grands domaines :

- le **développement d'offres** pour le résidentiel/tertiaire, l'industrie, les collectivités locales et le transport (GNV) grâce notamment à des compétences dans les domaines

de la combustion, de la thermochimie, de l'analyse du cycle de vie (ACV),

- les « **énergies nouvelles** » : les ENR, les énergies décentralisées, la micro-cogénération, le stockage de l'énergie et le captage et stockage du CO₂,
- les **infrastructures gazières** : les enjeux de capacité du réseau et de maîtrise performancielle sont importants (sûreté de fonctionnement, gestion et durée de vie). Les compétences en matière de sécurité gazière sont et resteront une composante essentielle du crédit de GDF SUEZ,
- le **GNL** : à travers une stratégie de R&D sélective sur la liquéfaction, le transport et la regazéification, le CRIGEN a des positions de leader technologique sur certains sujets : bras de déchargement, échangeurs thermiques. Il maintient et prépare

les compétences de demain pour les exploitants et les projets émergents,

- **l'innovation web et les solutions de mobilité du poste de travail bureautique.**

Le CRIGEN est doté de deux centres de compétences au service de la Direction Recherche et Innovation :

- **le Centre de compétences « Études Économiques »** qui a pour missions la modélisation des équilibres offre/demande, la prospective énergétique, la modélisation et la simulation des prix des énergies, l'économie de l'environnement ainsi que les impacts du climat sur les métiers du Groupe ainsi que la valorisation et l'optimisation des actifs et des portefeuilles d'actifs,
- **le Centre de compétences « Énergies Renouvelables dans le Bâtiment »** afin d'accompagner la stratégie du Groupe dans les EnR. Sa vocation est d'être un *back-office* technique des Branches et des *Business Units* du Groupe, afin de pouvoir rapidement proposer des solutions énergétiques globales et compétitives aux clients de GDF SUEZ. Sa mission est de :
 - fournir une expertise technique pour aider à la définition et à la qualification de solutions techniques et au référencement des fournisseurs dans le cadre du développement des offres commerciales et des contrats d'approvisionnement ;
 - éclairer le Groupe sur l'évolution des technologies et des marchés et l'accompagner dans ses actions de *lobbying*.

Le centre de compétence développe également une mission de R&D pour renforcer la compétitivité des filiales du Groupe produisant des cellules ou modules photovoltaïques – en particulier Photovoltech et Sulfurcell – et développer de nouveaux produits et applications EnR (notamment par le couplage de solutions énergétiques EnR/gaz).

- Le CRIGEN s'implique dans les grands programmes de recherche internationaux :
 - les grands projets européens tels CESAR (*CO2 Enhanced Separation and Recovery*), qui fait suite au programme CASTOR (*CO2 from capture to STORage*) et qui regroupe les principaux énergéticiens européens, EU-DEEP, qui développe les technologies de pilotage des réseaux pour gérer les énergies décentralisées, INTEG-RISK (*Early Recognition, Monitoring and Integrated Management of Emerging, New Technology Related Risks*),
 - les grands projets destinés à répondre aux enjeux en matière de transport par canalisation, menés dans le cadre du *Pipeline Research Council International* (PRCI).

Le CRIGEN développe des partenariats de pointe avec les meilleurs organismes de recherche tels le CEA, le CNRS et l'IMEC ainsi qu'avec des laboratoires universitaires tels que l'Institut Polytechnique de Montréal au Canada, l'École des Mines de Paris, l'Université de Paris Dauphine en France, l'Institut d'Économie Industrielle de l'Université de Toulouse 1 (*Toulouse School of Economics*).

Au niveau français, le CRIGEN participe aux pôles de compétitivité Tenerrdis, Derbi et Axelera et contribue à 30 projets de l'Agence Nationale de Recherche (ANR) depuis la création de celle-ci.

- **La Direction Exploration-Production** opère pour le Groupe la R&D dans le domaine des géosciences pour les besoins de l'exploration-production et des stockages souterrains ;

- **Laborelec** implanté près de Bruxelles (avec une filiale à Maastricht aux Pays-Bas), dont les compétences sont liées aux activités de production, de distribution, d'utilisation de l'énergie et de développement durable.

Laborelec est particulièrement en pointe dans le contrôle et la maîtrise de la qualité de l'énergie et la connaissance des procédés et des équipements de production d'énergie, y compris les énergies renouvelables.

Le suivi du comportement des équipements, en particulier le contrôle vibratoire des machines tournantes est un point fort, au même titre que la connaissance du comportement des matériaux des turbines à gaz, des chaudières à haute pression, l'utilisation de la biomasse, ainsi que la chimie des eaux de processus et de refroidissement.

Laborelec développe et offre des services spécialisés pour l'industrie essentiellement basés sur l'efficacité énergétique. Son expertise est répartie en quatre lignes de produits :

- « systèmes électriques et métrologie »,
- « technologie des procédés durables »,
- « matériels et équipements électrotechniques »,
- « technologie des matériaux et contrôle vibratoire ».

Pour plusieurs activités névralgiques, le professionnalisme de Laborelec et son impartialité sont garantis par une certification ISO 17025 et ISO 9001.

Laborelec développe des collaborations avec diverses universités et grandes écoles :

- En Belgique : Université Catholique de Louvain (UCL, Louvain-la-Neuve) ; Katholieke Universiteit Leuven (KUL, Louvain) ; Université Libre de Bruxelles (ULB, Bruxelles) ; Vrije Universiteit Brussel (VUB, Bruxelles) ; EHB (Erasmus Hogeschool Brussel, Erasmus University College, Bruxelles) ; Universiteit Gent (UGE, Gand) ; ProFish Technology (fish protection technology), spin-off de l'Université de Liège (ULg, Liège) ; Faculté Polytechnique de Mons (FPM, Mons), ISIC (Haute École Roi Baudouin, Mons), Université de Howest (University College West-Vlaanderen, Courtrai),
- En Europe : les Universités de Cardiff, Leeds, Institut d'Électronique du Sud (IES), Delft University of Technology (TU Delft), et dans le cadre du projet Copola : Lyon, Chambéry, Palaiseau, Paris Ensam, Paris ESPCI, Reims, Saint-Étienne, Strasbourg.

- **Cylergie** basé près de Lyon. Ses compétences sont utilisées pour les activités de services à l'énergie. Un accent particulier est donné à l'efficacité énergétique, à la maîtrise de l'impact sur l'environnement, à la santé et au confort ainsi qu'au suivi des engagements de performance ;

Ses axes de recherche prioritaires sont :

- les réseaux de chaleur et de froid,

- la gestion de l'énergie,
- la métrologie et les télésystèmes,
- les énergies renouvelables et les nouvelles technologies de l'énergie,
- l'environnement, la santé et le confort.

Cylergie détient une dizaine de brevets et une vingtaine de trophées de l'Innovation du Groupe dont deux Grands Prix. Ses partenariats de recherche incluent le CEA et le CNRS ainsi que plusieurs pôles de compétitivité.

- **TRACTEBEL Engineering**, implanté en Belgique, en France, en Italie, en Pologne, en Roumanie, en République Tchèque, en Inde et au Brésil, structure son activité de R&D autour de trois axes :
 - énergie durable (production thermique à faible émission de CO₂ et énergies renouvelables),
 - énergie nucléaire,
 - réseaux de transport et de distribution.

Le niveau d'excellence de TRACTEBEL Engineering dans ces domaines est attesté par ses participations à des programmes de recherche européens de premier plan, ainsi que par la réputation

internationale de ses produits et marques (Eurostag, Coyne et Bellier, etc.).

La Recherche et Innovation de GDF SUEZ dans le domaine du nucléaire :

GDF SUEZ poursuit diverses activités de R&D dans les domaines suivants :

- mise en dépôt de surface ou en dépôt profond des déchets nucléaires,
- mise à l'arrêt définitif et démantèlement d'installations nucléaires,
- amélioration de technologies existantes,
- extension en toute sécurité de la durée de vie d'installations,
- chimie des circuits primaire, secondaire et tertiaire,
- participation au développement de nouvelles technologies (GEN IV, ITER...).

Dans ce contexte, le Groupe collabore dans des programmes de R&D avec le CEA, le CEN/SCK, l'EPRI, AREVA (NP et NC), l'ONDRAF et d'autres.

LES FAITS MARQUANTS 2008

Parmi les résultats en Recherche et Innovation de GDF SUEZ en 2008, on peut citer certaines réalisations se rapportant aux domaines suivants :

- **Sécurité d'approvisionnement**
 - Une première mondiale pour le CRIGEN en 2008 : le succès des essais pour la qualification d'un système de déchargement de GNL par flexible. La qualification de ce nouveau flexible ouvre la voie à la construction d'une première unité flottante de GNL en mer. Ce nouveau système de transfert de GNL repose sur une innovation majeure : une conduite flexible cryogénique de grand diamètre fabriquée en Seine-Maritime. Dénommé Amplitude-LNG Loading System (ALLS), il s'agit du premier système comprenant un flexible, adapté aux conditions maritimes difficiles. Ce nouveau flexible permettra désormais le transfert du GNL aux points de départ et d'arrivée de la chaîne de GNL vers un terminal en pleine mer ou près des côtes, en garantissant une disponibilité maximale des installations. Cette innovation répond ainsi aux besoins croissants d'opérations en mer de l'industrie du GNL, et représente une alternative aux systèmes de transfert *on-shore* classiques.
 - En partenariat avec l'ADEME et la Commission Européenne, le CRIGEN a organisé à Nice, du 10 au 12 décembre 2008, la troisième conférence internationale sur l'Intégration des Ressources Renouvelables et Décentralisées dans le système électrique. Ce cycle de conférences, lancé notamment par le projet EU-DEEP, a pour objectif de favoriser les échanges entre

les différents acteurs nord-américains, européens et japonais impliqués sur ces questions.

- Laborelec a construit en 2008 un micro-réseau électrique sur son site de Linkebeek. L'énergie produite sur le site même par des panneaux solaires et des éoliennes est distribuée aux consommateurs locaux. Ses experts profitent de cette installation notamment pour examiner la stabilité, la performance et la qualité des différentes sources d'énergie reliées au réseau.
- **Amélioration des performances techniques et économiques**
 - Le CRIGEN a procédé en 2008 au déploiement de 2 000 dispositifs de protection des branchements existants (DPBE) sur le réseau de distribution de gaz naturel de GrDF : cette nouvelle technologie de sécurisation des branchements existants permet d'interrompre le flux de gaz naturel en cas d'excès de débit suite à un arrachement du branchement. Sept brevets protègent cette première mondiale.
 - Le CRIGEN a mené en 2008 la première opération en rénovation avec la solution d'évacuation des produits de combustion 3Cep, technologie à forts enjeux pour faciliter le développement des chaudières à condensation dans les logements neufs comme en rénovation de logements anciens. Par ailleurs, deux opérations de démonstration des chaudières électrogènes (éco-générateurs) ont été menées à bien : les chaudières Whispergen en région Rhône-Alpes dans l'existant et une première chaudière électrogène dans le neuf qui a été

distinguée au challenge des maisons innovantes de l'Union des maisons françaises.

- Laborelec a fortement avancé en 2008 sur son projet « *Combustion Dynamics Monitoring and Tuning (CDM&T)* » qui offre des avantages importants pour les centrales au gaz et permet de :
 - trouver un équilibre optimal entre la stabilité de la combustion et la performance environnementale,
 - réduire les arrêts non planifiés en informant automatiquement les opérateurs en cas d'oscillation de combustion, et en leur permettant donc de prendre en temps voulu les mesures appropriées.
- **Maîtrise des impacts sur l'environnement**
 - Le CRIGEN est très impliqué dans les développements méthodologiques autour de l'analyse du cycle de vie (ACV). Il suit et oriente les travaux de la Chaire de Recherche en Gestion du Cycle de Vie de l'École Polytechnique de Montréal. En 2008, le CRIGEN a finalisé l'ACV des utilisations du gaz naturel pour la production d'électricité et de chaleur en France, en partenariat avec le Paul Scherrer Institut ; cette étude devrait faire l'objet d'une publication courant 2009, qui constituera la première de ce genre pour un gazier européen.
 - Dans le cadre du pilotage du groupe de travail européen Marcogaz, le CRIGEN a réactualisé l'ACV du gaz naturel distribué en Europe et coopéré avec le projet européen de plate-forme de l'ACV (ELCD). Il a également réalisé l'ACV de l'électricité produite et fournie par Gaz de France en 2007. En parallèle, des ACV de différents systèmes énergétiques ont été menées pour appuyer les offres du Groupe. Le CRIGEN a en outre initié le développement d'outils d'évaluation environnementale pour les collectivités locales.
 - Face aux enjeux majeurs de réduction des gaz à effet de serre et des polluants locaux, les transports propres constituent un enjeu de premier plan sur lequel le CRIGEN est engagé depuis plusieurs années. En 2008, les travaux de recherche se sont concentrés sur le GNV et sur le véhicule électrique et hybride électricité/carburant classique. Le GNV présente des atouts réels : son respect de l'environnement (25% de CO₂ en moins par rapport à l'essence) et sa disponibilité immédiate. Le couplage de la technologie GNV avec l'hybridation permet d'accroître le bénéfice environnemental du GNV. GDF SUEZ a développé, en partenariat, deux prototypes de véhicules hybrides GNV :
 - une Smart micro-hybride monocarburant GNV (équipée du système Stop&Start) : les émissions de CO₂ sont de 84 g/km et les optimisations en cours permettront d'atteindre moins de 80 g CO₂/km (30 % de CO₂/modèle essence) et qui a été présentée au Mondial de l'Automobile à Paris en octobre 2008,
 - une Prius full-hybride monocarburant GNV dont les émissions de CO₂ sont de 78 g CO₂/km (soit - 25 % par rapport à la Prius essence). Ce véhicule a obtenu une médaille d'or lors de sa participation au Challenge Bibendum 2006.

Pour accroître l'avance du GNV dans ce domaine, les équipes de GDF SUEZ travaillent dans le cadre d'un projet ANR au développement de catalyseurs 3-voies de post-traitement dédiés GNV, afin d'en améliorer les performances. Le dernier axe d'amélioration sur lequel GDF SUEZ se positionne est l'intégration de biométhane dans le GNV. Outre l'aspect renouvelable, le biométhane, totalement compatible et incorporable au GNV, présente un potentiel théorique de réduction des émissions de CO₂ de l'ordre de 55%⁽¹⁾.

- Le CRIGEN a poursuivi ses activités de développement et de caractérisation de technologies à faibles émissions de polluants atmosphériques comme :
 - la mise en œuvre des technologies de brûleurs haute performance énergétique à oxydation sans flamme (ultra-Bas Nox) sur des fours sidérurgiques (coopération avec ArcelorMittal) et verriers (coopération avec Asahi Glass et Owens-Illinois),
 - le développement de la technologie de combustion en air synthétique, pour obtenir des fumées concentrées en CO₂ et donc plus facilement capturables, à vocation d'être intégrée sur des fours existants.
- L'alimentation d'eau dans les centrales peut sérieusement affecter la population des poissons dans les rivières. Bien que plusieurs centrales utilisent à l'heure actuelle des technologies telles que des flashes lumineux, des barrières acoustiques et des systèmes de décharges électriques, aucune de ces méthodes n'est assez efficace pour repousser toutes les espèces de poissons. Le système développé en 2008 par ProFish Technology et Laborelec est une approche complètement différente. Il est basé sur l'émission de signaux ultrasons à très basse fréquence. Le taux de mortalité des poissons devrait être réduit de 85%.
- **Lutte contre le réchauffement climatique**
 - Le CRIGEN a développé en 2008 un projet innovant et ambitieux pour la production de méthane vert : Gaya, une plate-forme de démonstrateurs sur la gazéification. Le projet Gaya, porté par les équipes Recherche et Innovation de GDF SUEZ, vise à créer une filière fiable et rentable de production de « biométhane », commercialisable en tant que biocarburant ou combustible gazeux et transportable via le réseau de gaz naturel. Le projet repose sur l'exploitation d'une plate-forme de démonstrateurs unique en Europe permettant de valider les technologies et de fédérer acteurs et compétences. En synergie avec le projet Gaya, un projet développé par la Branche Énergie Services, a été sélectionné par le Meeddat pour la construction d'une unité de cogénération (production d'électricité et de chaleur) par gazéification de bois, dans le cadre d'un appel d'offres de production d'électricité à partir de biomasse mis en œuvre par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Les deux projets seront situés à proximité l'un de l'autre, à La Rochette en Savoie, pour bénéficier de nombreuses synergies.
 - Dans le cadre de la maîtrise des émissions de CO₂ des installations industrielles et notamment des centrales électriques, GDF SUEZ poursuit diverses actions visant à étudier le captage, le transport et le stockage géologique du CO₂. Un programme Groupe a été établi fin 2008 qui capitalise

(1) Source : Étude du Wuppertal Institute et du PSI – International JRC Conference on Transport and Environnement - mars 2007.

sur les nombreuses activités de Recherche et Innovation entreprises en cette matière dans les différentes Branches et Directions du Groupe. Les deux projets suivants sont une illustration des actions engagées en 2008 chez GDF SUEZ :

- Le CRIGEN développe, avec ses partenaires, une technologie innovante de captage cryogénique de CO₂ pouvant tirer parti des frigories contenues dans le GNL des terminaux méthaniers avec l'objectif d'augmenter l'efficacité du procédé, de diminuer les coûts et d'exploiter ainsi des synergies entre terminaux méthaniers et centrales thermiques situées à proximité.
- Electrabel développe en collaboration avec Hitachi et E.ON un projet pilote sur le captage de CO₂ post-combustion. Ce pilote est en phase de pré-assemblage des composants/containers et il est sujet d'une revue finale des permis avant

mise en service. Cette installation d'essai pourra traiter jusqu'à 5 000 Nm³/h de fumées en conditions réelles (1 t/h de CO₂ captée). L'installation est « mobile » et sera opérée pendant quatre ans dans des centrales d'Electrabel et d'E.ON.

- Laborelec a développé un réseau intelligent pour la Station de Recherche Princesse Elisabeth, un projet de la Fondation Polaire Internationale. La mise en œuvre sur place confirmera que le concept innovant proposé peut maintenir l'équilibre entre la consommation et la production d'énergie en présence de sources renouvelables et intermittentes (PV, éoliennes). La Station Princesse Elisabeth a été conçue pour être la base Antarctique la plus « *energy friendly* » et la plus efficace jamais connue à ce jour. La station scientifique produira non seulement son énergie électrique sans émission, mais elle utilisera également l'énergie produite d'une manière efficace.

L'INNOVATION DE LA BRANCHE ENVIRONNEMENT

L'innovation au sein de la Branche Environnement est un élément stratégique pour répondre aux attentes actuelles des clients et anticiper leurs besoins futurs. L'effort soutenu d'innovation garantit l'amélioration de la productivité des outils de production, et participe ainsi à la rentabilité financière. Il est également mis au service de l'amélioration de la performance environnementale qu'il s'agisse d'impact sur le climat, d'impact sur la ressource ou d'impact sur la biodiversité. Recherche, développement technologique, expertise sont autant de moyens que la Branche Environnement met au service de l'amélioration de la performance économique et environnementale de nos opérations et des évolutions technologiques attendues par nos clients. La Branche Environnement a consacré ainsi 65 millions d'euros en 2008 pour la recherche, le développement technologique et l'innovation.

Cette politique de Recherche et d'Innovation s'appuie sur les travaux des experts localisés dans les unités opérationnelles, des programmes de recherche développés dans les centres de recherche et développement (R&D) du Groupe, et l'animation de la politique d'innovation pour d'une part faciliter le partage des résultats et les échanges entre chercheurs et experts et délivrer des offres et services innovants à nos clients.

Au total, plus de 400 chercheurs et experts participent à temps plein aux travaux de Recherche et de Développement technologique dans les centres de R&D et dans les réseaux d'experts. Par ailleurs, pour fédérer l'effort de R&D des différentes unités opérationnelles dans les métiers de l'eau, et faire émerger des programmes de recherche communs, Lyonnaise des Eaux, Agbar, United Water, Northumbrian Water et la Branche Environnement ont constitué le partenariat R+i Alliance. R+i Alliance mène notamment des travaux d'études sur le contrôle des algues ou des odeurs, l'efficacité énergétique, la gestion dynamique des eaux pluviales ou encore la relation entre eau et santé. Le budget de R+i Alliance s'élevait en 2008 à 8 millions d'euros.

De nombreux partenariats avec des acteurs publics (par exemple, le Cemagref, le CNRS, l'Université de Tongji, l'Université de Californie,

Los Angeles (UCLA), des acteurs privés, ou encore des réseaux de compétences et d'innovation comme les pôles de compétitivité (Axelera, Advancity, Vitagora notamment) permettent de démultiplier l'effort de recherche et de développement de la Branche Environnement tout en bénéficiant du travail collaboratif avec des équipes de recherche parmi les meilleures au monde. À noter pour 2008, le taux succès très élevé (60%) de ses centres de R&D dans les appels à projet de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) sur les problématiques des écotechnologies, ou encore de la santé.

Enfin, convaincu que le champ de l'innovation dépasse le seul champ de la recherche et développement, la Branche Environnement a mis en place une démarche volontariste de stimulation et de promotion des initiatives et des projets innovants dans les domaines techniques, commerciaux et managériaux en pratiquant un examen méthodique des propositions de différents projets issus des équipes de terrain.

Les principaux programmes de R&D

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 :

- **La lutte contre le changement climatique est un enjeu majeur auquel la Branche Environnement entend apporter des réponses par son effort de recherche et de développement.**

Dans l'eau et les déchets, de nombreux programmes sont désormais dédiés à la réduction des gaz à effet de serre, à la valorisation énergétique et au développement du potentiel d'énergies renouvelables : production d'énergie à partir de biogaz issu de biomasse (centre d'enfouissement, boues d'épuration), économies d'énergie, renforcement de la valorisation énergétique des unités d'incinération, utilisation d'énergies renouvelables liées aux procédés de traitement, récupération de chaleur des eaux usées (Degrés Bleus), réduction des gaz à effet de serre liés à la collecte de déchets, sont quelques exemples des travaux de recherche ou des innovations.

À titre d'illustration, dans la collecte des déchets ménagers, la compression des déchets dès la poubelle (Cyclabelle), le transport par pneumatique ou encore le partenariat avec Renault pour le développement de carburation alternative Hybris sont autant d'innovations destinées à diminuer les inconvénients des camions de collecte et de leurs émissions de gaz à effet de serre.

Par ailleurs, l'impact de la directive sur l'incinération a remis l'accent sur le besoin d'une optimisation de l'incinération. Les instruments de simulation de dynamique des fluides calculés par ordinateur développés depuis plusieurs années dans le domaine de l'eau ont été transférés vers les activités d'incinération afin de mettre à disposition des outils de simulation du fonctionnement des usines d'incinération.

• **Limitier l'impact des activités du Groupe sur la ressource est un autre enjeu majeur du développement durable.**

Face à cet enjeu, les efforts de recherche, de développement et d'innovation portent aussi bien sur le recyclage de la matière dans le métier des déchets que la réutilisation des eaux sales en passant par le dessalement d'eau de mer.

Dans les métiers des déchets, la Branche Environnement a lancé d'importants programmes sur l'amélioration du traitement des déchets solides, à travers la valorisation matière (recyclage des plastiques, caoutchoucs, métaux), organique (compost).

Dans les méthodes amont de tri, la Branche travaille sur l'amélioration des techniques automatiques de tri comme le tri optique de bouteilles ou le tri par flottation du bois de démolition ou des métaux. L'objectif est de baisser la pénibilité du travail mais aussi de permettre d'augmenter l'efficacité globale du tri permettant d'augmenter les taux de recyclage des filières.

Les efforts de recherche s'intensifient sur le recyclage des matériaux afin de répondre aux attentes du marché. Dans ce cas, une étroite coordination avec les fabricants est essentielle. La Branche développe des méthodes de démembrement de gros équipements tels que les avions qui permettent de privilégier la réutilisation des pièces, le recyclage des matériaux (métaux, par exemple).

Dans les métiers de l'eau, poursuivant son leadership dans le domaine du dessalement par la technique dite de l'osmose inverse, Degrémont a breveté récemment un procédé de prétraitement membranaire par microcoagulation, procédé qui permet d'augmenter très largement les flux sur les membranes.

Le Groupe est présent dans les très gros marchés de dessalement (Perth, par exemple) à travers Degrémont mais aussi sur les marchés de traitement membranaire d'eau douce de plus petite taille à travers Ondeo Industrial Solutions ; un « skid » standard intégrant sur la même plate-forme des unités d'ultrafiltration et d'osmose inverse a ainsi été développé en 2007 et intégré au catalogue d'offre d'Ondeo Industrial Solutions pour traiter les eaux de surface et les eaux industrielles. Ce « skid » s'applique à des débits compris entre 5 et 50 m³/h.

Dans le domaine de la désinfection par ultraviolet, la gamme de produits développés par Degrémont Technologies a été élargie, afin de pouvoir répondre aux besoins de débits plus élevés. Cette gamme de produits commercialisée en direct par Degrémont

Technologies, mais aussi intégrée dans les offres clés en mains de Degrémont se décline sur les eaux potables et les eaux résiduaires urbaines ou industrielles.

D'une façon plus générale, dans le domaine des eaux usées industrielles, le centre de recherche à Shanghai en collaboration avec le Shanghai Chemical Industrial Park permet de renforcer l'expertise dans la caractérisation des effluents spéciaux et l'optimisation de leur traitement, donnant un atout supplémentaire à Ondeo Industrial Solutions.

En matière de maîtrise de l'impact sur la ressource en eau, un travail important est développé actuellement pour augmenter les rendements techniques des réseaux d'eau potable et réduire les fuites afin d'éviter le gaspillage de la ressource en eau. Ce programme répond également aux enjeux de renouvellement des infrastructures qu'il s'agisse des canalisations des réseaux d'eau potable ou des réseaux d'assainissement des collectivités. En effet, il est primordial de déterminer leur durée résiduelle de vie en fonction des conditions locales, de leur âge et des spécificités des matériaux pour mettre en œuvre une politique de « maintenance durable » pour les patrimoines enterrés. Les résultats significatifs obtenus vont entraîner des modifications des spécifications internes au Groupe de certains produits et parachever la mise en place de bonnes pratiques. Le programme se focalise sur trois axes principaux : la caractérisation du patrimoine, la gestion et la maintenance de ce patrimoine, les prévisions d'investissements.

Suivi en temps réel des consommations

Enfin, un programme innovant de suivi en temps réel des consommations a également été lancé (Aviz'eau). Les objectifs sont de développer des outils de la maîtrise des consommations auprès des consommateurs d'eau tout en permettant une meilleure connaissance générale des flux dans les réseaux afin d'optimiser ceux-ci.

• **Plus largement, la maîtrise de l'impact sur l'environnement est un axe majeur des efforts de recherche et développement du Groupe.**

Maîtrise des nuisances olfactives

La Branche Environnement a fédéré neuf unités opérationnelles (Lyonnaise des Eaux, SITA France, SITA FD, Agbar, Degrémont, Fairtec, Terralys, United Water, Ondeo Industrial Solutions) autour d'un programme majeur de maîtrise des pollutions olfactives au voisinage de ses installations d'assainissement et de propreté.

La Branche Environnement maîtrise aujourd'hui la mesure, la modélisation de la dispersion des odeurs, connaît les émissions en de nombreuses sources et enfin dispose de moyens curatifs. Un laboratoire d'olfactométrie a été mis en place et permet l'analyse des odeurs ainsi que la formation des personnels et des riverains des exploitations de la Branche. L'ensemble de cette compétence permet de concevoir de nouvelles installations aux désodorisations adaptées et, en cas de crise, de cibler en collaboration avec les riverains, les actions correctives.

Gestion dynamique des eaux de pluie

Un programme important sur la prévision et la maîtrise en temps réel des eaux de pluie a commencé en 2006. L'objectif est de limiter les perturbations causées par les flots d'orage dans le cas des contraintes environnementales des eaux de rivière et d'offrir de nouveaux services aux collectivités dans le cadre du renforcement des contraintes réglementaires sur les eaux de baignade. Le programme vise le développement d'outils de prévision en temps réel, d'alerte et d'optimisation appropriés des réseaux d'eaux pluviales en se focalisant sur la qualité de l'eau, l'efficacité des filières de traitements, et sur la mesure des quantités.

- **Risques sanitaires et environnementaux**

Enfin, fidèle à sa tradition en la matière, la Branche Environnement continue à investir de manière significative dans des programmes de veille sanitaire liés à la qualité de l'eau potable, afin de garantir la parfaite qualité alimentaire de l'eau distribuée aux robinets de ses consommateurs. La Branche Environnement dispose d'un des tout premiers laboratoires mondiaux dans ce domaine. Cela amène la Branche à participer aux côtés des autorités sanitaires françaises et mondiales à l'analyse et à l'examen en permanence de la réalité des risques de polluants émergents, de leurs effets pathogènes éventuels et de l'adaptation des technologies à l'élimination de ces polluants dans les filières de traitement en vigueur ou nouvelles.

En 2009, le Groupe entend poursuivre sa stratégie d'innovation avec un renforcement des efforts pour l'amélioration de sa performance environnementale.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

11.2 PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE

11.2.1 BREVETS

• Le CRIGEN :

10 brevets ont été déposés en 2007 et quatre brevets en 2008. Ces derniers concernent :

- un dispositif électronique d'identification de conducteurs d'un câblage comprenant plusieurs brins, chaque brin étant repéré au moyen d'un interrupteur à commande magnétique,
- un outillage permettant d'encapsuler dans un fourreau un dispositif de contrôle d'écoulement dit « DBPE » avant son introduction dans une canalisation de gaz,
- un outillage pour installer un dispositif de contrôle d'écoulement dans une canalisation de gaz,
- un procédé de détermination de l'intégrité d'une canalisation en acier de transport de fluide sous pression.

Un inventaire des brevets détenus par les différents Centres de Recherche du groupe GDF SUEZ a été établi avec pour finalité de les regrouper au sein d'une même entité de gestion. Le portefeuille des actifs immatériels que constituent les brevets, dessins et modèles, marques et noms de domaines est géré au sein d'une entité dédiée.

Le portefeuille du groupe GDF SUEZ représente à fin 2008 197 familles de brevets et plus de 1 000 brevets déposés à l'étranger. Un quart du portefeuille de brevets est détenu en copropriété avec des sociétés ou des instituts de recherche tiers.

Un tiers de ces brevets est donné en licence à des sociétés qui commercialisent ces technologies pour les besoins des *Business Units* du Groupe, mais également pour le marché international.

À noter également l'accroissement du nombre de licences d'utilisateurs finaux de logiciels concédées à des tiers. Ces logiciels sont développés par le CRIGEN et concernent entre autres des outils d'économie financière (Quantistock, Opti-Atm, etc.), de simulation de phénomènes physiques (LNGMASTER, Gaspack, Prepre2, etc.), de modèle de gestion de réseau (Carpathe, Bambou, etc.), de surveillance et diagnostic (Ramces, etc.).

L'activité d'achat de noms de domaine qui est centralisée a été très soutenue au cours de l'année 2008, portant le portefeuille des noms de domaine à plus de 1 800.

• La Branche Environnement :

La Branche Environnement a à cœur le développement et la protection de ses actifs relevant de la propriété industrielle, ses marques et particulièrement ses brevets. Le Groupe considère en effet que ces actifs contribuent à la valeur ajoutée des services qu'il fournit à ses clients. L'activité de protection intellectuelle est animée par une cellule centrale logée au sein de la société Degrémont.

Le portefeuille de brevets de la Branche représente 301 familles de brevets.

En 2008, la Branche a déposé 23 brevets. Elle avait déposé 14 brevets en 2007 et 18 brevets en 2005.

Les brevets sont déposés au nom de SUEZ Environnement Company, mais aussi au nom de ses filiales comme Degrémont, Lyonnaise des Eaux France, Sita France ou encore Safege. Ils couvrent l'ensemble des métiers de l'eau et des déchets.

En règle générale, les brevets sont déposés dans le pays d'origine, puis font l'objet d'une demande au titre du *Patent Cooperation Treaty* afin de faire l'objet d'une extension en brevets nationaux.

Le Groupe est titulaire d'environ 2 000 brevets nationaux, déposés dans plus de 70 pays.

Il y a plusieurs sources possibles pour les inventions brevetables ; elles peuvent provenir :

- soit logiquement des Centres de Recherche,
- soit de la mise en commun de moyens de recherche dans la Branche (R+i Alliance, etc.),
- soit des collaborations ponctuelles avec des partenaires (universités, laboratoires, etc.),
- soit des filiales opérationnelles (le premier dépôt est en général effectué par la filiale ; les extensions sont ensuite réalisées par la Branche après cession).

Ces brevets protègent des produits, par exemple un réacteur biologique pour le traitement de l'eau usée ou la poubelle ménagère qui compacte les déchets. Ils protègent également des procédés, par exemple le traitement des eaux de petites collectivités sur des lits plantés de roseaux, ou bien le traitement des eaux de pluie pour les grandes agglomérations. Une large place est faite à la protection des techniques d'exploitation d'usines ou des services : ainsi, de nombreux brevets portent sur les capteurs, sur les régulations, ou bien sur les optimisations de fonctionnement.

Dans le domaine de l'environnement, où la compétition est vive, la protection conférée par le droit des brevets est essentielle pour exploiter durablement les innovations de la Recherche et du Développement. Néanmoins, une grande partie du savoir-faire reste protégée par la confidentialité.

Des procédures sont mises en place pour réévaluer les brevets en fonction des activités, pour ne conserver que ceux qui couvrent un marché existant.

Par sa richesse et par sa variété, ce portefeuille de brevets constitue un actif immatériel important et fiable.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

11.2.2 MARQUES

En 2008, la Recherche et Innovation a déposé les marques GDF SUEZ (verbale et semi-figurative) et GDF SUEZ avec sa signature « Redécouvrons l'énergie » en différentes langues à l'international (plus d'une soixantaine de marques). L'année 2008 a marqué la fusion du portefeuille de marques de Gaz de France et SUEZ (un peu moins de 2 000 marques).

La Branche Environnement est au 31 décembre 2008 à la tête d'un portefeuille de 500 marques environ.

Dans le cadre de l'Apport-Distribution, SUEZ et SUEZ Environnement ont conclu un contrat de licence de marque, décrit à la section 16.2.1 du présent Document de Référence.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

12

INFORMATION SUR LES TENDANCES

Voir Sections 6.1.2 et 9.8

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

12

INFORMATION SUR LES TENDANCES

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

13

PRÉVISIONS OU ESTIMATIONS DU BÉNÉFICE

Néant.

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

13

PRÉVISIONS OU ESTIMATIONS DU BÉNÉFICE

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

14

ORGANES D'ADMINISTRATION
ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

	PAGE
14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION	196
Composition des organes d'administration de GDF SUEZ	196
Administrateurs en exercice	198
Renseignements concernant les Administrateurs en exercice	201
Indépendance des Administrateurs en exercice	211
14.2 CENSEURS	215
14.3 COMMISSAIRE DU GOUVERNEMENT	216

	PAGE
14.4 INFORMATION CONCERNANT LA DIRECTION GÉNÉRALE	217
14.5 COMPOSITION DES COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	217
Les Comités permanents	217
Les autres Comités	219
14.6 CONFLITS D'INTÉRÊTS AU NIVEAU DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE	220

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

COMPOSITION DES ORGANES D'ADMINISTRATION DE GDF SUEZ

Jusqu'à la date de la fusion par absorption de SUEZ par Gaz de France le 22 juillet 2008, la Société était administrée par un Conseil d'Administration de **dix-huit membres**, conformément aux dispositions de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 modifiée relative à la démocratisation du secteur public et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935 organisant le contrôle financier de l'État sur les entreprises ayant fait appel au concours financier de l'État. Ce Conseil d'Administration de Gaz de France comprenait six représentants de l'État désignés par décret, six membres nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du code de commerce sur les sociétés anonymes, et six représentants des salariés élus conformément aux dispositions du chapitre II de la loi précitée.

Le transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société, le 22 juillet 2008, a eu pour effet de rendre caducs, à la même date, les mandats des Administrateurs représentants de l'État, ainsi que ceux des Administrateurs élus par les salariés dans les conditions de la loi du 26 juillet 1983.

Afin de tenir compte des règles de composition du Conseil d'Administration applicables à la suite de la fusion, l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 de Gaz de France a décidé de mettre fin aux fonctions des Administrateurs désignés par elle, avec effet le 22 juillet 2008.

Les mandats de l'ensemble des Administrateurs de Gaz de France ont, par conséquence, pris fin le 22 juillet 2008, s'agissant :

- des Administrateurs représentants de l'État : Paul-Marie Chavanne, Philippe Favre, Pierre Graff, Xavier Musca, Florence Tordjman et Édouard Vieillefond ;
- des Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale : Jean-François Cirelli, Jean-Louis Beffa, Aldo Cardoso, Guy Dollé, Philippe Lemoine, Peter Lehmann ; et
- des Administrateurs représentants des salariés : Anne-Marie Mourer, Olivier Barrault, Bernard Calbrix, Jean-François Le Jeune et Yves Ledoux.

À compter de la date de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France le 22 juillet 2008, conformément à l'article 13 des statuts, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de **vingt-quatre membres** au plus, jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale ordinaire tenue en 2010 appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2009, dont :

- treize Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du code de commerce sur les sociétés anonymes ;

- sept Administrateurs représentants de l'État nommés conformément aux dispositions de l'article 2 du décret-loi du 30 octobre 1935 modifié ; ainsi que

- trois Administrateurs représentant les salariés de la Société et de ses filiales, directes ou indirectes (définies conformément à la loi), dont le siège social est situé sur le territoire français (dont un élu par les salariés du collège des ingénieurs, cadres et assimilés), désignés dans les conditions prévues par les dispositions des articles L. 225-27 et suivants du code de commerce et de l'article 13.1 et 13.3 1) des statuts qui prévoient leur désignation dans le délai de six mois à compter du transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société.

À la date du présent Document de Référence, trois Administrateurs représentants des salariés ont été élus, dont deux à la date du 18 décembre 2008 issus du collège « autres salariés », et un à la date du 20 janvier 2009 pour le collège « ingénieurs, cadres et assimilés ». Ils ont pris leurs fonctions au sein du Conseil d'Administration le 21 janvier 2009. Il en résulte que le Conseil d'Administration n'a compté aucun Administrateur représentant des salariés du 22 juillet 2008 au 20 janvier 2009 ;

- un Administrateur représentant les salariés actionnaires, désigné dans les conditions prévues par les dispositions de l'article L. 225-23, et du quatrième alinéa de l'article L. 225-106 du code de commerce.

À la date du présent Document de Référence, la désignation de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires visé à l'article 13.3 2) des statuts est prévue à l'ordre du jour de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires du 4 mai 2009, conformément audit article qui prévoit la nomination de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires lors de la première Assemblée Générale Ordinaire réunie à la suite du transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société.

À l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera réunie en 2010 pour statuer sur les comptes de l'exercice 2009, il est précisé que, conformément aux dispositions des articles L. 225-17, L. 225-23 et L. 225-27 du code de commerce, la Société sera administrée par un Conseil d'Administration composé de **vingt-deux membres** au plus, dont douze Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires en application des dispositions du code de commerce, six représentants de l'État nommés en application des dispositions de l'article 2 du décret-loi du 30 octobre 1935 modifié, ainsi que trois Administrateurs élus par les salariés et un Administrateur représentant les salariés actionnaires désignés dans les conditions précisées aux statuts.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

Compte tenu de ces nouvelles règles de composition du Conseil d'Administration précisées ci-dessus, les Administrateurs en exercice à la date du présent Document de Référence figurent ci-après, ainsi que leur mode de nomination et la durée de leur mandat.

Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 16 juillet 2008**Durée du mandat**

Gérard Mestrallet	Quatre ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011
Jean-François Cirelli	Quatre ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011
Jean-Louis Beffa	Quatre ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011
Paul Desmarais Jr.	Quatre ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011
Jacques Lagarde	Quatre ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011
Anne Lauvergeon	Quatre ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011
Lord Simon of Highbury	Quatre ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011
Edmond Alphandéry	Trois ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010
Aldo Cardoso	Trois ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010
René Carron	Trois ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010
Albert Frère	Trois ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010
Thierry de Rudder	Trois ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010
Étienne Davignon	Deux ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2009

Administrateurs représentants de l'État nommés par arrêté ministériel du 16 juillet 2008 ***Durée du mandat**

Jean-Paul Bailly	Parmi les sept Administrateurs représentants de l'État, six Administrateurs ont une durée de mandat de quatre ans, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011, et un Administrateur a un mandat de deux ans, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2009, conformément à la règle de composition du Conseil d'Administration prévue par les dispositions des articles 13.1 et 13.2 des statuts.
Pierre-Franck Chevet	
Pierre Graff	
Claude Mandil ^(a)	
Xavier Musca ^(b)	
Jean-Cyril Spinetta	
Édouard Viellefond	

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

A

Administrateurs représentants de l'État nommés par arrêté ministériel du 27 mars 2009 ****Durée du mandat**Ramon Fernandez ^(c)

Parmi les sept Administrateurs représentants de l'État, six Administrateurs ont une durée de mandat de quatre ans, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011, et un Administrateur a un mandat de deux ans, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2009, conformément à la règle de composition du Conseil d'Administration prévue par les dispositions des articles 13.1 et 13.2 des statuts.

* Publié au Journal officiel du 17 juillet 2008.

** Publié au Journal officiel du 31 mars 2009.

(a) Claude Mandil a fait part de sa démission de son mandat d'Administrateur représentant de l'État au sein du conseil de la Société, le 3 novembre 2008, et n'a pas été remplacé à la date du présent Document de Référence.

(b) Xavier Musca a fait part de sa démission de son mandat d'Administrateur représentant de l'État au sein du conseil de la Société, à l'issue du Conseil d'Administration du 4 mars 2009.

(c) En remplacement de Xavier Musca.

Administrateurs représentants des salariés en fonction à compter du 21 janvier 2009**Durée du mandat**

Anne-Marie Mourer

Élue le 20 janvier 2009,
représentante du collège « ingénieurs, cadres et assimilés »

4 ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2012

Alain Beullier

Élu le 18 décembre 2008,
représentant du collège « autres salariés »

4 ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2012

Patrick Petitjean

Élu le 18 décembre 2008,
représentant du collège « autres salariés »

4 ans, prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2012

Administrateurs représentant les salariés actionnaires à la date du présent Document de Référence

À la date du présent Document de Référence, le Conseil d'Administration ne comprend aucun Administrateur représentant les salariés actionnaires, lequel sera désigné par l'Assemblée Générale des actionnaires du 4 mai 2009, conformément aux dispositions du code de commerce et des statuts.

Conformément aux dispositions de l'article 13.6 des statuts, tout Administrateur doit être propriétaire d'au moins cinquante (50) actions de la Société, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. Cette obligation ne s'applique pas aux Administrateurs représentants de l'État, ni à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires (un tableau récapitulatif du nombre d'actions et de stock-options détenues personnellement par les mandataires sociaux figure à la section 15.4 du présent Document de Référence).

ADMINISTRATEURS EN EXERCICE**Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale Mixte du 16 juillet 2008**

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Gérard Mestrallet (60 ans) Président-Directeur Général	16/07/2008	16/07/2008	GDF SUEZ, 22, rue du Docteur-Lancereaux 75008 Paris
Jean-François Cirelli (50 ans) Vice-Président, Directeur Général Délégué	15/09/2004	16/07/2008	GDF SUEZ, 22, rue du Docteur-Lancereaux 75008 Paris

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale Mixte du 16 juillet 2008

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Albert Frère * (83 ans) Vice-Président	16/07/2008	16/07/2008	Groupe Bruxelles Lambert avenue Marnix, 24 B-1000 Bruxelles
Edmond Alphandéry * (65 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	CNP Assurances 4, place Raoul-Dautry 75015 Paris
Jean-Louis Beffa * (67 ans) Administrateur	20/11/2004	16/07/2008	Saint-Gobain 18, avenue d'Alsace 92096 La Défense Cedex
Aldo Cardoso * (53 ans) Administrateur	20/11/2004	16/07/2008	45, boulevard Beauséjour 75016 Paris
René Carron * (66 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	Crédit Agricole SA 91-93, boulevard Pasteur 75015 Paris
Étienne Davignon * (76 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	SUEZ-TRACTEBEL place du Trône, 1 B-1000 Bruxelles
Paul Desmarais Jr. * (54 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	Power Corporation du Canada 751 square Victoria, Montréal, H2Y 2J3, Québec
Jacques Lagarde * (70 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	1314 Arch Street, Berkeley, CA 94708, États-Unis
Anne Lauvergeon * (49 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	Areva 33, rue La Fayette 75009 Paris
Thierry de Rudder * (59 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	Groupe Bruxelles Lambert avenue Marnix, 24 B-1000 Bruxelles
Lord Simon of Highbury * (69 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	53 Davies Street, London W1K 5JH, UK

* Administrateur indépendant.

Administrateurs représentants de l'État nommés par arrêté ministériel du 16 juillet 2008

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Jean-Paul Bailly (62 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	La Poste 44, boulevard de Vaugirard – CPF 601 75757 Paris Cedex 15
Pierre-Franck Chevet (47 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire Direction générale de l'énergie et du climat Arche de La Défense Paroi Nord 92055 La Défense Cedex
Pierre Graff (61 ans) Administrateur	10/08/2007	16/07/2008	Aéroports de Paris 291, boulevard Raspail 75014 Paris
Claude Mandil ^(a) (67 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	6, rue du Plateau-Saint-Antoine 78150 Le Chesnay
Xavier Musca ^(b) (49 ans) Administrateur	08/09/2006	16/07/2008	Présidence de la République Palais de l'Élysée 55, rue du Faubourg-St-Honoré 75008 Paris

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

Administrateurs représentants de l'État nommés par arrêté ministériel du 16 juillet 2008

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Jean-Cyril Spinetta (65 ans) Administrateur	16/07/2008	16/07/2008	Air France KLM 45, rue de Paris 95747 Roissy-Charles-de-Gaulle Cedex
Édouard Vieillefond (38 ans) Administrateur	08/09/2006	16/07/2008	Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi Agence des participations de l'État – Secteur Énergie 139, rue de Bercy 75012 Paris

(a) Jusqu'au 3 novembre 2008.

(b) Jusqu'au 4 mars 2009.

Administrateur représentant de l'État nommé par arrêté ministériel du 27 mars 2009

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Ramon Fernandez ^(c) (41 ans) Administrateur	27/03/2009	27/03/2009	Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi Direction Générale du Trésor et de la Politique économique Agence des participations de l'État – Secteur Énergie 139, rue de Bercy télédoc 230 75572 Paris Cedex 12

(c) En remplacement de Xavier Musca.

Administrateurs représentants des salariés et des salariés actionnaires

À la date du 20 janvier 2009, le Conseil d'Administration ne comprenait aucun Administrateur représentant des salariés et des salariés actionnaires.

Les nouveaux Administrateurs représentants des salariés, élus par voie de suffrage des salariés, ont pris leurs fonctions au sein du Conseil d'Administration à compter du 21 janvier 2009.

L'Administrateur représentant les salariés actionnaires sera désigné par l'Assemblée Générale des actionnaires du 4 mai 2009, conformément aux dispositions du code de commerce et des statuts.

Administrateurs élus représentants des salariés, en fonction à compter du 21 janvier 2009

	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Adresse
Anne-Marie Mourer (49 ans) Administrateur	01/07/2007	21/01/2009	GrDF Sud-Est Immeuble VIP 66, rue de La Villette 69425 Lyon Cedex 03
Alain Beullier (45 ans) Administrateur	21/01/2009	21/01/2009	Elengy 8, quai Émile-Cormerais BP 90347 44816 Saint-Herblain Cedex
Patrick Petitjean (56 ans) Administrateur	21/01/2009	21/01/2009	GRTgaz 26, rue de Calais 75009 Paris

Secrétaire du Conseil d'Administration : Patrick van der Beken

RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LES ADMINISTRATEURS EN EXERCICE

1. Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Gérard Mestrallet, né le 1^{er} avril 1949, à Paris VIII^e, de nationalité française.

Diplômé de l'École Polytechnique et de l'École 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 est, par ailleurs, Président de l'Association Paris EUROPLACE et Membre du Conseil de l'Institut Français des Administrateurs.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Président-Directeur Général	Président du Conseil d'Administration de GDF SUEZ * Énergie Services, SUEZ Environnement Company *, SUEZ-TRACTEBEL (Belgique) Vice-Président du Conseil d'Administration d'Electrabel (Belgique), d'Aguas de Barcelona * et de Hisusa (Espagne) Administrateur de Saint-Gobain * (France), Pargesa Holding SA * (Suisse) Membre du Conseil de Surveillance d'Axa *	Président-Directeur Général de SUEZ* Président du Conseil d'Administration de SUEZ Environnement *, Hisusa (Espagne), Electrabel (Belgique) Administrateur de Crédit Agricole SA* Membre du Conseil de Surveillance de Taittinger

* Sociétés cotées.

Jean-François Cirelli, né le 9 juillet 1958, à Chambéry (Savoie), de nationalité française.

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

de 1995 à 1997, puis conseiller économique de 1997 à 2002. En 2002, il est nommé Directeur Adjoint au cabinet du Premier Ministre, Jean-Pierre Raffarin, chargé des questions économiques, industrielles et sociales. Ancien Président-Directeur Général de Gaz de France, Jean-François Cirelli a été nommé Vice-Président, Directeur Général Délégué de GDF SUEZ le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours exercés dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Vice-Président, Directeur Général Délégué	Président du Conseil d'Administration d'Electrabel (Belgique) Président de la Fondation d'entreprise Gaz de France Administrateur de Neuf Cegetel *, GDF SUEZ Énergie Services, SUEZ Environnement Company *, SUEZ-TRACTEBEL (Belgique) Membre du Conseil de Surveillance d'Atos Origin *	Président-Directeur Général de Gaz de France*

* Sociétés cotées.

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

Albert Frère, né le 4 février 1926, à Fontaine l'Évêque (Belgique), de nationalité belge.

Après avoir exercé des fonctions dans l'entreprise familiale et acquis la maîtrise des entreprises sidérurgiques du bassin de Charleroi, il

fonde à Genève, en 1981, en association avec d'autres hommes d'affaires, la Société Pargesa Holding, qui entre, en 1982, au capital de groupe Bruxelles Lambert. Ancien Vice-Président et Administrateur de SUEZ, Albert Frère a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008 et Vice-Président le 17 décembre 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours exercés dans toute société durant l'exercice 2008	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 * Président du Conseil d'Administration et Administrateur-Délégué du groupe Bruxelles Lambert * (Belgique) Président du Conseil d'Administration d'ERBE, Frère-Bourgeois, Financière de la Sambre, FINGEN SA (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, Raspail Investissements (France), Gruppo Banca Leonardo (Italie) Représentant permanent de Frère-Bourgeois Gérant de GBL Verwaltung SARL (Luxembourg) Représentant permanent de Beholding Belgium SA au Conseil d'Administration de groupe Arnault Membre du Comité International de Assicurazioni Generali SpA * (Italie) Membre du Conseil d'Administration de l'Université du Travail Paul Pastur (Belgique) Membre du Conseil Stratégique de l'Université Libre de Bruxelles (Belgique) Conseiller Honoraire du Commerce Extérieur (Belgique)	Président de Petrofina (Belgique) Vice-Président du Conseil d'Administration de SUEZ * Commissaris d'Agesca Nederland NV, Frère-Bourgeois Holding BV, Parjointco NV Membre du Conseil Consultatif International de Power Corporation du Canada *

* Sociétés cotées.

Edmond Alphandéry, né le 2 septembre 1943, à Avignon (Vaucluse), de nationalité française.

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et Agrégé de sciences économiques. Il est Professeur Émérite à l'Université de Paris II. Il a été Maire de Longué-Jumelles et Conseiller général du Maine-et-Loire jusqu'en 2008. Il a été Ministre de l'Économie de mars 1993 à mai 1995. Il a présidé le Conseil de Surveillance de la CNP de 1988 à 1993 et fut Président d'Électricité de France de 1995

à 1998. Depuis juillet 1998, il assume à nouveau la Présidence de CNP Assurances. Il est par ailleurs Administrateur de Calyon depuis 2002 et d'Icade depuis 2004. Depuis juin 2003, il est également Président du Centre National des Professions Financières. Ancien Administrateur de SUEZ, Edmond Alphandéry a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008 et Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable de GDF SUEZ le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours exercés dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Président du Conseil d'Administration de CNP Assurances * Président de CNP International Administrateur de Calyon, Icade (France), Caixa Seguros (Brésil), CNP Vita (Italie) Président du Centre National des Professions Financières	Président du Conseil de Surveillance de CNP Assurances * Administrateur de la société de presse « Affiches Parisiennes », SUEZ * Membre du « European Advisory Board » de Lehman Brothers

* Sociétés cotées

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

Jean-Louis Beffa, né le 11 août 1941, à Nice (Alpes-Maritimes), de nationalité française.

Diplômé de l'École Polytechnique, Ingénieur du corps des Mines et diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris, Jean-Louis Beffa est entré en 1974 à la Compagnie de Saint-Gobain comme Directeur du plan et en est devenu Directeur Général en 1982. Il a été Président-

Directeur Général du groupe Saint-Gobain de 1986 à juin 2007. Depuis juin 2007, il est devenu Président du Conseil d'Administration de Saint-Gobain. Ancien Administrateur de Gaz de France, Jean-Louis Beffa a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008 et membre du Comité des Nominations et membre du Comité des Rémunérations de GDF SUEZ le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Président du Conseil d'Administration de Saint-Gobain *	Président-Directeur Général de Saint-Gobain *
Membre du Comité des Nominations	Vice-Président du Conseil d'Administration de BNP Paribas *	Administrateur de Gaz de France,* Saint-Gobain Cristaleria (Espagne)
Membre du Comité des Rémunérations	Président de Claude Bernard Participations Administrateur du groupe Bruxelles Lambert * (Belgique), Saint-Gobain Corporation (États-Unis) Membre du Conseil de Surveillance du Monde, Société Éditrice du Monde, Le Monde et Partenaires Associés, Siemens AG * (Allemagne)	Représentant permanent de la Compagnie de Saint-Gobain au Conseil d'Administration de Saint-Gobain PAM

* Sociétés cotées.

Aldo Cardoso, né le 7 mars 1956, à Tunis (Tunisie), de nationalité française.

Diplômé de l'École Supérieure de Commerce de Paris et titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et du diplôme d'expertise comptable, Aldo Cardoso a exercé, de 1979 à 2003, plusieurs fonctions successives chez Arthur Andersen : consultant, associé (1989), Président France (1994), membre du Conseil

d'Administration d'Andersen Worldwide (1998), Président du Conseil d'Administration (non exécutif) d'Andersen Worldwide (2000) et Directeur Général d'Andersen Worldwide (2002-2003). Depuis 2003, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères. Ancien Administrateur de Gaz de France, Aldo Cardoso a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008 et Président du Comité d'Audit de GDF SUEZ le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité d'Audit	Administrateur d'Accor *, Gecina *, Imerys *, Rhodia *, Mobistar *(Belgique) Censeur d'Axa Investment Managers, Bureau Veritas	Administrateur d'Axa Investment Managers *, Bureau Veritas, Gaz de France, Penauilles Polyservices *, Orange *

* Sociétés cotées

René Carron, né le 13 juin 1942, à Yenne (Savoie), de nationalité française.

René Carron est exploitant agricole à Yenne. Il est Chevalier de la Légion d'Honneur et Officier de l'Ordre National du Mérite et Commandeur du Mérite Agricole. Il a exercé divers mandats électifs en Savoie. En 1981, René Carron entre dans le groupe Crédit Agricole. En 1992, il devient Président de la Caisse Régionale de la Savoie devenue, après sa fusion avec la Caisse

de Haute-Savoie en 1994, la Caisse Régionale des Savoie, qu'il préside depuis lors. En 1995, il entre au bureau de la Fédération Nationale du Crédit Agricole, il en devient Président de juillet 2000 à avril 2003, puis Vice-Président. En décembre 2002, il est nommé Président du Conseil d'Administration du Crédit Agricole SA. Ancien Administrateur de SUEZ, René Carron a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008 et membre du Comité des Nominations de GDF SUEZ le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Nominations	Président du Conseil d'Administration du Crédit Agricole SA * Président de la Caisse Régionale de Crédit Agricole des Savoie, Confédération Internationale du Crédit Agricole « CICA », Fondation pour l'Agriculture et la Ruralité dans le Monde « FARM », Grameen Crédit Agricole Microfinance Foundation Vice-Président de la Confédération Nationale de la Mutualité de la Coopération et du Crédit Agricole « CNMCCA », Fédération Nationale du Crédit Agricole Administrateur de Crédit Agricole Solidarité et Développement, Fondation du Crédit Agricole Pays de France, Sacam, Sacam Participations, Scicam (France), Fiat SpA * (Italie) Membre du Conseil de Surveillance de Lagardère * Membre du Comité de Direction du GIE GECAM Représentant permanent du Crédit Agricole au Conseil de la Fondation de France	Président de la Caisse Locale du Crédit Agricole de Yenne, Fédération Nationale du Crédit Agricole, GIE GECAM, SAS de la Boétie Administrateur Vice-Président de Banca Intesa (Italie) Administrateur de Crédit Agricole Indosuez, Crédit Lyonnais, Fonds Coopération Crédit Agricole Mutuel, Rue Impériale, SAS SAPACAM, Sofinco, SUEZ * Membre du Conseil de Surveillance de Eurazeo Conseiller de la Banque de France de la Savoie Maire de la commune de Yenne Conseiller général, membre de la commission permanente du Conseil Général de la Savoie

* Sociétés cotées.

Étienne Davignon, né le 4 octobre 1932, à Budapest (Hongrie), de nationalité belge.

Étienne Davignon a exercé successivement en Belgique les fonctions de Chef de Cabinet du Ministre des Affaires Étrangères (1964-1969), de Président du Comité de Direction de l'Agence Internationale de l'Énergie (1974-1977), de Vice-Président de la Commission des Communautés Européennes (1977-1985). En 1985, il entre à la

Société Générale de Belgique dont il en a été Président d'avril 1988 à février 2001, puis Vice-Président jusqu'à la fusion du 31 octobre 2003 de la Société Générale de Belgique et de TRACTEBEL. Il devient alors Vice-Président de SUEZ-TRACTEBEL. Il a été nommé Ministre d'État le 26 janvier 2004. Ancien Administrateur de SUEZ, Étienne Davignon a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, membre du Comité des Nominations et membre du Comité des Rémunérations de GDF SUEZ le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Nominations Membre du Comité des Rémunérations	Président de la Compagnie Maritime Belge *, Compagnie des Wagons-Lits, Recticel *, SN Airholding (Belgique) Vice-Président de SUEZ-TRACTEBEL (Belgique) Administrateur de Sofina SA * (Belgique), Gilead * (États-Unis)	Vice-Président d'Accor *, Fortis *, Umicore *, Sibeka (Belgique) Administrateur d'Accor * SUEZ * (France), BASF* (Allemagne), Cumerio *, Biac, Petrofina, Real Software *, SN Brussels Airlines, Solvay * (Belgique)

* Sociétés cotées.

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

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. Ancien Administrateur de SUEZ, Paul Desmarais Jr. a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, membre du Comité des Nominations et membre du Comité des Rémunérations le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Nominations Membre du Comité 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) 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 et membre du Comité Permanent de groupe Bruxelles Lambert * (Belgique) Administrateur de Lafarge *, Total SA * (France) Membre du Conseil International, du Conseil d'Administration et du Comité de Vérification de l'INSEAD Président du Conseil Consultatif International de HEC (Canada) Président du Comité Consultatif de Sagard Private Equity Partners (France) Membre du Conseil Consultatif International, Merrill Lynch	Vice-Président du Conseil et membre du Comité Stratégique d'Imerys * (France) Administrateur de SUEZ * Membre du Conseil Consultatif international du groupe La Poste (France)

* Sociétés cotées.

Jacques Lagarde, né le 2 mai 1938, à Rennes (Ille-et-Vilaine), de double nationalité française et américaine.

Jacques Lagarde est diplômé de HEC et de Harvard Business School. Il a été Directeur de l'École Supérieure de Commerce de Lyon, Président-Directeur Général de Gillette France, Président d'Oral-B Laboratories (États-Unis), Président du Directoire de

Braun AG (Allemagne), Président du Conseil de Surveillance de Braun AG et Vice-Président de The Gillette Company (États-Unis). Ancien Administrateur de SUEZ, Jacques Lagarde a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, président du Comité de la Stratégie et des Investissements et membre du Comité d'Audit le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	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	Néant	Administrateur de SUEZ *, Eukarion (États-Unis) Membre du Conseil de Surveillance de Braun AG (Allemagne)

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

Anne Lauvergeon, née le 2 août 1959, à Dijon (Côte-d'Or), de nationalité française.

Ingénieur en Chef des Mines, normalienne, agrégée de sciences physiques, Anne Lauvergeon, après différentes fonctions dans l'industrie, a été nommée, en 1990, Secrétaire Générale Adjoint à la Présidence de la République et sherpa du Président de la République pour l'organisation des sommets internationaux (G7). En 1995, elle devient Associé-Gérant de Lazard Frères et Cie.

De 1997 à 1999, elle était Vice-Président exécutif et membre du Comité Exécutif d'Alcatel, chargée des participations industrielles. Anne Lauvergeon est Présidente du Directoire du groupe Areva depuis juillet 2001 et Président-Directeur Général d'Areva NC (ex-Cogema) depuis juin 1999. Ancien Administrateur de SUEZ, Anne Lauvergeon a été nommée Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, membre du Comité de la Stratégie et des Investissements et membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Présidente du Directoire d'Areva * Président-Directeur Général d'Areva NC (ex-Cogema) Vice-présidente du Conseil de Surveillance de Safran SA * Administrateur d'Areva Enterprises Inc, Areva T&D Holding SA (États-Unis), Total *, Vodafone groupe Plc * (Royaume-Uni)	Administrateur de SUEZ * Représentant permanent d'Areva au Conseil d'Administration de FCI

* Sociétés cotées.

Thierry de Rudder, né le 3 septembre 1949, à Paris VIII^e, de double nationalité belge et française.

Diplômé en mathématiques de l'Université de Genève et de l'Université Libre de Bruxelles, MBA de la Wharton School à Philadelphie, il débute sa carrière aux États-Unis et entre à la Citibank

en 1975 où il exerce diverses fonctions à New York puis en Europe. En 1986, il rejoint le groupe Bruxelles Lambert dont il est aujourd'hui Administrateur Délégué. Ancien Administrateur de SUEZ, Thierry de Rudder a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008, membre du Comité d'Audit et du Comité de la Stratégie et des Investissements le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dan toute société durant l'exercice 2008	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	Administrateur-Délégué de groupe Bruxelles Lambert * (Belgique) Administrateur de Imerys *, Lafarge *, Total * (France), Compagnie Nationale à Portefeuille *, SUEZ-TRACTEBEL (Belgique)	Administrateur de Petrofina (Belgique), SUEZ *, SI Finance (France)

* Sociétés cotées.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

Lord Simon of Highbury, né le 24 juillet 1939, à Londres (Grande-Bretagne), de nationalité britannique.

Titulaire d'un MA de Cambridge et diplômé MBA de l'INSEAD de Fontainebleau, il rejoint la 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 devint 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. Ancien Administrateur de SUEZ, Lord Simon of Highbury a été nommé Administrateur de GDF SUEZ le 16 juillet 2008 et président du Comité des Rémunérations le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité des Rémunérations	Senior Advisor Morgan Stanley International (Europe) Deputy Chairman of Unilever plc *, Cambridge University Council Member of International Advisory Board of Fitch (Belgique) Member Advisory Board of Dana Gas International, Montrose Associates Limited (Royaume-Uni) Trustee Hertie Foundation	Director of Britain in Europe , SUEZ * Member of International Advisory Board de Fortis (Belgique) Member of Advisory Board LEK Member of Supervisory Board Volkswagen Group (Allemagne) Chairman of Cambridge Foundation Trustee Cambridge Foundation

* Sociétés cotées

2. Administrateurs représentants de l'État

Jean-Paul Bailly, né le 29 novembre 1946, à Hénin-Liétard (Pas-de-Calais), de nationalité française.

Diplômé de l'École Polytechnique et du Massachusetts Institute of Technology (MIT).

- Carrière à la RATP, successivement en tant que Directeur du Département du matériel roulant autobus, Directeur du Métro et du RER puis Directeur du Personnel. Nommé en 1990 Directeur Général Adjoint de la RATP puis Président-Directeur Général en 1994

- Parallèlement : Membre du Conseil Économique, Social et Environnemental depuis 1995, Président d'International Post Corporation (IPC) depuis 2006 et Président de l'Union Internationale des Transports Publics (UITP) entre 1997 et 2001
- Président du groupe La Poste depuis 2002 et Président du Conseil de Surveillance de La Banque Postale depuis 2006

Jean-Paul Bailly a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 16 juillet 2008 et membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable de GDF SUEZ le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Président du groupe La Poste Président du Conseil de Surveillance de La Banque Postale Membre du Comité de Nomination Rémunération Administrateur de Sopassure, Systar Administrateur de CNP Assurances * Membre du Comité de Nomination Rémunération Membre du Conseil de Surveillance de La Banque Postale Asset Management, Représentant permanent de La Banque Postale, Administrateur de SF2 Représentant permanent de La Poste, Administrateur de Xelion, SF12, Poste Immo, Sofipost et GeoPost Gérant non associé, Financière Systra	Représentant permanent de La Poste, Administrateur du GIE groupement des commerçants du Grand Var

* Sociétés cotées.

Pierre-Franck Chevet, né le 28 septembre 1961, à Grenoble (Isère), de nationalité française.

Diplômé de l'École Polytechnique, de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique (ENSAE), Ingénieur au corps des Mines. Pierre-Franck Chevet a occupé de 1986 à 1995 différents postes successivement au Ministère de l'Industrie, de 1995 à 1999, il est Directeur Régional de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement d'Alsace puis de 1995 à 2005 du Nord-Pas-de-Calais. Il exerce en parallèle les fonctions de

Directeur de l'Ecole Nationale des Techniques Industrielles et des Mines de Douai. De 2005 à 2007, il occupe différents postes de conseiller pour l'Industrie au cabinet du Premier Ministre. Depuis juillet 2008, il est Directeur Général de l'Énergie et du Climat au Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire.

Pierre-Franck Chevet a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 16 juillet 2008 et membre du Comité de la Stratégie et des Investissements le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité de la Stratégie et des Investissements	Directeur Général de l'énergie et du climat, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire Membre (ès qualité) du Comité Interministériel des Parcs Nationaux Membre de droit de la Commission Centrale des Appareils à Pression Administrateur, en qualité de représentant de l'État, de l'Institut Français du Pétrole (IFP), de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME), de La Poste Membre du Conseil de Surveillance, en qualité de représentant de l'État, de la Société des Participations du CEA (Areva) Commissaire du gouvernement auprès d'Areva NC, Andra, Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)	Néant

* Sociétés cotées.

Pierre Graff, né le 11 novembre 1947, à Paris XV^e, de nationalité française.

Diplômé de l'École Polytechnique et Ingénieur Général des Ponts et Chaussées, Pierre Graff a occupé divers postes en Direction Départementale de l'Équipement. Il a ensuite été conseiller technique chargé de la politique routière, de la sécurité routière et des transports au cabinet du Ministre de l'Équipement, du Logement, de l'Aménagement du Territoire et des Transports (1986-1987), directeur de la sécurité et de la circulation routière, délégué interministériel à la sécurité routière (1987-1990), puis directeur départemental de l'équipement de l'Essonne (1990-1993), Directeur Adjoint du cabinet du ministre de l'Équipement, des transports et du tourisme (1993-1995), Directeur Général de l'aviation civile (1995-2002), puis directeur de cabinet du Ministre de l'équipement, des transports, du logement, du tourisme et de la mer (juin 2002 à septembre 2003).

Il a été nommé Président de l'établissement public Aéroports de Paris en septembre 2003, puis Président-Directeur Général de la société anonyme Aéroports de Paris en juillet 2005. Pierre Graff est, par ailleurs, membre du Conseil économique et social, Président délégué de la section des questions européennes et internationales au Conseil national du tourisme, membre du Comité national des secteurs d'activités d'importance vitale, Administrateur de la RATP, Administrateur de Sogepa (la société de gestion des participations aéronautiques qui porte les parts de l'État dans le constructeur aéronautique EADS), Administrateur de Sogead (Société de Gestion de l'Aéronautique, de la Défense et de l'Espace, filiale de Sogepa), officier de la Légion d'Honneur et officier de l'ordre national du Mérite.

Pierre Graff a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 16 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Président-Directeur Général d'Aéroports de Paris * Administrateur du MEDEF Paris Membre du Conseil Économique et Social Président délégué de la section des questions européennes et internationales au Conseil National du Tourisme Membre du Comité National des secteurs d'activités d'importance vitale Administrateur de la RATP, de Sogepa et de Sogead	Néant

* Sociétés cotées.

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

Xavier Musca, né le 23 février 1960, à Bastia (Corse), de nationalité française.

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris, ancien élève de l'École Nationale d'Administration et Inspecteur des finances, Xavier Musca a notamment été, au sein de la Direction du Trésor, chef du bureau du marché financier de 1995 à 1996, sous-directeur Europe, affaires monétaires et internationales de 1996 à 2000, chargé de la sous-direction du financement de l'économie et de la compétitivité des entreprises et Directeur Adjoint en 2000, puis chef du service du financement de l'État et de l'économie de

2001 à 2002. De mai 2002 à mars 2004, il est directeur de cabinet du Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie. Il est Directeur Général du Trésor et de la Politique économique depuis novembre 2004, Président du Comité économique et financier de l'Union Européenne depuis novembre 2005 et Président du Club de Paris depuis juillet 2005.

Xavier Musca a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 16 juillet 2008 et membre du Comité des Nominations le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur ^(a) Membre du Comité des Nominations ^(a)	Directeur Général du Trésor et de la Politique économique, Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi Président du Comité économique et financier de l'Union Européenne Président du Comité consultatif sur la législation et la réglementation financière Président du Club de Paris Administrateur représentant de l'État de CNP-Assurances * Commissaire du gouvernement auprès de la commission des sanctions de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF)	Administrateur de Gaz de France *

* Sociétés cotées.

(a) Jusqu'au 4 mars 2009.

Jean-Cyril Spinetta, né le 4 octobre 1943, à Paris XV^e, de nationalité française.

Diplômé d'études supérieures de droit public, de l'Institut d'Études Politiques de Paris et ancien élève de l'École Nationale d'Administration. Jean-Cyril Spinetta a occupé, à partir de 1972, le poste de chef du bureau des investissements et de la planification au ministère de l'Éducation nationale, puis détaché comme auditeur au Conseil d'État. En 1978, il est nommé au secrétariat général du gouvernement, puis chef du service d'information et de diffusion du Premier ministre en 1981. En 1983, il est directeur des collèges au ministère de l'Éducation Nationale puis, en 1984, directeur du cabinet de Michel Delebarre, ministre du Travail, de l'Emploi et de la Formation professionnelle puis ministre des Affaires sociales et de

l'Emploi et ministre de l'Équipement, du Logement, des Transports et de la Mer. Président d'Air Inter de 1990 à 1993, il est nommé de 1994 à 1995, Conseiller pour les Affaires Industrielles auprès du Président de la république, en 1996, il rejoint le cabinet du Commissaire Européen chargé des Sciences, de la Recherche et de l'Éducation. En septembre 1997, il est nommé Président-Directeur Général d'Air France et Président-Directeur Général du groupe Air France KLM en septembre 2005. Le 1^{er} janvier 2009, Jean-Cyril Spinetta a mis fin à ses fonctions de Directeur Général.

Jean-Cyril Spinetta a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 16 juillet 2008 et membre du Comité des Rémunérations le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Rémunérations	Président du Conseil d'Administration d'Air France KLM * et d'Air France * Administrateur d'Alcatel-Lucent *, La Poste, Saint-Gobain *, Alitalia (Italie)	Directeur Général du groupe Air France KLM * et d'Air France * Président du Conseil des gouverneurs de IATA Administrateur d'Unilever *

* Sociétés cotées.

Édouard Vieillefond, né le 25 janvier 1971, à Talence (Gironde), de nationalité française.

Diplômé de l'École Polytechnique, de l'École Nationale Supérieure de l'Aéronautique et de l'Espace (ENSAE) et titulaire d'un DEA d'économie industrielle, Édouard Vieillefond a occupé, de 1995 à 2003, différents postes successivement au Ministère de la Défense puis à la direction du Trésor et enfin, à la Commission Européenne. Il rejoint l'Agence des participations de l'État en octobre 2003 où il

exerce d'abord les fonctions de chef du bureau transport ferroviaire, maritime et automobile. Depuis octobre 2006, il est directeur de participations en charge de la sous-direction énergie.

Édouard Vieillefond a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté ministériel du 16 juillet 2008, membre du Comité d'Audit et membre du Comité de la Stratégie et des Investissements le 22 juillet 2008.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	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	Directeur de participations en charge de la sous-direction énergie, Agence des participations de l'État, Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi Administrateur d'Areva NC (Cogema) et de la Française des Jeux Membre du Conseil de Surveillance de RTE (groupe EDF)	Administrateur de Gaz de France *, GRTgaz Administrateur d'Autoroute et Tunnel du Mont-Blanc (ATMB), Autoroutes Paris Rhin Rhône * (APRR), Réseau Ferré de France (RFF), SOVAFIM Membre du Conseil de Surveillance de Société Nationale Maritime Corse Méditerranée (SNCM)

* Sociétés cotées.

Ramon Fernandez, né le 25 juin 1967, à Paris XV^e, de nationalité française, a été nommé Administrateur représentant de l'État par arrêté du 27 mars 2009 (paru au *Journal officiel* du 31 mars 2009) en remplacement de Xavier Musca.

3. Administrateurs représentants les salariés et les salariés actionnaires

En raison du transfert de la Société au secteur privé le 22 juillet 2008 à l'issue de la fusion entre Gaz de France et SUEZ, les mandats des Administrateurs élus par les salariés en vertu de la loi du 26 juillet 1983 sont devenus caducs.

Pour la période du 22 juillet au 20 janvier 2009, le Conseil d'Administration ne comprenait aucun Administrateur représentant des salariés et des salariés actionnaires, dans l'attente de leurs élections.

Le 21 janvier 2009, la composition du conseil a été complétée d'Anne-Marie Mourer, Alain Beullier et Patrick Petitjean, élus nouveaux Administrateurs représentants des salariés par voie de suffrage du collège unifié des salariés, conformément aux dispositions des articles 13.2 et 13.3 des statuts, pour une durée de mandat venant à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale qui sera appelée en 2013 à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Il est rappelé que l'Administrateur représentant des salariés actionnaires sera désigné par l'Assemblée Générale des actionnaires du 4 mai 2009, conformément aux dispositions du code de commerce et des statuts.

Administrateurs représentants des salariés à compter du 21 janvier 2009

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'Énergie Direct, structure pilote de marketing direct au sein de la Direction des Ventes Gaz. À la Direction Commerciale de Gaz de France, elle a été en charge de diriger 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, la nouvelle filiale de distribution de gaz.

Anne-Marie Mourer a été élue Administrateur représentant des salariés pour le collège « ingénieurs, cadres et assimilés », par suffrage des salariés le 20 janvier 2009.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainée par la Fédération des industries électriques et gazières – CFE-CGC	Néant	Administrateur de Gaz de France *, GrDF

* Sociétés cotées.

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

Alain Beullier, né le 26 mars 1964, à Laval (Mayenne), de nationalité française.

Embauché à EDF-GDF 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 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainé par la Fédération chimie énergie — CFDT	Néant	Délégué du personnel Délégué syndical Membre du CHSCT Responsable syndical

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.

Patrick Petitjean 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 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainé par la Fédération nationale des syndicaux du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière — CGT	Néant	Administrateur de GRTgaz

INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS EN EXERCICE

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ est composé, à la date du présent Document de Référence, de 21 Administrateurs en exercice ⁽¹⁾, dont 15 membres français, 4 membres non français et 2 membres ayant une double nationalité (française et autre).

L'article 1.1.2 du Règlement Intérieur dispose que le conseil doit procéder, chaque année avant l'Assemblée Générale des actionnaires 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 membre du Conseil d'Administration nouvellement formé après la fusion-absorption entre Gaz de France et SUEZ a été examiné par le Comité des Nominations lors de sa séance du 4 mars 2009. Il a fait ses propositions au Conseil d'Administration du même jour, qui a pris les décisions suivantes :

1. Le Conseil s'est inspiré des recommandations de l'AFEP-MEDEF dont il est rappelé les principes de classification :

Un Administrateur, pour pouvoir être considéré comme indépendant, devrait :

- ne pas être salarié ou mandataire social de la société, salarié ou Administrateur de sa société mère ou d'une société qu'elle consolide et ne pas l'avoir été au cours des cinq années précédentes ;
- ne pas être mandataire social d'une société dans laquelle la société détient directement ou indirectement un mandat d'Administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que

(1) Par rapport aux 24 membres prévus, deux représentants de l'État sont en cours de remplacement, et l'Administrateur représentant les salariés actionnaires doit être élu par l'Assemblée Générale du 4 mai 2009.

tel ou un mandataire social de la société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'Administrateur ;

- ne pas être (ou être lié directement ou indirectement) client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement :
 - significatif de la société ou de son groupe,
 - ou pour lequel la société ou son groupe représente une part significative de l'activité ;
- ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social ;
- ne pas avoir été auditeur de l'entreprise au cours des cinq années précédentes (article L. 225 - 25 du code de commerce) ;
- ne pas être Administrateur de l'entreprise depuis plus de 12 ans (à titre de règle pratique, la perte de la qualification d'Administrateur indépendant au titre de ce critère n'intervient qu'à l'expiration du mandat au cours duquel il aurait dépassé la durée de 12 ans).

S'agissant des Administrateurs représentant des actionnaires importants de la société ou de sa société mère, ils peuvent être considérés comme indépendants dès lors qu'ils ne participent pas au contrôle de la société. Au-delà d'un seuil de 10 % en capital ou en droits de vote, il convient que le Conseil, sur rapport du Comité des Nominations, s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

Les recommandations de l'AFEP-MEDEF indiquent expressément que le conseil peut décider que tel ou tel critère n'est pas pertinent ou qu'il appelle une interprétation propre à la société. Ainsi, le Conseil d'Administration peut estimer qu'un Administrateur, bien que remplissant les principes ci-dessus, ne doit pas être qualifié d'indépendant compte tenu de sa situation particulière ou de celle de la société, eu égard à son actionnariat ou pour tout autre motif. Inversement, le Conseil peut estimer qu'un Administrateur ne satisfaisant pas strictement à la lettre de ces principes est cependant indépendant.

2. Le Conseil a également tenu compte d'autres interprétations réalisées par divers organismes internationaux sur la gouvernance :

Il s'agit tout d'abord d'ISS Governance Services dans sa publication en date du 27 juin 2008 consacrée à l'ex-groupe SUEZ en prévision de l'Assemblée Générale de fusion du 16 juillet 2008, et notamment le chapitre dédié à la gouvernance du futur Groupe GDF SUEZ.

Le Conseil a également 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 ».

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.1 INFORMATION CONCERNANT LES ORGANES D'ADMINISTRATION

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 :

Composition du Conseil d'Administration au 4 mars 2009

		Administrateurs en exercice considérés comme	
		indépendants « I »	non indépendants « NI »
Gérard Mestrallet	Président-Directeur Général		NI – Exécutif
Jean-François Cirelli	Vice-Président, Directeur Général Délégué		NI – Exécutif
Albert Frère	Vice-Président	I (a)	
Edmond Alphandéry	Administrateur	I (h)	
Jean-Paul Bailly	Administrateur		NI (b)
Jean-Louis Beffa	Administrateur	I (e)	
Alain Beullier	Administrateur		NI (c)
Aldo Cardoso	Administrateur	I (d)	
René Carron	Administrateur	I (d)	
Pierre-Franck Chevet	Administrateur		NI (b)
Étienne Davignon	Administrateur	I (f) (g)	
Paul Desmarais Jr.	Administrateur	I (a)	
Pierre Graff	Administrateur		NI (b)
Jacques Lagarde	Administrateur	I (g)	
Anne Lauvergeon	Administrateur	I (d)	
Anne-Marie Mourer	Administrateur		NI (c)
Patrick Petitjean	Administrateur		NI (c)
Thierry de Rudder	Administrateur	I (a) (f)	
Lord Simon of Highbury	Administrateur	I (h)	
Jean-Cyril Spinetta	Administrateur		NI (b)
Édouard Vieillefond	Administrateur		NI (b)
TOTAL	21 ADMINISTRATEURS	11 INDÉPENDANTS	10 NON INDÉPENDANTS

À la date du 4 mars 2009, MM. Mandil et Musca, représentants de l'État actionnaire, n'avaient pas encore été remplacés. Après la nomination par le gouvernement de leurs successeurs, et l'élection par l'Assemblée Générale des actionnaires du 4 mai 2009 de l'Administrateur représentant les actionnaires salariés, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ sera composé de 24 Administrateurs dont 11 sont considérés comme indépendants et 13 ne le sont pas, puisque les représentants de l'État et ceux du personnel de la société ne sont pas classés parmi les indépendants :

a) MM. Albert Frère, Thierry de Rudder (cf. également point f) ci-dessous) et Paul Desmarais Jr., qui représentent le groupe Bruxelles Lambert, actionnaire de GDF SUEZ à hauteur de 5,3 % du capital, 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) MM. Jean-Paul Bailly, Pierre-Franck Chevet, Pierre Graff, Jean-Cyril Spinetta et Édouard Vieillefond, tous représentants de l'État et nommés par lui, ne sont pas considérés comme indépendants.

c) M^{me} Anne-Marie Mourer, MM. Alain Beullier et Patrick Petitjean, Administrateurs salariés de la Société ou de ses filiales, ne sont pas considérés comme indépendants.

d) Il est précisé que GDF SUEZ entretient des courants d'affaires avec le groupe Crédit Agricole, représenté au Conseil d'Administration de GDF SUEZ par René Carron, comme il en entretient évidemment avec d'autres établissements bancaires. De plus, Calyon, filiale du groupe Crédit Agricole, a accordé, en 2005, une ligne de crédit à SUEZ afin de financer l'offre mixte de SUEZ sur Electrabel décrite à la Section 7.1 de l'actualisation du Document de Référence 2004 de SUEZ, déposé auprès de l'AMF le 7 septembre 2005 sous le n° D.05-0429-A01.

Le Conseil d'Administration a estimé que les liens d'affaires existant aujourd'hui avec le groupe Crédit Agricole, qui n'est pas actionnaire du Groupe GDF SUEZ alors qu'il l'était de l'ancienne société SUEZ, n'étaient pas suffisants pour créer, au sens des recommandations de la Commission Européenne, « un conflit d'intérêts de nature à altérer sa capacité de jugement » (paragraphe 13.1), sous réserve qu'il s'engage à s'abstenir de participer à (i) la préparation, à la sollicitation ou l'exécution d'offres de services de la banque auprès de la Société et (ii) le cas échéant, tout débat ou délibération au sein d'un Comité ou du Conseil sur un sujet ayant un lien de quelque nature que ce soit avec le groupe Crédit Agricole.

Il est aussi précisé que GDF SUEZ entretient des courants d'affaires avec les sociétés Rhodia et Imerys dont M. Aldo Cardoso est également 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 M. Cardoso.

Le Groupe entretient aussi des relations d'affaires avec la société Areva représentée par M^{me} Anne Lauvergeon. Il est rappelé qu'ISS Governance Services a classé M^{me} Lauvergeon parmi les Administrateurs indépendants. Par ailleurs, le Conseil d'Administration a jugé que les liens d'affaires existant aujourd'hui avec la société Areva n'étaient pas suffisants pour créer, au sens des recommandations de la Commission Européenne, « un conflit d'intérêts de nature à altérer sa capacité de jugement » (paragraphe 13.1), sous réserve des obligations mentionnées ci-dessus. Toutefois, si l'évolution de ces relations d'affaires dans l'année en cours le rendait nécessaire, et nonobstant ces obligations, le Conseil procéderait à un réexamen anticipé de la situation de M^{me} Lauvergeon ;

- e) M. Jean-Louis Beffa, Administrateur de GDF SUEZ et Président de son Comité des Nominations est également Président du Conseil d'Administration de Saint-Gobain dont Gérard Mestrallet est Administrateur. La position d'Administrateur croisé est susceptible, selon les recommandations de l'AFEP-MEDEF, de retirer la qualité d'indépendant aux deux Administrateurs concernés, et plus spécifiquement à M. Jean-Louis Beffa (Gérard Mestrallet n'est pas considéré comme indépendant). Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a pris en considération le fait que M. Beffa n'exerçait plus de fonction exécutive dans la société Saint-Gobain et que M. Mestrallet ne participait plus à aucun Comité spécialisé de cette société. Ainsi la classification de M. Beffa comme Administrateur indépendant satisfaisait aux principes énoncés par l'OCDE et rappelés ci-dessus (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 ».

En tout état de cause, s'agissant des cas (d) et (e), le conseil a décidé pour préserver l'objectivité des Administrateurs concernés que, si était évoqué devant lui tout projet de quelque nature que ce soit en lien avec le groupe Crédit Agricole, la société Areva, les sociétés Rhodia et Imerys, ou le groupe Saint-Gobain, M^{me} Lauvergeon, MM. Carron, Cardoso et Beffa ne pourraient pas participer, pour ce qui les concerne, aux débats et délibérations correspondants au sein du Conseil et/ou du Comité compétent.

Au cas particulier de M. Beffa, cette obligation s'étend à l'ensemble des débats et délibérations concernant les relations contractuelles entre le Groupe et les consommateurs industriels d'électricité en France.

Au cas particulier de M^{me} Lauvergeon, cette obligation vaudra pour tout débat, ou délibération concernant les activités nucléaires du Groupe (notamment l'exploitation des centrales nucléaires belges, les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires ou le choix de fournisseurs du Groupe en matière nucléaire).

Les Administrateurs concernés se sont engagés, chacun pour ce qui le concerne, à respecter ces règles de comportement, conformément à l'article 5 de la charte de l'Administrateur.

- f) MM. Étienne Davignon et Thierry de Rudder sont également membres du Conseil d'Administration de SUEZ-TRACTEBEL, filiale à 100 % d'Electrabel elle-même filiale à 100 % de GDF SUEZ. Si les principes de l'AFEP-MEDEF retiennent cette situation pour écarter à ce titre la classification d'indépendant pour l'Administrateur concerné, le Conseil d'Administration a noté que tel n'était pas le cas ni de la Commission Européenne, qui ne vise que la participation au Conseil de la société qui contrôle, ni de l'OCDE qui ne fait référence qu'à la situation de salarié d'une société affiliée. Le Conseil d'Administration a ainsi considéré que la participation de MM. Davignon et de Rudder au conseil de SUEZ-TRACTEBEL ne modifiait pas leur qualité d'Administrateur indépendant au sein du Conseil de GDF SUEZ.
- g) MM. Étienne Davignon et Jacques Lagarde étaient, jusqu'à la date de la fusion entre Gaz de France et SUEZ, membres du Conseil d'Administration de l'ex-société SUEZ SA ou de sociétés qui ont antérieurement constitué le Groupe SUEZ, cela depuis plus de douze années. Il est rappelé que suite à la fusion entre Gaz de France et SUEZ, le champ d'activités du Groupe fusionné dont MM. Davignon et Lagarde sont Administrateurs a largement évolué. En tout état de cause, la société SUEZ SA a disparu avec la fusion et, juridiquement, la participation des anciens Administrateurs de SUEZ SA au Conseil d'Administration de la société GDF SUEZ SA s'exerce au sein d'une nouvelle société, dont certains des dirigeants exécutifs ont par ailleurs changé. En conséquence, malgré l'existence parmi les Administrateurs de membres en place depuis plus de douze années au Conseil de SUEZ SA et malgré le maintien du Président-Directeur Général dans le nouveau Groupe fusionné, le Conseil a estimé aussi qu'il fallait prendre en compte de façon prépondérante les critères de « connaissance, capacité de jugement et expérience nécessaire au bon exercice de la fonction » (article 11.1 des recommandations de la Commission Européenne) pour qualifier d'indépendants MM. Davignon et Lagarde.
- h) Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ a précisé que les situations de Lord Simon de Highbury (Président du Comité des Rémunérations) et de M. Alphandéry (Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable) respectaient les principes leur permettant d'être qualifiés d'indépendants.

À la connaissance de GDF SUEZ, il n'existe pas de conflits d'intérêts entre les devoirs, à l'égard de GDF SUEZ, des membres du Conseil d'Administration et leurs intérêts privés.

Il n'existe aucun lien familial entre les membres du Conseil d'Administration et les autres principaux cadres dirigeants de GDF SUEZ.

À la connaissance de GDF SUEZ, aucun des membres du Conseil d'Administration, ni dirigeants de GDF SUEZ n'a, au cours des cinq dernières années, fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée, participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation, fait l'objet d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire, été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Outre les dispositions du code de commerce applicables en matière de conventions réglementées, la charte de l'Administrateur (voir section 16.4 ci-après) 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.

Dans un souci de transparence et d'information du public, GDF SUEZ s'engage à maintenir une stricte discipline de Contrôle interne, une grande exigence en matière d'information financière, ainsi qu'un dialogue direct et ouvert avec les investisseurs. GDF SUEZ se réfère notamment sur ces sujets aux recommandations de l'AFEP-MEDEF, et principalement au code AFEP-MEDEF modifié le 6 octobre 2008 sur le gouvernement d'entreprise, dans la limite des dispositions législatives et réglementaires qui lui sont applicables. L'application des règles de gouvernement d'entreprise dans le respect des principes législatifs et réglementaires applicables a pour objectif d'éviter un exercice abusif du pouvoir par l'actionnaire de référence. Ces principes inspirent notamment le Règlement Intérieur du Conseil d'Administration de GDF SUEZ ainsi que la charte de l'Administrateur de GDF SUEZ. Le Groupe maintiendra également un haut niveau de gouvernance d'entreprise en particulier en matière d'indépendance et de représentation internationale de ses Administrateurs.

L'intégralité de l'information financière fournie par le Groupe est disponible en langues française et anglaise sur le site de GDF SUEZ (<http://www.gdfsuez.com/>).

14.2 CENSEURS

Conformément à l'article 13.8 des statuts, Richard Goblet d'Alviella et Philippe Lemoine ont été nommés en qualité de censeurs par décision de l'Assemblée Générale des actionnaires du 16 juillet 2008.

Les censeurs assistent aux réunions du Conseil d'Administration avec voix consultative.

Richard Goblet d'Alviella, né le 6 juillet 1948, à Bruxelles (Belgique), de nationalité belge.

Ingénieur commercial de l'Université Libre de Bruxelles, MBA de la Harvard Business School, Richard Goblet d'Alviella a été banquier

d'affaires, spécialisé dans le domaine des financements internationaux, à Londres et à New York, pendant quinze années. Il était Managing Director du Paine Webber Group avant de rejoindre la Sofina où il exerce la fonction d'Administrateur-Délégué depuis 1989.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Censeur	Vice-Président, Administrateur-Délégué de Sofina * (Belgique) Administrateur délégué de l'Union Financière Boël, Société de Participations Industrielles (Belgique) Membre du Conseil de Surveillance du Comité d'Audit et du Comité des Nominations et Sélection Eurazeo * (France) Administrateur, Membre du Comité d'Audit de Danone * (France), Caledonia Investments (Grande-Bretagne) Administrateur, Membre du Comité d'Audit de Delhaize * Administrateur de Finasucré, Henex *, SUEZ-TRACTEBEL (Belgique)	Administrateur d'ADSB Télécommunications (Belgacom), Glaces de Moustier * (Belgique), SES Global (Luxembourg), Danone Asia Pte (Singapour), SUEZ * (France)

* Sociétés cotées.

Philippe Lemoine, né le 3 novembre 1949, à Neuilly-sur-Seine (Hauts-de-Seine), de nationalité française.

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris (Service Public), diplômé d'études supérieures d'économie, licencié en Droit et lauréat du Concours Général de droit civil, Philippe Lemoine a commencé, en 1970, une carrière de chercheur à l'INRIA. En 1976, il rejoint le Ministère de l'Industrie (Mission à l'Informatique) où il participe notamment à la rédaction du rapport Nora-Minc. Il rejoint ensuite les cabinets de

Norbert Segard et de Pierre Aigrain, puis devient Commissaire du Gouvernement à la CNIL et est chargé de différentes missions par le Ministre de la Recherche, Laurent Fabius, et le Premier Ministre, Pierre Mauroy. En 1984, il rejoint le groupe Galeries Lafayette dont il deviendra Co-Président du Directoire en 1998, fonction qu'il occupe jusqu'en mai 2005. Actuellement, Philippe Lemoine est Président-Directeur Général de LaSer, société de services se développant en Europe et comptant plus de 9 000 collaborateurs, détenue à parité par le groupe Galeries Lafayette et le groupe BNP Paribas.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Censeur	Président-Directeur Général de LaSer, Président de LaSer, Cofinoga, des Grands Magasins Galeries Lafayette et Banque Sygma Administrateur de Monoprix et BNP Paribas Personnel Finance Membre du Conseil de Surveillance du BHV Président de la Fondation Internet Nouvelle Génération, du Forum d'action Modernité Co-Gérant de GS1 France Administrateur de la Maison des Sciences de l'Homme, de Rexecode, de la Fondation Franco-Américaine, du 104	Co-Président du Directoire du groupe Galeries Lafayette Administrateur de La Poste, de Gaz de France * Membre de la CNIL

* Sociétés cotées.

14.3 COMMISSAIRE DU GOUVERNEMENT

Conformément à l'article 18 des statuts, Florence Tordjman a été nommée Commissaire du gouvernement auprès de la Société par le Ministre chargé de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire, par arrêté pris en date du 18 juillet 2008, 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. Le Commissaire du gouvernement a pour mission d'assister, avec voie consultative, aux séances du Conseil d'Administration et de ses Comités, et de présenter, le cas échéant, des observations à toute Assemblée Générale.

Florence Tordjman, née le 27 juin 1959, à Poitiers (Vienne), de nationalité française.

Diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Florence Tordjman est également titulaire d'une maîtrise d'histoire et licenciée en histoire et en géographie de

l'Université Paris IV Sorbonne. Depuis 1993, elle a occupé différentes fonctions au sein du Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi. De 1993 à 1997, au sein de la Direction Générale des Technologies de l'Information et de la Poste, elle est chargée des programmes européens de R&D relatifs aux technologies de l'information et des communications et responsable du bureau de la politique industrielle et de la concurrence à partir de 2000. À la Direction du Trésor, de 1997 à 2000, elle est en charge du suivi des banques multilatérales de développement et des questions du financement de l'aide publique au développement. D'octobre 2001 à juillet 2008, elle est responsable de la Sous-Direction du gaz et de la distribution des énergies fossiles au sein de la Direction Générale de l'énergie et des matières premières. Depuis cette date, elle est adjointe au Directeur de l'énergie au sein de la Direction Générale de l'énergie et du climat, au Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2008	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Commissaire du gouvernement	Adjointe au Directeur de l'énergie – Direction Générale de l'énergie et du climat– Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire Administrateur de l'Association Française du Gaz Naturel pour Véhicules Commissaire du gouvernement de GRTgaz et GrDF	Administrateur de Gaz de France * Commissaire du gouvernement auprès des sociétés CFM-CFMH Censeur de la société Gaz du Sud-Ouest

* Sociétés cotées.

14.4 INFORMATION CONCERNANT LA DIRECTION GÉNÉRALE

Le Conseil d'Administration, réuni le 22 juillet 2008 à l'issue de l'Assemblée Générale ayant approuvé la fusion-absorption entre Gaz de France et SUEZ le 16 juillet 2008, a décidé la continuité du mode d'exercice de la Direction Générale par le président du Conseil d'Administration, sous la responsabilité du Conseil. Conformément à ladite décision du Conseil, la Direction Générale est assumée par Gérard Mestrallet, en qualité de Président-Directeur Général, et par Jean-François Cirelli, en qualité de Vice-Président, Directeur Général Délégué.

Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli 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.

(Concernant les limitations des pouvoirs de la Direction Générale, se référer à la section 16.1 « Fonctionnement du Conseil d'Administration » et au Rapport du Président visé par l'article L.225-37 du code de commerce en annexe au présent Document de Référence)

14.5 COMPOSITION DES COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

LES COMITÉS PERMANENTS

Le Conseil peut, en application de l'article 15.2 des statuts et de l'article 3 de son Règlement Intérieur, constituer en son sein, des Comités permanents et des Comités temporaires destinés à faciliter le bon fonctionnement du Conseil et à concourir efficacement à la préparation de ses décisions.

Le Conseil, sur proposition de son Président et après concertation, désigne les membres des Comités et leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience et de la disponibilité des Administrateurs.

Jusqu'à la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France le 22 juillet 2008, le Conseil d'Administration de Gaz de France s'était doté de quatre Comités : le Comité d'Audit et des Comptes, le Comité de la Stratégie et des Investissements, le Comité de la Rémunération, et le Comité du Développement Durable et de l'Éthique.

Pour mémoire, le Conseil d'Administration de SUEZ (société absorbée par Gaz de France) comptait quatre Comités en son sein : le Comité d'Audit, le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable, le Comité des Nominations et le Comité des Rémunérations.

À compter de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France le 22 juillet 2008, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, réuni à l'issue de l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 16 juillet 2008 ayant approuvé la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France, a décidé de constituer cinq nouveaux Comités énumérés ci-après : le Comité d'Audit, le Comité de la Stratégie et des Investissements, le Comité des Nominations, le Comité des Rémunérations et le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

En application de l'article 3 du Règlement Intérieur du Conseil, la présidence de tout Comité est assurée par un Administrateur indépendant *.

Concernant l'organisation et le fonctionnement des Comités, se référer à la section 16.3 « Les Comités du conseil » ci-après.

Le Comité d'Audit ⁽¹⁾

Le Comité d'Audit est composé de quatre membres :

- Aldo Cardoso, Président *
- Jacques Lagarde *
- Thierry de Rudder *
- Édouard Vieillefond

Le Comité de la Stratégie et des Investissements

Le Comité de la Stratégie et des Investissements est composé de cinq membres :

- Jacques Lagarde, Président *
- Anne Lauvergeon *
- Pierre-Franck Chevet
- Thierry de Rudder *
- Édouard Vieillefond

Le Comité des Nominations ⁽²⁾

Le Comité des Nominations est composé de cinq membres :

- Jean-Louis Beffa, Président *
- René Carron *
- Étienne Davignon *
- Paul Desmarais Jr. *
- Xavier Musca ^(a)

Le Comité des Rémunérations ⁽³⁾

Le Comité des Rémunérations est composé de cinq membres :

- Lord Simon of Highbury, Président *
- Jean-Louis Beffa *
- Étienne Davignon *
- Paul Desmarais Jr. *
- Jean-Cyril Spinetta

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement durable ⁽⁴⁾

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement durable est composé de trois membres :

- Edmond Alphandéry, Président *
- Anne Lauvergeon *
- Jean-Paul Bailly

* Administrateur indépendant.

(a) Jusqu'au 4 mars 2009

(1) Ce Comité, dénommé « Comité d'Audit et des Comptes » jusqu'au 22 juillet 2008, est dénommé « Comité d'Audit ».

(2) Le Comité des Nominations a été constitué le 22 juillet 2008.

(3) Ce Comité, dénommé « Comité de la Rémunération » jusqu'au 22 juillet 2008, est depuis lors dénommé « Comité des Rémunérations ».

(4) Ce Comité, dénommé « Comité du Développement durable et de l'Éthique » jusqu'au 22 juillet 2008, est depuis lors dénommé « Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement durable ».

LES AUTRES COMITÉS

Le Comité de Direction

À l'issue de la fusion de Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, compte tenu de la nouvelle organisation de la Direction Générale du Groupe GDF SUEZ, le Comité de Direction de GDF SUEZ, présidé

par le Président-Directeur Général ou le Vice-Président, Directeur Général Délégué, est composé de six membres (le Président-Directeur Général, le Vice-Président, Directeur Général Délégué et les quatre Directeurs Généraux Adjoints) ; il est en charge du pilotage du Groupe. Il se réunit en principe toutes les semaines.

Composition du Comité de Direction de GDF SUEZ (6 membres)

Gérard Mestrallet	Président-Directeur Général
Jean-François Cirelli	Vice-Président, Directeur Général Délégué
Yves Colliou	Directeur Général Adjoint, en charge de la Branche Infrastructures
Jean-Marie Dauger	Directeur Général Adjoint, en charge de la Branche Global Gaz & GNL
Jean-Pierre Hansen ^(a)	Directeur Général Adjoint, en charge de la Branche Énergie Europe & International
Gérard Lamarche	Directeur Général Adjoint, en charge des Finances

(a) Jean-Pierre Hansen a été remplacé, le 5 mars 2009, par Dirk Beeuwsaert, nommé Directeur Général Adjoint en charge de la Branche Énergie Europe International et membre du Comité de Direction.

Le Comité Exécutif

Jusqu'à la date de la fusion le 22 juillet 2008, le Comité Exécutif de Gaz de France réunissait autour du Président-Directeur Général, les Directeurs Généraux Délégués, le Directeur Financier, le Secrétaire Général, le Directeur des Ressources Humaines, le Directeur de la Communication, le Directeur de la Branche International et le Directeur de la Branche Énergie France.

Le Comité Exécutif de SUEZ réunissait autour du Président-Directeur Général, le Directeur Général en charge des Opérations et responsable de SUEZ Énergie Europe, le Directeur Général en charge des Finances, le Directeur Général Adjoint en charge de SUEZ Énergie International, le Directeur Général Adjoint en charge de SUEZ Environnement, le Directeur Général Adjoint en charge de SUEZ Énergie Services, le Directeur Général Adjoint en charge des Communications et du Développement Durable, le Directeur

Général Adjoint en charge des Ressources Humaines du Groupe, le Secrétaire Général et le Directeur Général Adjoint en charge de la Stratégie. Outre ces membres de droit, pouvait également assister aux réunions du Comité Exécutif de SUEZ, le Directeur Central en charge des Risques, de l'Organisation et des Services Centraux.

À l'occasion de la fusion de Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, la composition du Comité Exécutif de GDF SUEZ a été modifiée.

Le Comité Exécutif de GDF SUEZ, présidé par le Président-Directeur Général ou le Vice-Président, Directeur Général Délégué, est composé de dix-neuf membres représentant les activités opérationnelles et fonctionnelles ; il examine les questions et décisions relatives à la stratégie, au développement ou à l'organisation du Groupe et à son pilotage d'ensemble, et, en tant que de besoin, les sujets qui lui sont proposés. Il se réunit en principe toutes les semaines.

ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

14.6 CONFLITS D'INTÉRÊTS AU NIVEAU DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

Composition du Comité Exécutif de GDF SUEZ (19 membres)

Gérard Mestrallet	Président-Directeur Général
Jean-François Cirelli	Vice-Président, Directeur Général Délégué
Dirk Beeuwsaert *	Directeur Général Adjoint en charge de la Branche Énergie Europe & International
Valérie Bernis	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction Communication et Communication Financière
Stéphane Brimont	Membre du Comité Exécutif, Directeur Adjoint à la Direction Financière
Alain Chaigneau	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction Stratégie et Développement Durable
Jean-Louis Chaussade	Membre du Comité Exécutif, Administrateur et Directeur Général de SUEZ Environnement Company
Pierre Clavel	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Division Énergie Europe
Yves Colliou	Directeur Général Adjoint, en charge de la Branche Infrastructures
Jean-Marie Dauger	Directeur Général Adjoint, en charge de la Branche Global Gaz & GNL
Henri Ducré	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Branche Énergie France
Yves de Gaulle	Membre du Comité Exécutif, Secrétaire Général
Jean-Pierre Hansen **	Membre du Comité Exécutif, en charge de la division Énergie Benelux & Allemagne
Emmanuel Hedde	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction Intégration, Synergies et Performance
Philippe Jeunet	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction Audit et Risques
Gérard Lamarche	Directeur Général Adjoint, en charge des Finances
Philippe Saimpert	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction des Ressources Humaines
Jérôme Tolot	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Branche Énergie Services
Emmanuel van Innis	Membre du Comité Exécutif, en charge de la Direction Cadres Dirigeants

* À compter du 5 mars 2009.

** Directeur Général Adjoint, en charge de la Branche Énergie Europe & International jusqu'au 5 mars 2009.

Les Comités au niveau Groupe

Un nombre limité de Comités au niveau Groupe ont été créés (Comité Financier, Comité des Engagements, Comité de Politique Énergétique, Comité de Recherche et d'Innovation, Comité Management Carrières, Comité de Surveillance Sécurité et Sûreté

Nucléaire, Comités de Branches) qui assurent la coordination entre les différentes entités de GDF SUEZ.

(Voir le Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le Contrôle interne en annexe du présent Document de Référence.)

14.6 CONFLITS D'INTÉRÊTS AU NIVEAU DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE

Se reporter à la section 14.1 « Indépendance des Administrateurs » ci-dessus.

15

RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES

	PAGE		PAGE
15.1 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES VERSÉS	222		
15.1.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	222	15.2.5 Options de souscription ou d'achat d'actions levées par les dirigeants mandataires sociaux	238
15.1.2 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social	224	15.2.6 Actions de Performance attribuées à chaque mandataire social	239
15.1.3 Synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées à chaque dirigeant mandataire social	226	15.2.7 Actions de Performance disponibles pour chaque mandataire social	240
15.1.4 Rémunération des dirigeants non mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)	228	15.2.8 Historiques des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions	241
15.1.5 Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants	229	15.2.9 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés	243
15.1.6 Autres rémunérations versées aux mandataires sociaux non dirigeants	233	15.2.10 Options de souscription ou d'achat d'actions levées par les dix salariés non mandataires sociaux	244
15.1.7 Disponibilité des actions issues de levées de stock-options et de ventes d'actions de performance	233	15.3 RÉCAPITULATIF DES OPÉRATIONS DÉCLARÉES PAR LES DIRIGEANTS ET LES MANDATAIRES SOCIAUX DURANT L'ANNÉE 2008	245
15.1.8 Dispositif de gestion programmée des stock-options	233		
15.2 INFORMATION SUR LES STOCK-OPTIONS ET LES ACTIONS GRATUITES DITES ACTIONS DE PERFORMANCE	234	15.4 NOMBRE D'ACTIONS ET STOCK-OPTIONS DE GDF SUEZ DÉTENUES PAR LES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE GDF SUEZ AU 31 DÉCEMBRE 2008	246
15.2.1 Plan d'options d'achat d'actions du 12 novembre 2008	234		
15.2.2 Plan d'Actions de Performance au 12 novembre 2008	235	15.5 PRÊTS ET GARANTIES ACCORDÉS OU CONSTITUÉS EN FAVEUR DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION OU DE DIRECTION	246
15.2.3 Plan d'Actions de Performance du 1 ^{er} juin 2008 (Sita UK) – consenti par SUEZ (société absorbée) et repris par GDF SUEZ	237		
15.2.4 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dirigeants mandataires sociaux	237	15.6 MONTANT PROVISIONNÉ	247

15.1 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES VERSÉS

15.1.1 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX

A. Rémunération fixe et régime de retraite

Dirigeants mandataires sociaux de Gaz de France

Le total des rémunérations fixes effectivement versées par Gaz de France à Jean-François Cirelli, Président-Directeur Général, s'est élevé à 238 736 euros pour la période du 1^{er} janvier au 22 juillet 2008, en ce compris un avantage en nature (264 euros).

Le total des rémunérations fixes effectivement versées par Gaz de France à Yves Colliou, Directeur Général Délégué de Gaz de France, s'est élevé à 211 046 euros pour la période du 1^{er} janvier au 22 juillet 2008, en ce compris les avantages en nature divers (2 021 euros).

Le total des rémunérations fixes effectivement versées par Gaz de France à Jean-Marie Dauger, Directeur Général Délégué de Gaz de France, s'est élevé à 218 103 euros pour la période du 1^{er} janvier au 22 juillet 2008, en ce compris les avantages en nature divers (8 536 euros).

Jean-François Cirelli, Yves Colliou et Jean-Marie Dauger n'ont reçu aucune autre rémunération ou avantage en nature de la part des sociétés contrôlées par la Société au sens de l'article L. 233-16 du code de commerce pour la période du 1^{er} janvier au 22 juillet 2008.

En matière de retraite, Jean-François Cirelli, Yves Colliou et Jean-Marie Dauger sont affiliés à un régime spécial, légal et obligatoire, qui est défini dans le cadre du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières (IEG), institué par la loi de nationalisation du 8 avril 1946 et le décret du 22 juin 1946. Ce régime de retraite est géré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières.

Le montant de retraite perçu au titre d'une carrière au titre de l'affiliation au régime spécial des IEG est proportionnel à la rémunération 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.

Ils n'ont reçu aucune prime d'arrivée et n'ont pas bénéficié de prime de départ.

Dirigeants mandataires sociaux de SUEZ

Le total des rémunérations fixes effectivement versées par SUEZ à Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, s'est élevé à 645 614 euros pour la période du 1^{er} janvier au 22 juillet 2008, en ce compris l'avantage en nature du véhicule (1 614 euros).

En matière de retraite, Gérard Mestrallet n'a pas d'avantage de retraite accordé à titre individuel. Il bénéficie de régimes de retraite collectifs :

- un régime à cotisations définies applicable à l'ensemble des salariés de SUEZ SA (mis en place par accord d'entreprise de 1988 modifié en 2005). L'assiette est la rémunération brute annuelle et les taux de cotisations sont : 5% Tranche A (une fois le plafond de la Sécurité sociale), 8% Tranche B (trois fois le plafond de la Sécurité sociale), 5% Tranche C (quatre fois le plafond de la Sécurité sociale) ; et
- un régime à prestations définies (accord d'entreprise de 1991 modifié en 1998 et en 2005). Ce régime concerne les salariés dont la rémunération est comprise entre quatre fois et 50 fois le plafond annuel de la Sécurité sociale. Il prévoit le versement d'une rente égale à la différence entre les éléments annuels de rente basés sur 2% de la partie (désignée Tranche C) de la rémunération brute annuelle comprise entre quatre et huit fois le plafond de la Sécurité sociale ; augmenté de 4% de la partie (désignée Tranche D) de la rémunération brute annuelle comprise entre huit et 50 fois le plafond de la Sécurité sociale. Cette rente sera diminuée des rentes acquises au titre d'autres régimes de retraite supplémentaires calculés sur la Tranche C de la rémunération.

Les droits au titre du régime à prestations définies sont « aléatoires » car ils sont subordonnés à la présence du salarié au sein de la Société au moment de la liquidation de sa pension au titre d'un régime légalement obligatoire d'assurance vieillesse.

Pour les deux régimes de retraite supplémentaires, le versement de la prestation est effectué sous forme de rente au moment de la liquidation de sa pension au titre d'un régime légalement obligatoire d'assurance vieillesse.

Aucun système de versement de prime (arrivée et départ en faveur des mandataires sociaux) n'était en vigueur dans la société SUEZ.

Dirigeants mandataires sociaux de GDF SUEZ

Sur proposition du Comité des Rémunérations, le Conseil d'Administration du 29 août 2008 de GDF SUEZ, tenant compte de l'accroissement de la taille du nouveau Groupe GDF SUEZ, a décidé de réaligner les rémunérations des membres de la Direction Générale provenant de Gaz de France (dont celle de Jean-François Cirelli) par rapport à celles pratiquées par SUEZ, en mettant en place, dans un premier temps, un système de rémunération pour la période 2008-2009.

En outre, GDF SUEZ étant devenue un leader du CAC 40, le Conseil d'Administration a pris en considération le changement des responsabilités au sein de la Société à la suite de la fusion,

RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES

15.1 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES VERSÉS

et plus précisément l'extension des responsabilités de la Direction Générale, et a décidé d'accorder une plus grande importance aux objectifs variables, notamment aux objectifs à court terme afférents à la fusion.

Le Conseil d'Administration a donc décidé d'augmenter la rémunération fixe du Président-Directeur Général de 8 %, soit 1,4 million d'euros par an avec effet rétroactif à la date effective de la fusion le 22 juillet 2008, ainsi que le pourcentage de son bonus cible à 120 % de la rémunération fixe, avec un plafond fixé à 150 %.

Ledit Conseil a également décidé de porter en deux étapes (22 juillet 2008 et 1^{er} janvier 2009) la rémunération fixe du Vice-Président, Directeur Général Délégué à environ 70% de celle du Président-Directeur Général. Le pourcentage du bonus cible du Vice-Président, Directeur Général Délégué est fixé à 90 % (en 2008) et à 100 % (en 2009) de sa rémunération fixe.

Compte tenu des différences importantes des dispositifs de retraite dont bénéficiaient Gérard Mestrallet au sein de SUEZ et Jean-François Cirelli

au sein de Gaz de France, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 12 novembre 2008, a approuvé les propositions du Comité des Rémunérations en ce qui concerne la reconduction des régimes de retraite du Président-Directeur Général, lequel continuera à bénéficier du système collectif de retraite des dirigeants de l'ex-Groupe SUEZ, et du Vice-Président, Directeur Général Délégué, lequel continuera à bénéficier du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières applicable à Gaz de France.

Le Comité des Rémunérations a été chargé de réfléchir à la création d'un nouveau système de retraite supplémentaire collectif, applicable aux cadres dirigeants du Groupe GDF SUEZ dans un délai d'un an.

Comme pour SUEZ et Gaz de France, aucun système de versement de prime (arrivée et départ en faveur des mandataires sociaux) n'est en vigueur au sein de GDF SUEZ.

● CONTRAT DE TRAVAIL, RETRAITES SPÉCIFIQUES, INDEMNITÉS DE DÉPART ET CLAUSE DE NON-CONCURRENCE

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Gérard Mestrallet				
Président-Directeur Général	Oui ^(a)	Oui ^(b)	Non ^(a)	Non
Jean-François Cirelli				
Vice-Président, Directeur Général Délégué	Non	Non ^(b)	Non	Non

(a) Ce contrat de travail est suspendu depuis la nomination de Gérard Mestrallet en qualité de Président-Directeur Général de SUEZ en juillet 1995. Il n'a, depuis, jamais été modifié par le Conseil d'Administration. Il ne prend donc en compte ni sa rémunération, ni la durée de ses fonctions de Président-Directeur Général.

(b) Se référer à la section 15.1.1.A ci-dessus.

B. Rémunération variable

La rémunération variable effectivement versée au titre de 2007 par Gaz de France à Jean-François Cirelli a été de 130 819 euros. Celles de Yves Colliou et de Jean-Marie Dauger ont été de 123 297 euros chacun (115 730 euros + indemnité exceptionnelle forfaitaire de 660 euros versée à tous les salariés de Gaz de France + 6 907 euros d'intéressement brut).

La rémunération variable annuelle versée à Jean-François Cirelli était plafonnée à 60% du montant de sa rémunération fixe annuelle et est calculée pour 70% en fonction des résultats nets part du Groupe, de l'excédent brut d'exploitation et de l'évolution de la productivité du Groupe, et pour 30% en fonction de critères qualitatifs.

La rémunération variable annuelle versée à Yves Colliou et Jean-Marie Dauger était plafonnée à 45% du montant de leur rémunération fixe annuelle. Elle était calculée pour 70% en fonction des résultats du Groupe, et pour 30% en fonction de l'atteinte des objectifs de développement de leurs branches respectives.

La rémunération variable fixée au titre de 2007 par le Conseil d'Administration de SUEZ au profit de Gérard Mestrallet a été de 1 442 350 euros. Elle a été versée en mars 2008.

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 4 mars 2009, sur proposition du Comité des Rémunérations, a fixé le montant total de la part variable versé en 2009 pour l'ensemble de l'année 2008 à 1 830 360 euros pour Gérard Mestrallet, et à 735 413 euros pour Jean-François Cirelli.

Elle a été déterminée pour 25% sur la réalisation effective de la fusion (bonus cible atteint), 25% sur sa mise en œuvre (bonus cible atteint), les 50% restants étant liés à l'évaluation de la performance économique au 30 juin 2008 réalisée par chacune des deux sociétés Gaz de France et SUEZ avant la fusion.

Pour l'ancien Groupe SUEZ, deux critères quantitatifs avaient été retenus par le Conseil pour apprécier la performance de la Société au premier semestre 2008 : l'évolution de l'EBITDA du Groupe SUEZ sur la période et celle de son Résultat Opérationnel Courant (ROC).

Pour l'ancien Groupe Gaz de France, trois critères quantitatifs avaient été choisis pour mesurer la performance du Groupe sur la même période : le résultat net part du Groupe, l'EBO et un indicateur de mesure de la productivité.

La combinaison des résultats réellement atteints mesurés par ces deux familles d'indicateurs a abouti au dépassement du bonus cible de 17,9%.

RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES

15.1 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES VERSÉS

15.1.2 RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DE CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

	Exercice 2008				Exercice 2007	
	du 22 juillet au 31 décembre		du 1 ^{er} janvier au 22 juillet		du 1 ^{er} janvier au 31 décembre	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
(En euros)						
Gaz de France						
Jean-François Cirelli <i>Président-Directeur Général</i>						
Rémunération fixe	N/A	N/A	238 472	238 472	327 048	327 048
Rémunération variable	N/A	N/A	N/A	130 819	130 819	128 276
Rémunération exceptionnelle	N/A	N/A	0	0	0	0
Jetons de présence	N/A	N/A	0	0	0	0
Avantages en nature *	N/A	N/A	264	264	372	372
TOTAL	N/A	N/A	238 736	369 555	458 239	455 696
Yves Colliou <i>Directeur Général Délégué</i>						
Rémunération fixe	N/A	N/A	209 025	209 025	310 499	310 499
Rémunération variable	N/A	N/A	N/A	123 297	123 297	93 553
Rémunération exceptionnelle	N/A	N/A	0	0	0	61 759
Jetons de présence	N/A	N/A	0	0	0	0
Avantages en nature *	N/A	N/A	2 021	2 021	3 452	3 452
TOTAL	N/A	N/A	211 046	334 343	437 248	478 990
Jean-Marie Dager <i>Directeur Général Délégué</i>						
Rémunération fixe	N/A	N/A	209 567	209 567	311 416	311 416
Rémunération variable	N/A	N/A	N/A	123 297	123 297	93 553
Rémunération exceptionnelle	N/A	N/A	0	0	0	61 049
Jetons de présence	N/A	N/A	0	0	0	0
Avantages en nature *	N/A	N/A	8 536	8 536	12 531	12 531
TOTAL	N/A	N/A	218 103	341 400	447 244	488 276

RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES

15.1 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES VERSÉS

(En euros)	Exercice 2008				Exercice 2007	
	du 22 juillet au 31 décembre		du 1 ^{er} janvier au 22 juillet		du 1 ^{er} janvier au 31 décembre	
	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés	Montants dus	Montants versés
SUEZ						
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>						
Rémunération fixe	N/A	N/A	644 000	644 000	1 250 000	1 250 000
Rémunération variable	N/A	N/A	N/A	1 442 350	1 442 350	1 493 666
Rémunération exceptionnelle	N/A	N/A	0	0	0	0
Jetons de présence	N/A	N/A	0	-	-	(1)
Avantages en nature **	N/A	N/A	1 614	1 614	3 249	3 249
TOTAL :	N/A	N/A	645 614	2 087 964	2 695 599	2 746 915
GDF SUEZ						
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>						
Rémunération fixe	693 677	693 677	N/A	N/A	N/A	N/A
Rémunération variable	1 830 360 (2)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Rémunération exceptionnelle	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A
Jetons de présence	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A
Avantages en nature **	1 614	1 614	N/A	N/A	N/A	N/A
TOTAL	2 525 651	695 291	N/A	N/A	N/A	N/A
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>						
Rémunération fixe	322 839	322 839	N/A	N/A	N/A	N/A
Rémunération variable	735 413 (2)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Rémunération exceptionnelle	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A
Jetons de présence	0	0	N/A	N/A	N/A	N/A
Avantages en nature *	189	189	N/A	N/A	N/A	N/A
TOTAL	1 058 441	323 028	N/A	N/A	N/A	N/A

* Les avantages en nature comprennent : véhicule et/ou énergie.

** Les avantages en nature comprennent : véhicule.

(1) Les 243 923 euros versés au titre des tantièmes et jetons de présence perçus par l'intéressé comme Administrateur de diverses sociétés du Groupe sont intégrés dans le montant de la rémunération variable.

(2) Le montant global de cette rémunération variable, due au titre de 2008, a été décidée en mars 2009 (se référer à la section 15.1.1.B ci-dessus) et versée fin mars 2009.

RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES

15.1 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES VERSÉS

15.1.3 SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES À CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

Le tableau ci-après présente une synthèse des éléments de rémunération des dirigeants mandataires sociaux fournis dans les tableaux précédents ainsi que dans les tableaux suivants. Il correspond au tableau 1 de la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

	Exercice 2008		Exercice 2007
	du 22 juillet au 31 décembre	du 1 ^{er} janvier au 22 juillet	du 1 ^{er} janvier au 31 décembre
<i>(En euros)</i>			
Gaz de France			
Jean-François Cirelli <i>Président-Directeur Général</i>			
Rémunérations dues au titre de l'exercice <i>(détaillées à la section 15.1.2)</i>	N/A	238 736	458 239
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice <i>(détaillée à la section 15.2.4.A)</i>	N/A	N/A	N/A
Valorisation des Actions de Performance attribuées au cours de l'exercice <i>(détaillée à la section 15.2.6.A)</i>	N/A	1 209 ^(a)	995 ^(a)
TOTAL	N/A	239 945	459 234
Yves Colliou <i>Directeur Général Délégué</i>			
Rémunérations dues au titre de l'exercice <i>(détaillées à la section 15.1.2)</i>	N/A	211 046	437 248
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice <i>(détaillée à la section 15.2.4.A)</i>	N/A	N/A	N/A
Valorisation des Actions de Performance attribuées au cours de l'exercice <i>(détaillée à la section 15.2.6.A)</i>	N/A	1 209 ^(a)	995 ^(a)
TOTAL	N/A	212 255	438 243
Jean-Marie Dauger <i>Directeur Général Délégué</i>			
Rémunérations dues au titre de l'exercice <i>(détaillées à la section 15.1.2)</i>	N/A	218 103	417 500
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice <i>(détaillée à la section 15.2.4.A)</i>	N/A	N/A	N/A
Valorisation des Actions de Performance attribuées au cours de l'exercice <i>(détaillée à la section 15.2.6.A)</i>	N/A	1 209 ^(a)	995 ^(a)
TOTAL	N/A	219 312	418 495
SUEZ			
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>			
Rémunérations dues au titre de l'exercice <i>(détaillées à la section 15.1.2)</i>	N/A	645 614	2 695 599
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice <i>(détaillée à la section 15.2.4.B)</i>	N/A	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au cours de l'exercice <i>(détaillée à la section 15.2.6.B)</i>	N/A	0	0
TOTAL	N/A	645 614	2 695 599

RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES

15.1 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES VERSÉS

	Exercice 2008		Exercice 2007
	du 22 juillet au 31 décembre	du 1er janvier au 22 juillet	du 1er janvier au 31 décembre
(En euros)			
GDF SUEZ			
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>			
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées à la section 15.1.2)	2 525 651	N/A	N/A
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (détaillée à la section 15.2.4.C)	0 ^(b)	N/A	N/A
Valorisation des Actions de Performance attribuées au cours de l'exercice (détaillée à la section 15.2.6.C)	256 140 ^(a)	N/A	N/A
TOTAL	2 781 791	N/A	N/A
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>			
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées à la section 15.1.2)	1 058 441	N/A	N/A
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (détaillée à la section 15.2.4.C)	0 ^(b)	N/A	N/A
Valorisation des Actions de Performance attribuées au cours de l'exercice (détaillée à la section 15.2.6.C)	170 760 ^(a)	N/A	N/A
TOTAL	1 229 201	N/A	N/A

(a) Selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

(b) Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli ont renoncé aux options d'achat d'actions qui leur ont été consenties par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ du 12 novembre 2008.

Il est rappelé en outre que, dans le cadre de l'attribution d'options de souscription d'actions SUEZ prévue par le plan du 14 novembre 2007, Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général de SUEZ, à sa demande, n'avait reçu ni option ni Actions de Performance (se référer aux sections 15.2.1 et 15.2.2).

En conclusion, pour les dirigeants mandataires sociaux de GDF SUEZ, l'ensemble des rémunérations et avantages du Président-Directeur Général et du Vice-Président, Directeur Général Délégué, se répartit comme suit pour 2008 :

	Rémunérations fixes au titre de 2008	Rémunérations variables au titre de 2008	Rémunérations totales au titre de 2008	Valorisation des options attribuées au titre de 2008	Valorisation des actions de performance attribuées en 2008
(En euros)					
GDF SUEZ					
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	1 340 905 ^(a)	1 830 360 ^(c)	3 171 265	0	256 140
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	561 764 ^(b)	735 413 ^(c)	1 297 177	0	171 969

(a) Y compris l'avantage en nature de 3 228 euros.

(b) Y compris l'avantage en nature de 453 euros.

(c) Montant versé en mars 2009.

15.1.4 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS NON MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF)

Pour la période du 1^{er} janvier au 22 juillet 2008

Dirigeants non mandataires sociaux de Gaz de France

La rémunération de ces dirigeants était composée d'une partie fixe et d'une partie variable.

L'évolution de la partie fixe est liée au niveau de responsabilité et à l'examen du positionnement par rapport au marché externe.

La partie variable se compose d'une partie collective et d'une partie individuelle, pour moitié pour les membres du Comité Exécutif responsables d'une activité opérationnelle, et pour respectivement 30 % et 70 % pour les autres membres.

La part collective dépend d'un indicateur financier, l'EBO du Groupe et d'indicateurs opérationnels spécifiques à chaque branche.

Dirigeants non mandataires sociaux de SUEZ

La rémunération de ces dirigeants était 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 de l'entreprise et du Groupe.

La part variable soldée en 2008 au titre de l'exercice 2007 était déterminée pour Jean-Pierre Hansen et Gérard Lamarche (comme pour Gérard Mestrallet) pour 25 % sur des objectifs qualitatifs,

et pour 75% sur des critères quantitatifs. Les critères quantitatifs retenus sont pour 25% le résultat opérationnel courant (ROC), pour 25% l'excédent net de liquidités des activités ordinaires (ELAO) hors cessions d'activités, et également pour 25 % le Free Cash Flow.

Pour les membres du Comité Exécutif responsables d'une activité opérationnelle dans le Groupe SUEZ, elle était établie pour moitié sur des critères qualitatifs, pour moitié sur des critères quantitatifs. Les critères quantitatifs retenus (résultat opérationnel courant, résultat net quote-part du Groupe SUEZ, excédent net de liquidités des activités ordinaires), sont pris en compte au titre de SUEZ pour 40 % et pour 60 % au titre de la Branche.

Pour les autres membres, elle était déterminée de la même manière, sauf pour les critères quantitatifs qui sont exclusivement SUEZ.

Pour l'ensemble du Comité Exécutif, le tableau ci-après permet de comparer les rémunérations versées durant l'exercice 2008 par rapport à celles de l'année précédente.

Plusieurs d'entre eux relèvent du marché de référence belge.

Pour la période du 22 juillet au 31 décembre 2008

Dirigeants non mandataires sociaux de GDF SUEZ

La rémunération de ces dirigeants est composée d'une partie fixe et d'une partie variable.

L'évolution de la part fixe est liée au niveau de responsabilité. La part variable GDF SUEZ de la période correspond au versement d'une prime exceptionnelle liée à la réalisation de l'opération de fusion.

● TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS BRUTES AVANTAGES EN NATURE INCLUS DES DIRIGEANTS NON MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF)

	2008	2007
	(du 1 ^{er} janvier au 22 juillet)	(du 1 ^{er} janvier au 31 décembre)
Gaz de France		
Fixe (en euros)	927 424	1 452 451
Variable (en euros)	471 960	678 059
TOTAL (en euros)	1 399 384	2 130 510
Nombre de membres	6	8
SUEZ		
Fixe (en euros)	2 601 457	5 042 243
Variable (en euros)	6 499 581	12 321 916
TOTAL (en euros)	9 101 038	17 364 159
Nombre de membres	9	11

	2008	2007
	(du 22 juillet au 31 décembre)	(du 1 ^{er} janvier au 31 décembre)
GDF SUEZ		
Fixe (en euros)	4 104 201	N/A
Variable (en euros)	927 467	N/A
TOTAL (en euros)	5 031 668	N/A
Nombre de membres	17	N/A

15.1.5 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX NON DIRIGEANTS

15.1.5.1 Les Administrateurs représentants de l'État

- Pour la période du 1^{er} janvier au 22 juillet 2008 : aucune rémunération (jetons de présence ou autre) n'a été versée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées aux Administrateurs représentants de l'État au titre de leur mandat, en application de la loi du 26 juillet 1983.

Il s'agit de : Paul-Marie Chavanne, Philippe Favre, Pierre Graff, Xavier Musca, Florence Tordjman et Édouard Vieillefond.

- Pour la période du 22 juillet au 31 décembre 2008 : les Administrateurs représentants de l'État n'ont perçu, personnellement, aucune rémunération (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de leur mandat, étant précisé que le montant des jetons de présence (204 016 euros) correspondant à leurs mandats est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

Il s'agit de : Jean-Paul Bailly, Pierre-Franck Chevet, Pierre Graff, Xavier Musca, Jean-Cyril Spinetta, Édouard Vieillefond, y compris Claude Mandil qui a démissionné de ses fonctions au cours de l'exercice 2008.

15.1.5.2 Les Administrateurs 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.

Pour la période du 1^{er} janvier au 22 juillet 2008 :

- le Conseil d'Administration du 26 février 2008 de Gaz de France a décidé, sous réserve de l'approbation du montant annuel de l'enveloppe globale des jetons de présence par l'Assemblée Générale, d'attribuer 2 300 euros par séance du

Conseil d'Administration et par séance de présidence de Comités, et 1 400 euros par séance de Comité. Jean-François Cirelli, en sa qualité de Président-Directeur Général de Gaz de France, n'a perçu aucun jeton de présence. **L'Assemblée Générale mixte des actionnaires du 16 juillet 2008 de Gaz de France a fixé le montant global de l'enveloppe des jetons de présence à répartir à 1,4 million d'euros par an**, et ce, à compter de l'exercice 2008 et pour chacun des exercices suivants jusqu'à l'intervention d'une nouvelle décision de l'Assemblée Générale. Ce montant global est à répartir selon des critères d'attribution fixés par la décision du Conseil d'Administration susmentionnée ;

- l'Assemblée Générale du 26 avril 2002 de SUEZ avait fixé le montant global de l'enveloppe des jetons de présence à 800 000 euros par an pour l'exercice 2002 et pour chacun des exercices suivants jusqu'à l'intervention d'une nouvelle décision. Le Conseil d'Administration du 27 avril 2004 de SUEZ, sur proposition du Comité des Rémunérations, avait réparti entre ses membres les jetons de présence, selon les règles figurant au tableau ci-après. Il est précisé que Gérard Mestrallet, en sa qualité de Président-Directeur Général de SUEZ, et Jean-Jacques Salane, en sa qualité de salarié, n'ont perçu aucun jeton de présence.

Pour la période du 22 juillet au 31 décembre 2008 :

- le Conseil d'Administration du 29 août 2008 de GDF SUEZ, sur proposition du Comité des Rémunérations, a arrêté les règles de répartition de l'enveloppe annuelle fixée par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 de Gaz de France d'un montant de 1,4 million d'euros, selon un système de distribution individuelle des jetons de présence, alliant une part fixe à une part variable 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, n'ont perçu aucun jeton de présence.

RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES

15.1 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES VERSÉS

A. Répartition des jetons de présence parmi les mandataires sociaux désignés par l'Assemblée Générale (pour la période du 1^{er} janvier au 22 juillet 2008)

Gaz de France

Administrateur	2 300 euros par séance
Président de Comité	2 300 euros par séance
Membre de Comité	1 400 euros par séance

SUEZ

Administrateur

• Part fixe	35 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 500 euros par séance

Président de Comité (autre que le Comité d'Audit)

• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président

Membre de Comité (autre que le Comité d'Audit)

• Part fixe	7 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

Président du Comité d'Audit

• Part fixe	25 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	Néant dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président

Membre du Comité d'Audit

• Part fixe	10 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	1 000 euros par séance

B. Répartition des jetons de présence parmi les mandataires sociaux désignés par l'Assemblée Générale (pour la période du 22 juillet au 31 décembre 2008)

GDF SUEZ

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

GDF SUEZ

Comité d'Audit

Président :

- Part fixe 25 000 euros par an
- Part variable liée à la présence Néant dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président

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 dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président

Membre du Comité :

- Part fixe 7 000 euros par an
- Part variable liée à la présence 1 000 euros par séance

Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement durable

Président :

- Part fixe 15 000 euros par an
- Part variable liée à la présence Néant dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président

Membre du Comité :

- Part fixe 7 000 euros par an
- Part variable liée à la présence 1 000 euros par séance

Comité des Rémunérations

Président :

- Part fixe 15 000 euros par an
- Part variable liée à la présence Néant dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président

Membre du Comité :

- Part fixe 7 000 euros par an
- Part variable liée à la présence 1 000 euros par séance

Comité des Nominations

Président :

- Part fixe 15 000 euros par an
- Part variable liée à la présence Néant dans la mesure où le Conseil considère qu'un Comité du Conseil ne peut se tenir sans la présence de son Président

Membre du Comité :

- Part fixe 7 000 euros par an
- Part variable liée à la présence 1 000 euros par séance

Sur ces bases, il sera versé, au titre de l'exercice 2008, aux mandataires sociaux non dirigeants les jetons de présence figurant au tableau ci-après, étant précisé qu'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.

RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES

15.1 RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES VERSÉS

C. Jetons de présence versés aux mandataires sociaux non dirigeants désignés par l'Assemblée Générale

(En euros)	Exercice 2008 ^(a)		Exercice 2007
	du 22 juillet au 31 décembre	du 1er janvier au 22 juillet	du 1 ^{er} janvier au 31 décembre
Gaz de France			
Jean-Louis Beffa	N/A	23 000	14 000
Aldo Cardoso	N/A	42 400	54 250
Guy Dollé	N/A	18 400 ^(b)	18 000 ^(a)
Philippe Lemoine	N/A	22 100	28 000
Peter Lehmann	N/A	34 500 ^(b)	31 250 ^(a)
TOTAL	N/A	140 400	145 500
SUEZ			
Albert Frère	N/A	23 500 ^(b)	44 000 ^(b)
Edmond Alphandéry	N/A	30 500	59 500
René Carron	N/A	36 500	66 000
Gérard Cromme	N/A	N/A	22 500 ^(b)
Étienne Davignon	N/A	36 500 ^(b)	69 000 ^{(b) (c)}
Paul Desmarais Jr.	N/A	25 000 ^(b)	51 500 ^(b)
Richard Goblet d'Alviella	N/A	32 000 ^(b)	60 500 ^{(b) (c)}
Jacques Lagarde	N/A	37 500 ^(b)	70 500 ^(b)
Anne Lauvergeon	N/A	33 500	63 500
Jean Peyrelevade	N/A	23 500	45 500
Thierry de Rudder	N/A	23 500 ^(b)	45 500 ^{(b) (c)}
Lord Simon of Highbury	N/A	31 000 ^(b)	60 500 ^(b)
TOTAL	N/A	333 000	658 500
GDF SUEZ			
Albert Frère	27 784 ^(b)	N/A	N/A
Edmond Alphandéry	37 855	N/A	N/A
Jean-Louis Beffa	39 784	N/A	N/A
Aldo Cardoso	42 855	N/A	N/A
René Carron	28 713	N/A	N/A
Étienne Davignon	36 784 ^{(b) (d)}	N/A	N/A
Paul Desmarais Jr.	32 213 ^(b)	N/A	N/A
Jacques Lagarde	52 855 ^(b)	N/A	N/A
Anne Lauvergeon	39 784	N/A	N/A
Thierry de Rudder	47 284 ^{(b) (d)}	N/A	N/A
Lord Simon of Highbury	37 855 ^(b)	N/A	N/A
Richard Goblet d'Alviella (Censeur)	20 284 ^{(b) (d)}	N/A	N/A
Philippe Lemoine (Censeur)	20 284	N/A	N/A
TOTAL	464 334	N/A	N/A

(a) Les jetons de présence dus au titre de l'exercice 2008 (pour la période du 22 juillet au 31 décembre 2008) ont été versés en 2009.

(b) Avant déduction de la retenue à la source de 25 % qui frappe les jetons de présence versés aux Administrateurs résidant hors de France.

(c) Étienne Davignon, Richard Goblet et Thierry de Rudder ont respectivement reçu, au cours de l'exercice 2007, 134 129 euros, 89 419,44 euros et 89 419,44 euros bruts pour leur participation au Conseil d'Administration et au Comité d'Audit de SUEZ-TRACTEBEL.

(d) Étienne Davignon, Richard Goblet et Thierry de Rudder ont respectivement reçu, au cours de l'exercice 2008, 144 461,48 euros, 96 307,65 euros et 96 307,65 euros bruts pour leur participation au Conseil d'Administration et au Comité d'Audit de SUEZ-TRACTEBEL.

15.1.5.3 Les Administrateurs représentants des salariés

- **Pour la période du 1^{er} janvier au 22 juillet 2008** : les Administrateurs en fonction au sein du Conseil d'Administration de Gaz de France jusqu'à la date de la fusion entre Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, 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 : Anne-Marie Mourer, Olivier Barrault, Bernard Calbrix, Jean-François Le Jeune et Yves Ledoux.

- **Pour la période du 22 juillet au 31 décembre 2008** : en raison de la caducité des mandats des Administrateurs représentants des salariés nommés en vertu de la loi du 26 juillet 1983 par l'effet du transfert de la majorité du capital de la société dans le secteur privé, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ ne comptait, durant cette période, aucun Administrateur représentant des salariés et salariés actionnaires dans l'attente de leur élection conformément aux dispositions des articles L. 225-28 et L. 225-23 du code de commerce et des articles 13.3 1) et 13.3 2) des statuts.

15.1.6 AUTRES RÉMUNÉRATIONS VERSÉES AUX MANDATAIRES SOCIAUX NON DIRIGEANTS

Néant.

15.1.7 DISPONIBILITÉ DES ACTIONS ISSUES DE LEVÉES DE STOCK-OPTIONS ET DE VENTES D'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 mandataires sociaux.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif doit être mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions un certain pourcentage, que le Conseil d'Administration détermine, des options exercées, l'objectif étant qu'au bout d'un certain temps, les 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 SUEZ 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 de réinvestir une partie des plus-values des stock-options tombait.

Ce dispositif a été reconduit par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ pour l'ensemble des membres du Comité Exécutif de GDF SUEZ.

15.1.8 DISPOSITIF DE GESTION PROGRAMMÉE DES STOCK-OPTIONS

Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, lors de sa séance du 12 novembre 2008, a décidé de poursuivre le dispositif de gestion programmée des stock-options accordées aux dirigeants de l'ex-Groupe SUEZ. 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 douze mois. À 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 quinze 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 le Président-Directeur Général, le Vice-Président, Directeur Général Délégué et les Directeurs Généraux Adjointes (Gérard Mestrallet ; Jean-François Cirelli ; Yves Colliou ; Jean-Marie Dauger ; Jean-Pierre Hansen ; Gérard Lamarche) et facultatif pour les autres membres du Comité Exécutif.

Gérard Mestrallet, Jean-Pierre Hansen et Gérard Lamarche ont conclu chacun un mandat irrévocable de levée programmée de leurs options et de cession simultanée des actions issues de ces levées avec un établissement bancaire au début du mois de décembre 2007, qui a poursuivi ses effets dans le cadre d'une deuxième instruction annuelle.

Les instructions de cession annexées à ces mandats concernent le plan 2003 pour Gérard Mestrallet, et le plan 2004 pour Jean-Pierre Hansen et Gérard Lamarche. Elles prévoient, en ce qui concerne Gérard Mestrallet, un exercice d'options du plan 2003 lors des troisième et quatrième trimestres 2008 et du premier trimestre 2009 à un cours minimal, cet exercice étant reportable sur les trimestres

suivants si les conditions d'exercice ne sont pas réunies ou si le prix minimal n'est pas atteint. S'agissant de Jean-Pierre Hansen et de Gérard Lamarche, l'instruction de cession qu'ils ont donnée à leur mandataire couvre le plan 2004 et portait sur une exécution à réaliser exclusivement avant la fin de l'année 2008.

Le mandataire de Gérard Mestrallet a exercé les options et cédé les actions programmées pour le troisième trimestre 2008. La communication à l'AMF, conformément aux articles 621.18.2 du code monétaire et financier et les articles 223-22 et 223-23 du Règlement Général de l'AMF a été faite.

À l'inverse, il n'a pas pu exercer les options programmées pour le quatrième trimestre 2008 et le premier trimestre 2009, le prix minimal stipulé dans l'instruction annuelle n'ayant pas été atteint.

Les mandataires de Jean-Pierre Hansen et Gérard Lamarche n'ont pas pu exercer les options programmées pour le quatrième trimestre 2008, reportées au premier trimestre 2009, le prix minimal stipulé dans l'instruction annuelle n'ayant pas été atteint.

Jean-François Cirelli, Yves Colliou et Jean-Marie Dauger n'ont pas encore conclu de mandats, leurs options n'étant exerçables qu'à compter de novembre 2012.

15.2 INFORMATION SUR LES STOCK-OPTIONS ET LES ACTIONS GRATUITES DITES ACTIONS DE PERFORMANCE

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de Gaz de France du 16 juillet 2008 a décidé, dans ses vingt et unième et vingt-deuxième résolutions, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de, respectivement, procéder à des attributions gratuites d'actions et consentir des options de souscription et d'achat 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. Le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, en vertu des pouvoirs ainsi conférés, a décidé de mettre en œuvre, le 12 novembre 2008, un plan d'options d'achat d'actions et un plan d'attribution d'actions gratuites dites Actions de Performance, dont les détails figurent ci-

après. Il convient de souligner que ces plans ne concernent pas les salariés et mandataires sociaux des sociétés régulées.

Il est précisé que les plans d'options de souscription d'actions et les plans d'attribution gratuite d'actions consentis antérieurement par SUEZ 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, dans ses quatrième et cinquième résolutions.

15.2.1 PLAN D'OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS DU 12 NOVEMBRE 2008

En vertu des vingt et unième et vingt-deuxième résolutions de l'Assemblée Générale Mixte de Gaz de France du 16 juillet 2008, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, dans sa séance du 12 novembre 2008, a approuvé la décision d'accorder un plan d'attribution d'options d'achat d'actions et d'actions gratuites, dites Actions de Performance. Le Conseil d'Administration a fixé le prix d'exercice des stock-options à 32,74 euros.

Au total, l'attribution d'options d'achat d'actions a concerné 3 753 personnes pour un nombre total de 7 645 990 titres sous option d'achat.

Ce plan d'options d'achat d'actions de GDF SUEZ a pour objectif principal d'associer les cadres dirigeants et cadres supérieurs, ainsi que des cadres à haut potentiel, au développement futur

de l'Entreprise et à la création de valeur pour l'actionnaire. L'attribution d'options d'achat d'actions est aussi un facteur de fidélisation prenant en compte, outre la contribution aux orientations stratégiques, l'adhésion aux valeurs du Groupe. Pour ce premier plan depuis la fusion, la Direction Générale a souhaité viser un périmètre large de bénéficiaires.

Les conditions d'attribution d'options, ainsi que la liste des bénéficiaires, ont été arrêtées par le Conseil d'Administration conformément à l'autorisation de l'Assemblée Générale.

Le Conseil d'Administration a décidé de réduire le nombre d'options proposé pour les remplacer partiellement par une attribution gratuite d'Actions de Performance GDF SUEZ (se reporter à la section ci-après) ; cette attribution d'Actions de Performance concerne également une population non concernée par les stock-options.

Pour les collaborateurs des sociétés américaines, un dispositif de *Stock Appreciation Rights* (SAR) est proposé (versement en espèces d'un montant égal au gain d'une levée d'option avec vente immédiate).

Afin d'assurer une bonne gouvernance tenant compte de leurs spécificités, le personnel et les mandataires sociaux des sociétés de la Branche Infrastructures de GDF SUEZ ne bénéficient pas d'une attribution discrétionnaire de stock-options et/ou d'Actions de Performance. Un plan de bonus différé, modélisé sur le fonctionnement des plans de stock-options et d'Actions de Performance, et à coût comparable pour le Groupe, a été mis en œuvre (environ 1 540 personnes).

Par ailleurs, la levée d'une partie des options est soumise à conditions pour les cadres dirigeants (dispositif conditionnel) et pour les membres du Comité Exécutif du Groupe (dispositif renforcé) comme décrit ci-après, ainsi qu'un dispositif de conservation (se référer à la section 15.1.4).

Dispositif conditionnel

Pour la moitié des options d'achat consenties aux cadres dirigeants du Groupe, pour 45 % des options d'achat attribuées aux membres du Comité Exécutif du Groupe, et pour 90 % des options d'achat consenties aux deux mandataires sociaux, la levée est soumise à une condition de performance. L'exercice de ces options sera possible si le cours de l'action GDF SUEZ, durant la période allant

du 12 novembre 2012 au 11 novembre 2016, est supérieur ou égal au prix de levée de l'option après application du taux d'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities constatée sur la période du 11 novembre 2008 au 11 novembre 2012.

Dispositif renforcé

Pour les membres du Comité Exécutif du Groupe, à l'exception des deux mandataires sociaux, 10% des options d'achat qui leur sont attribuées sont soumises à une condition de performance renforcée tandis que le solde se répartit entre des options sans condition de performance et des options soumises au « dispositif conditionnel ». Pour les deux mandataires sociaux, 10% des options sont soumises au dispositif renforcé et 90%, soit l'intégralité du solde, au dispositif conditionnel. L'exercice de ces 10% des options sera possible si, le 12 novembre 2012, le cours de l'action GDF SUEZ, mesuré par la moyenne arithmétique des cours constatés durant les 20 séances de Bourse précédant cette date, est supérieur ou égal à l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du 11 novembre 2008 au 11 novembre 2012, majorée de 1% par an et appliquée aux prix de levée de l'option ; si cette condition est remplie, les options correspondantes pourront être levées. Elles seront définitivement perdues dans le cas contraire.

Dirigeants mandataires sociaux

Dans le cadre de l'attribution d'options d'achat d'actions SUEZ résultant du plan du 14 novembre 2007, le Président-Directeur Général de SUEZ, pour sa part et à sa demande, n'avait reçu aucune option d'achat d'actions SUEZ, ayant préféré, dans la perspective de la fusion envisagée avec Gaz de France, s'en remettre, le moment venu, au Comité des Rémunérations de la société fusionnée. Compte tenu de cette décision, et sur proposition de son Comité des Rémunérations, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ du 12 novembre 2008 a attribué à son Président-Directeur Général 450 000 options au titre de l'exercice 2008 et 380 000 options au titre de l'exercice 2007, et à son Vice-Président, Directeur Général Délégué 300 000 options au titre de l'exercice 2008.

Toutefois, il est précisé que Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli ont renoncé à ces options d'achat qui leur ont été consenties par le Conseil d'Administration du 12 novembre 2008.

15.2.2 PLAN D'ACTIONS DE PERFORMANCE AU 12 NOVEMBRE 2008

En vertu des vingt et unième et vingt-deuxième résolutions de l'Assemblée Générale de Gaz de France du 16 juillet 2008, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ, lors de sa séance du 12 novembre 2008, a fixé les principales caractéristiques de ce plan en se donnant en particulier deux objectifs :

- compléter, pour les bénéficiaires actuels de stock-options, le dispositif au moyen d'une substitution partielle de stock-options par des Actions de Performance ;

- attribuer des Actions de Performance à une frange de salariés non concernés par les plans de stock-options. Ceci devrait permettre, sans récurrence, de reconnaître d'autres membres du personnel et de stimuler leur implication dans l'entreprise et le Groupe GDF SUEZ.

A. Timing et conditions

Le timing et les conditions fixées par le Conseil d'Administration sont les suivants :

Plan France et Belgique

1. durée de la période d'acquisition des droits à l'attribution d'Actions de Performance GDF SUEZ : du 12 novembre 2008 au 14 mars 2011 inclus ;
2. date d'acquisition définitive des Actions de Performance sous réserve du respect des conditions proposées ci-après : 15 mars 2011.

Conditions :

1. condition de présence au 14 mars 2011, c'est-à-dire contrat de travail en vigueur avec une société du Groupe à cette date, à l'exception des cas de retraite, décès, invalidité ;
2. condition de performance établie sur l'EBITDA pour l'exercice 2010 ;
3. durée de la période obligatoire de conservation des actions (sauf décès ou invalidité) : deux ans à compter de la date d'acquisition définitive du 15 mars 2011, ce qui autorise une cession à compter du 15 mars 2013.

Plan Espagne et Italie

1. durée de la période d'acquisition des droits à l'attribution d'Actions de Performance GDF SUEZ : du 12 novembre 2008 au 14 mars 2011 inclus ;
2. date d'acquisition définitive des Actions de Performance sous réserve du respect des conditions proposées ci-après : 15 mars 2011.

Conditions :

1. condition de présence au 14 mars 2011, c'est-à-dire contrat de travail en vigueur avec une société du Groupe à cette date, à l'exception des cas de retraite, décès, invalidité ;
2. condition de performance établie sur l'EBITDA pour l'exercice 2010 ;
3. durée de la période obligatoire de conservation des Actions de Performance (sauf décès ou invalidité) : trois ans à compter de la date d'acquisition définitive du 15 mars 2011, ce qui autorise une cession à compter du 15 mars 2014.

Plan International (hors France, Belgique, Espagne et Italie)

1. durée de la période d'acquisition des droits à l'attribution d'Actions de Performance GDF SUEZ : du 12 novembre 2008 au 14 mars 2013 inclus ;
2. date d'acquisition définitive des Actions de Performance sous réserve du respect des conditions proposées ci-après : 15 mars 2013.

Conditions :

1. condition de présence au 14 mars 2013, c'est-à-dire contrat de travail en vigueur avec une société du Groupe à cette date, à l'exception des cas de retraite, décès, invalidité ;
2. condition de performance établie sur l'EBITDA pour l'exercice 2010 ;
3. pas de période obligatoire de conservation des Actions de Performance.

B. Taux d'équivalence de stock-options ou SAR en Actions de Performance

Le Conseil d'Administration lors de sa séance du 12 novembre 2008 a estimé que le taux d'équivalence d'une Action de Performance pour cinq stock-options ou SAR semblait raisonnable et acceptable pour les bénéficiaires.

C. Population visée et nombre d'actions attribuées

1. Substitution partielle de stock-options ou de SAR

Tous les bénéficiaires de stock-options ou de SAR au titre du plan du 12 novembre 2008 sont concernés par cette substitution. Le taux de substitution est différencié selon le niveau de responsabilité des bénéficiaires (traduit en nombre d'options ou des SAR).

Répartition :

- jusqu'à 5 000 stock-options ou SAR :
60% sont remplacés par des Actions de Performance ;
- de 5 001 à 8 000 stock-options ou SAR :
50% sont remplacés par des Actions de Performance ;
- de 8 001 à 20 000 stock-options ou SAR :
40% sont remplacés par des Actions de Performance ;
- au-delà de 20 000 stock-options ou SAR :
30% sont remplacés par des Actions de Performance.

Au titre de l'exercice 2008, il a été également décidé de limiter à 6 000 Actions de Performance le nombre d'actions maximales attribuable par personne, cette limitation concernant tous les salariés du Groupe y compris les membres du Comité Exécutif.

2. Autres bénéficiaires

Le Conseil d'Administration du 12 novembre 2008 a pris la décision d'attribuer des Actions de Performance à d'autres personnes que les attributaires de stock-options. 427 930 Actions de Performance sont attribuées à 4 059 salariés dans le cadre de ce dispositif. La quantité attribuée s'est inscrite à l'intérieur d'une fourchette allant de 50 à 150 Actions de Performance par personne.

Au total, la politique de distribution d'Actions de Performance a concerné 7 983 personnes pour un nombre global de 1 812 548 titres. En ce qui concerne les membres du Comité Exécutif, conformément à la règle de limitation du nombre maximal

d'actions attribuable par personne, le Conseil d'Administration a consenti 6 000 Actions de Performance à chacun d'entre eux au titre de l'exercice 2008.

3. Dirigeants mandataires sociaux

Dans le cadre de l'attribution d'Actions de Performance SUEZ résultant du plan du 14 novembre 2007, le Président-Directeur Général de SUEZ, pour sa part et à sa demande, n'avait reçu aucune Action de Performance SUEZ, ayant préféré, dans la perspective de la fusion envisagée avec Gaz de France, s'en remettre, le moment

venu, au Comité des Rémunérations de la société fusionnée. Compte tenu de cette décision, et sur proposition de son Comité des Rémunérations, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ du 12 novembre 2008 a attribué à son Président-Directeur Général 6 000 Actions de Performance au titre de l'exercice 2008 et 3 000 Actions de Performance au titre de l'exercice 2007, et à son Vice-Président, Directeur Général Délégué 6 000 Actions de Performance au titre de l'exercice 2008.

15.2.3 PLAN D'ACTIONS DE PERFORMANCE DU 1^{ER} JUIN 2008 (SITA UK) – CONSENTI PAR SUEZ (SOCIÉTÉ ABSORBÉE) ET REPRIS PAR GDF SUEZ

Comme tous les plans en vigueur mis en œuvre par SUEZ, le plan suivant a été repris par GDF SUEZ dans le cadre des engagements pris par Gaz de France au titre de la fusion-absorption de SUEZ par décision de l'Assemblée Générale Mixte de Gaz de France du 16 juillet 2008 :

L'Assemblée Générale Mixte du 4 mai 2007 de SUEZ, dans sa quatorzième résolution, avait autorisé le Conseil d'Administration à procéder à l'attribution gratuite d'actions SUEZ, dites Actions de Performance, pour une période de 38 mois, limitée à 1% du capital social (en nombre d'actions) et à imputer sur l'enveloppe de 3% du capital social de l'autorisation d'attribution des options de souscription et d'achat d'actions donnée par la même assemblée dans sa treizième résolution.

Dans l'optique de fidéliser un nombre limité de salariés du Groupe travaillant au sein de SITA UK, et considérés à risque dans un marché exceptionnellement tendu, le Conseil d'Administration de SUEZ, lors de sa séance du 6 mai 2008, avait décidé l'attribution d'Actions de Performance, existantes ou à émettre, pour un nombre total de 24 740 titres, à 32 bénéficiaires.

Les principales caractéristiques de ce plan sont :

1. durée de la période d'acquisition des droits à l'attribution d'Actions de Performance SUEZ : du 1^{er} juin 2008 au 31 mai 2012 ;
2. date d'acquisition définitive des Actions de Performance sous réserve du respect des conditions proposées ci-après : 1^{er} juin 2012.

Conditions :

1. condition de présence au 31 mai 2012, c'est-à-dire contrat de travail en vigueur avec une société du Groupe à cette date, à l'exception des cas de retraite, décès, invalidité ;
2. pour la moitié des Actions de Performance, une condition établie sur l'EBITDA du Groupe pour l'exercice 2009 ; pour l'autre moitié, une condition établie sur l'EBITDA et le Capex de SITA UK des exercices 2008 à 2011 inclus ;
3. pas de période obligatoire de conservation des Actions de Performance.

15.2.4 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D'ACTIONS CONSENTIES AUX DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX

A. Options de souscription ou d'achat d'actions Gaz de France consenties par la société Gaz de France et par toutes les sociétés du Groupe Gaz de France durant l'exercice 2008 aux dirigeants mandataires sociaux

N/A.

B. Options de souscription ou d'achat d'actions SUEZ consenties par la société SUEZ et par toutes les sociétés du Groupe SUEZ durant l'exercice 2008 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

C. 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 2008 aux dirigeants mandataires sociaux

	Plan	Nombre d'options* attribuées	Valorisation des options selon la méthode retenue pour les comptes consolidés	Prix d'exercice	Période d'exercice
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	12/11/2008	0**	N/A	N/A	du 12/11/2012 au 11/11/2016
TOTAL					
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	12/11/2008	0**	N/A	N/A	du 12/11/2012 au 11/11/2016
TOTAL		0	N/A		

* Options d'achat d'actions.

** Gérard Mestrallet et Jean-François Cirelli ont renoncé aux options d'achat d'actions qui leur ont été consenties par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ du 12 novembre 2008.

Il est rappelé en outre que, dans le cadre de l'attribution d'options de souscription d'actions SUEZ prévue par le plan du 14 novembre 2007, Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général de SUEZ, à sa demande, n'avait reçu ni options ni Actions de Performance (se référer à la section 15.2.1 ci-dessus).

15.2.5 OPTIONS DE SOUSCRIPTIONS OU D'ACHAT D'ACTIONS LEVÉES PAR LES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX

A. Options de souscription ou d'achat d'actions Gaz de France levées durant l'exercice 2008 par les dirigeants mandataires sociaux de Gaz de France

N/A.

B. Options de souscription ou d'achat d'actions SUEZ levées durant l'exercice 2008 par les dirigeants mandataires sociaux de SUEZ

	Plan	Nombre d'options levées durant l'exercice	Prix d'exercice (en euros)
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	28/11/2000 *	200 000	34,39
TOTAL		200 000	

* Options de souscription d'actions.

C. Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ levées durant l'exercice 2008 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>	19/11/2003 *	166 703	12,39
TOTAL		166 703	
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	N/A	N/A	N/A
TOTAL		0	

* Options de souscription d'actions.

15.2.6 ACTIONS DE PERFORMANCE ATTRIBUÉES À CHAQUE MANDATAIRE SOCIAL

A. Actions de Performance Gaz de France attribuées par la société Gaz de France et par toutes les sociétés du Groupe Gaz de France durant l'exercice 2008 à chaque mandataire social de Gaz de France

	Plan	Nombre d'actions attribuées	Valorisation des actions selon la méthode retenue pour les comptes consolidés (en euros)	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Conditions de performance
Jean-François Cirelli <i>Président-Directeur Général</i>	28/05/2008	30	1 209	28/05/2010	(a)	(b)
TOTAL		30	1 209			
Yves Colliou <i>Directeur Général Délégué</i>	28/05/2008	30	1 209	28/05/2010	(a)	(b)
TOTAL		30	1 209			
Jean-Marie Dauger <i>Directeur Général Délégué</i>	28/05/2008	30	1 209	28/05/2010	(a)	(b)
TOTAL		30	1 209			

(a) En vertu de l'article L. 225-197-1 du code de commerce, les actions de Jean-François Cirelli, Yves Colliou et Jean-Marie Dauger ne sont pas cessibles avant la cessation de leurs fonctions de mandataires sociaux, conformément à la décision du Conseil d'Administration du 28 mai 2008 de Gaz de France.

(b) Condition de performance : sur les trente actions attribuées, les quinze dernières sont conditionnées par la croissance de l'EBO organique de 5% en moyenne sur les années 2008 et 2009.

B. Actions de Performance SUEZ attribuées par la société SUEZ et par toutes les sociétés du Groupe SUEZ durant l'exercice 2008 à chaque mandataire social de SUEZ

Néant.

C. Actions de Performance GDF SUEZ attribuées par la société GDF SUEZ et par toutes les sociétés du Groupe GDF SUEZ durant l'exercice 2008 à chaque mandataire social de GDF SUEZ

	Plan	Nombre d'actions attribuées	Valorisation des actions selon la méthode retenue pour les comptes consolidés ^(a) (en euros)	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Conditions de performance
Gérard Mestrallet <i>Président-Directeur Général</i>	12/11/2008	9 000 ^(a)	256 140	15/03/2011	15/03/2013	^(b)
TOTAL		9 000	256 140			
Jean-François Cirelli <i>Vice-Président, Directeur Général Délégué</i>	12/11/2008	6 000	170 760	15/03/2011	15/03/2013	^(b)
TOTAL		6 000	170 760			

(a) Dans le cadre de l'attribution d'options de souscription d'actions SUEZ prévue par le plan du 14 novembre 2007, le Président-Directeur Général de SUEZ, à sa demande, n'avait reçu ni stock-options ni Actions de Performance, ayant préféré, dans la perspective de la fusion avec Gaz de France, s'en remettre au Comité des Rémunérations de la société fusionnée. Compte tenu de cette décision, et sur proposition de son Comité des Rémunérations, le Conseil d'Administration de GDF SUEZ du 12 novembre 2008 a attribué à son Président-Directeur Général 6 000 Actions de Performance au titre de l'exercice 2008 et 3 000 Actions de Performance au titre de l'exercice 2007 (se référer à la section 15.2.2 ci-dessus).

(b) Conditions de performance : se référer aux détails du plan d'Actions de Performance du 12 novembre 2008 décrit ci-dessus en section 15.2.2 du présent Document de Référence.

15.2.7 ACTIONS DE PERFORMANCE DISPONIBLES POUR CHAQUE MANDATAIRE SOCIAL

A. Actions gratuites Gaz de France devenues disponibles pour chaque mandataire social de Gaz de France durant l'exercice 2008

N/A.

B. Actions de Performance SUEZ devenues disponibles pour chaque mandataire social de SUEZ durant l'exercice 2008

N/A.

C. Actions de Performance GDF SUEZ devenues disponibles pour chaque mandataire social de GDF SUEZ durant l'exercice 2008

N/A.

15.2.8 HISTORIQUES DES ATTRIBUTIONS D’OPTIONS DE SOUSCRIPTION
OU D’ACHAT D’ACTIONS

A. Historique des attributions d’options de souscription ou d’achat d’actions (plans Gaz de France)

Néant.

B. Historique des attributions d’options de souscription ou d’achat d’actions (plans SUEZ)

Options d'achat d'actions SUEZ	Plan du 31/01/2000
Date de l'AG d'autorisation	11/06/1998
Nombre total au 31/12/2007 d'actions pouvant être achetées	92 216
Nombre total d'actions pouvant être achetées par les mandataires sociaux ⁽¹⁾	31 762
Point de départ d'exercice des options ⁽²⁾	31/01/2005
Date d'expiration	31/01/2008
Modalités d'exercice	Pas de modalité particulière
Prix d'achat avant fusion (en euros)	28,46
Levées du 01/01/2008 au 31/01/2008	92 216
Annulées du 01/01/2008 au 31/01/2008	0
Plan caduque au 31 janvier 2008	

(1) Étienne Davignon.

(2) Les options peuvent également être exercées d'une manière anticipée en cas de départ à la retraite ou de décès.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A

C. Historique des attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions en vigueur

● OPTIONS DE SOUSCRIPTION D'ACTIONS GDF SUEZ

	Plan du 28/11/2000	Plan du 21/12/2000	Plan du 28/11/2001	Plan du 20/11/2002	Plan du 19/11/2003	Plan du 17/11/2004	Plan du 09/12/2005	Plan du 17/01/2007	Plan du 14/11/2007
Date de l'AG d'autorisation	05/05/2000	05/05/2000	04/05/2001	04/05/2001	04/05/2001	27/04/2004	27/04/2004	27/04/2004	04/05/2007
Nombre total au 31/12/2007 d'actions pouvant être souscrites	3 502 590	1 159 433	6 105 971	2 448 213	3 141 286	8 507 717	6 399 125	5 653 783	4 373 050
Nombre total au 31/12/2007 d'actions pouvant être souscrites par les mandataires sociaux ⁽¹⁾	317 622	0	529 458	0	270 000	390 599	385 000	380 000	0
Point de départ d'exercice des options ⁽²⁾	28/11/2004	21/12/2004	28/11/2005	20/11/2006	19/11/2007	17/11/2008	09/12/2009	17/01/2011	14/11/2011
Date d'expiration	28/11/2010	20/12/2010	28/11/2011	19/11/2012	18/11/2011	16/11/2012	08/12/2013	16/01/2015	13/11/2015
Modalités d'exercice	Pas de modalités particulières pour ces plans					⁽³⁾	⁽⁴⁾	⁽⁵⁾	⁽⁶⁾
Prix de souscription avant fusion (en euros)	34,39	35,74	32,59	16,69	13,16	17,88	24,20	38,89	44,37
Levées du 01/01/2008 au 21/07/2008	569 981	53 357	432 030	301 879	535 754	2 030	2 400	1 000	0
Annulées du 01/01/2008 au 21/07/2008	20 916	80 449	167 494	72 460	65 777	133 306	98 925	84 197	21 270
Solde au 21/07/2008	2 911 693	1 025 627	5 506 447	2 073 874	2 539 755	8 372 381	6 297 800	5 568 586	4 351 780
Solde au 22/07/2008 ajusté pour la fusion ⁽⁸⁾	3 092 541	1 089 091	5 847 033	2 202 944	2 697 296	8 892 824	6 689 902	5 914 003	4 622 878
Prix de souscription ajusté pour la fusion (en euros)	32,38	33,66	30,70	15,71	12,39	16,84	22,79	36,62	41,78
Levées du 22/07/2008 au 31/12/2008	15 858	27 671	77 090	112 657	392 600	1 479 442	5 822	0	0
Annulées du 22/07/2008 au 31/12/2008	1 126	0	1 126	2 813	0	4 043	16 993	9 943	6 040
Solde au 31/12/2008	3 075 557	1 061 420	5 768 817	2 087 474	2 304 696	7 409 339	6 667 087	5 904 060	4 616 838

(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, toutes les options étaient sous une condition de performance, cette condition était réussie en novembre 2003.

(4) 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.

(5) 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 seront testées en décembre 2009.

(6) 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 seront testées en janvier 2011.

(7) 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 seront testées en novembre 2011.

(8) Les options ont été ajustées lors de la fusion en conformité avec les dispositions légales et les modalités approuvées par les actionnaires lors des assemblées générales de fusion du 16 juillet 2008 (se référer au prospectus de fusion).

● OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS GDF SUEZ

	Plan du 12/11/2008
Date de l'AG d'autorisation	16/07/2008
Point de départ d'exercice des options ⁽¹⁾	12/11/2012
Date d'expiration	11/11/2012
Nombre total d'actions pouvant être achetées	7 645 990
Nombre total d'actions pouvant être achetées par les mandataires sociaux	
• Gérard Mestrallet	0 ⁽²⁾
• Jean-François Cirelli	0 ⁽²⁾
Modalités d'exercice	⁽³⁾
Prix d'achat (en euros)	32,74
Levées du 12/11/2008 au 31/12/2008	0
Annulées du 22/07/2008 au 31/12/2008	0
Solde au 31/12/2008	7 645 990

(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 aux options qui leur ont été consenties par le Conseil d'Administration de GDF SUEZ du 12 novembre 2008 (se référer à la section 15.2.1 ci-dessus).

(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 ». Ces conditions seront testées en novembre 2012.

15.2.9 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D'ACTIONS CONSENTIES AUX DIX SALARIÉS NON MANDATAIRES SOCIAUX LES PLUS DOTÉS

A. Options de souscription ou d'achat d'actions consenties durant l'exercice 2008 par la société Gaz de France et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des options Gaz de France, aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

N/A.

B. Options de souscription ou d'achat d'actions consenties durant l'exercice 2008 par la société SUEZ et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des options SUEZ, aux dix salariés non mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Néant.

C. Options de souscription ou d'achat d'actions consenties* durant l'exercice 2008 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

Nombre total d'options attribuées	Prix d'exercice	Plan	Date d'échéance
1 175 000	32,74	12/11/2008 **	11/11/2016

* Options consenties après la distribution de SUEZ Environnement Company et après la fusion entre SUEZ et Gaz de France le 22 juillet 2008.

** Options d'achat d'actions.

15.2.10 OPTIONS DE SOUSCRIPTION OU D'ACHAT D'ACTIONS LEVÉES PAR LES DIX SALARIÉS NON MANDATAIRES SOCIAUX

A. Options de souscription ou d'achat d'actions Gaz de France levées durant l'exercice 2008 par les dix salariés non mandataires sociaux de Gaz de France, dont le nombre d'options achetées ou souscrites est le plus élevé

N/A.

B. Options de souscription ou d'achat d'actions SUEZ levées* durant l'exercice 2008 par les dix salariés non mandataires sociaux de SUEZ, dont le nombre d'options achetées ou souscrites est le plus élevé

Nombre total d'options levées	Prix moyen pondéré (en euros)	Plans
31 762	28,46	31/01/2000 **
125 464	34,39	28/11/2000 **
15 882	35,74	21/12/2000 **
64 599	32,59	28/11/2001 **
143 787	16,69	20/11/2002 **
67 219	13,16	19/11/2003 **

* Options levées après la distribution de SUEZ Environnement Company et après la fusion entre SUEZ et Gaz de France le 22 juillet 2008.

** Options de souscription d'actions.

C. Options de souscription ou d'achat d'actions GDF SUEZ levées* durant l'exercice 2008 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
1 688	30,70	28/11/2001 *
1 520	15,71	20/11/2002 *
55 364	12,39	19/11/2003 *
311 656	16,84	17/11/2004 *

* Options de souscription d'actions.

15.3 RÉCAPITULATIF DES OPÉRATIONS DÉCLARÉES PAR LES DIRIGEANTS ET LES MANDATAIRES SOCIAUX DURANT L'ANNÉE 2008

Actions Gaz de France

N/A.

Actions SUEZ

	Date de la transaction	Type de la transaction	Quantité	Prix (en euros)
Personne morale liée à Albert Frère, Paul Desmarais Jr. et Thierry de Rudder au sens de l'article L. 621-18.2 du code monétaire et financier	14/01/2008	achat	750 000	45,38
Personne morale liée à Albert Frère au sens de l'article L. 621-18.2 du code monétaire et financier	18/06/2008	cession	55 000	44,56
	18/06/2008	cession	110 000	44,56
Richard Goblet d'Alviella	18/07/2008	achat	200	42,48

Actions GDF SUEZ

	Date de la transaction	Type de la transaction	Quantité	Prix (en euros)
René Carron	05/12/2008	prêt	3 360	-

Stock-options Gaz de France

N/A.

Stock-options SUEZ

	Date de la transaction	Type de transaction	Plan concerné	Nombre de stock-options exercées	Prix d'exercice (en euros)	Prix net de cession (en euros)
Étienne Davignon	03/01/2008	Levée/vente	31/01/2000 *	24 146	28,46	46,88
	04/01/2008	Levée	31/01/2000 *	7 616	28,46	-
Gérard Mestrallet	02/01/2008	Levée/vente	28/11/2000 **	100 000 ***	34,39	41,90
	01/04/2008	Levée/vente	28/11/2000 **	100 000 ***	34,39	40,00

* Options d'achat d'actions.

** Options de souscription d'actions.

*** Options exercées par l'intermédiaire d'un mandataire professionnel indépendant 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 15.1.8 ci-dessus).

Stock-options GDF SUEZ

	Date de la transaction	Type de transaction	Plan concerné	Nombre de stock-options exercées	Prix d'exercice (en euros)	Prix net de cession (en euros)
Gérard Mestrallet	03/09/2008	Levée/vente	19/11/2003 **	86 703***	12,39	39,25
	03/10/2008	Levée/vente	19/11/2003 **	80 000***	12,39	34,74

* Options d'achat d'actions.

** Options de souscription d'actions.

*** Options exercées par l'intermédiaire d'un mandataire professionnel indépendant 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 15.1.8 ci-dessus).

15.4 NOMBRE D'ACTIONS ET STOCK-OPTIONS DE GDF SUEZ DÉTENUES PAR LES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE GDF SUEZ EN EXERCICE AU 31 DÉCEMBRE 2008

	Nombre d'actions	Nombre de stock-options
Gérard Mestrallet	42 649	2 034 302
Jean-François Cirelli	4 044	0
Albert Frère	1 911	-
Edmond Alphandéry	2 142	-
Jean-Paul Bailly	0	-
Jean-Louis Beffa	4 096	-
Aldo Cardoso	1 000	-
René Carron	3 360	-
Pierre-Franck Chevet	0	-
Étienne Davignon	10 605	33 728
Paul Desmarais Jr.	2 121	-
Pierre Graff	0	-
Jacques Lagarde	6 664	-
Anne Lauvergeon	3 255	-
Xavier Musca	0	-
Thierry de Rudder	2 121	-
Lord Simon of Highbury	1 911	-
Jean-Cyril Spinetta	0	-
Édouard Vieillefond	0	-

15.5 PRÊTS ET GARANTIES ACCORDÉS OU CONSTITUÉS EN FAVEUR DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION OU DE DIRECTION

Néant.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
A