

Etude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2020



**Etude prospective
concernant la sécurité
d'approvisionnement
en gaz naturel
à l'horizon 2020**



Service public fédéral Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie
Rue du Progrès 50
1210 BRUXELLES
N° d'entreprise : 0314.595.348
<http://economie.fgov.be>

tél. 02 277 51 11

Pour les appels en provenance de l'étranger :
tél. + 32 2 277 51 11

Editeur responsable : Regis MASSANT
Président a.i. du Comité de direction
Rue du Progrès 50
1210 BRUXELLES

Dépôt légal : D/2011/2295/53

Texte terminé en juillet 2011.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

REMERCIEMENTS

Nous remercions toutes les personnes qui ont contribué à l'élaboration de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.

Nous remercions particulièrement les organisations suivantes, dont les représentants nous ont accompagnés tout au long du processus d'élaboration, en nous offrant des conseils, voire des contributions textuelles :

- la Banque nationale de Belgique ;
- la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz ;
- Fluxys.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	3
TABLE DES MATIÈRES	5
LISTE DES TABLEAUX	11
LISTE DES GRAPHIQUES	13
LISTE DES SCHÉMAS	17
LISTE DES PHOTOS	19
AVANT-PROPOS	21
INTRODUCTION	23
1. CONTEXTE DE L'ÉTUDE PROSPECTIVE CONCERNANT LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL	25
1.1. Institutions de la Belgique	25
1.1.1. Structure de l'Etat	25
1.1.2. Compétences des composantes de l'Etat	25
1.1.3. Répartition des compétences en matière d'énergie	26
1.2. Libéralisation du marché du gaz naturel	26
1.2.1. Libéralisation du marché européen de l'énergie	27
1.2.2. Libéralisation du marché du gaz naturel en Belgique	30
1.3. Éléments de politique énergétique	38
1.3.1. Sortie du nucléaire	38
1.3.2. Promotion des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération	40
1.3.3. Amélioration de l'efficacité énergétique	45
1.4. Éléments de la politique environnementale ayant une influence sur l'étude prospective gaz naturel	48
1.4.1. Evaluation environnementale des plans et programmes	48
1.4.2. Lutte contre les changements climatiques	50



1.4.3.	Réduction des émissions responsables de l'acidification et de la formation de l'ozone	54
1.5.	Etude prospective gaz naturel	56
1.5.1.	Contexte légal de l'étude prospective	57
1.5.2.	Objet de l'étude prospective	57
1.5.3.	Utilisation de l'étude prospective	57
1.5.4.	Contenu de l'étude prospective	57
2.	PROBLÉMATIQUE DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL	59
2.1.	Réserves mondiales de gaz naturel	59
2.2.	Réserves européennes de gaz naturel et production	61
2.3.	Livraisons potentielles à la Belgique	63
2.4.	Fourniture de gaz naturel dans des marchés libéralisés	65
2.5.	Description des infrastructures gazières belges	66
2.5.1.	Réseau de transport de gaz naturel	66
2.5.2.	Installation de GNL	70
2.5.3.	Installation de stockage	70
2.6.	Description du marché gazier en Belgique	72
2.6.1.	Structure du marché et chaîne gazière	72
2.6.2.	Upstream	73
2.6.3.	Accès au réseau et transport	74
2.6.4.	Trading	75
2.6.5.	Distribution	76
2.7.	Politique européenne en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel	76
2.7.1.	Contexte de la politique européenne en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel	76
2.7.2.	Principe de subsidiarité	77
2.7.3.	Principe de proportionnalité	77
2.7.4.	Principe N-1	77
2.7.5.	Capacités suffisantes au sein de chaque Etat membre	78
2.7.6.	Recours aux mécanismes de marché et mesures de crise	78
2.7.7.	Définition du rôle et des responsabilités des entreprises et des autorités	78

2.8.	Politique belge en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel	81
2.8.1.	Contexte de la politique belge en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel	81
2.8.2.	Rôle des différents acteurs intervenant dans la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel	82
2.8.3.	Plan d'urgence général	85
2.8.4.	Risques de rupture de l'approvisionnement	85
2.9.	Sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à bas pouvoir calorifique en Belgique	87
2.9.1.	Situation de l'approvisionnement en gaz L et critères d'approvisionnement associés	88
2.9.2.	Besoins des clients directement connectés au réseau de transport	91
2.9.3.	Besoins des clients raccordés au réseau de distribution publique	91
2.9.4.	Analyse des différentes approches susceptibles d'assurer l'approvisionnement du pays en gaz L à moyen terme	92
2.9.5.	Analyse des différentes options	93
3.	ETUDE DE LA CONSOMMATION BELGE DE GAZ NATUREL	95
3.1.	Consommation totale de gaz naturel en Belgique	97
3.1.1.	Consommation annuelle de gaz naturel	97
3.1.2.	Consommation mensuelle de gaz naturel	102
3.1.3.	Besoin total d'équilibrage saisonnier	106
3.2.	Consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution publique	108
3.2.1.	Evolution des degrés-jours	108
3.2.2.	Consommation annuelle de la distribution publique	111
3.2.3.	Consommation mensuelle de la distribution publique	113
3.2.4.	Besoin d'équilibrage saisonnier de la distribution publique	116
3.3.	Consommation de gaz naturel par l'industrie	117
3.3.1.	Consommation annuelle de l'industrie	117
3.3.2.	Consommation mensuelle de l'industrie	118
3.3.3.	Besoins d'équilibrage saisonnier de l'industrie	121
3.4.	Consommation de gaz naturel des centrales électriques	122
3.4.1.	Consommation annuelle des centrales électriques	122
3.4.2.	Consommation mensuelle des centrales électriques	124
3.4.3.	Besoins d'équilibrage saisonnier des centrales électriques	128



4. PERSPECTIVES DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL À L'HORIZON 2020	131
4.1. Méthodologie et hypothèses	131
4.1.1. Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017	131
4.1.2. Étude relative au besoin en approvisionnement en gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le développement de l'infrastructure 2009-2020	141
4.1.3. Étude de l'impact du paquet européen énergie-climat sur le système économique et énergétique belge	143
4.2. Demande annuelle sectorielle en gaz naturel	144
4.2.1. Industrie	145
4.2.2. Secteur résidentiel	148
4.2.3. Secteur tertiaire	151
4.2.4. Production d'électricité et de vapeur	154
4.2.5. Demande totale de gaz naturel	164
4.2.6. Demande sectorielle et totale de gaz L et H	165
4.3. Demande saisonnière et besoins d'équilibrage	167
4.3.1. Besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz H	168
4.3.2. Besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz L	170
5. BESOINS EN INFRASTRUCTURE DE GAZ NATUREL	173
5.1. Evaluation de l'évolution des débits lors de la pointe de consommation	173
5.1.1. Secteur de la distribution publique	174
5.1.2. Industrie	175
5.1.3. Secteur de la production électrique	176
5.1.4. Prévion de l'évolution de l'offre de capacité	177
5.1.5. Analyse de l'état de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernale (t [°] q -11 °C)	179
5.2. Programme indicatif d'investissement de Fluxys 2011-2021	183
5.2.1. Objectifs du programme d'investissement	183
5.2.2. Projets	186
6. RAPPORT SUR LES INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES	195
6.1. Méthodologie de l'ESE	195
6.2. Enseignements principaux du rapport sur les incidences environnementales	196

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

6.2.1. Impact sur le paysage	196
6.2.2. Altération de l'air	197
6.2.3. Impact sur le climat	197
6.2.4. Altération du sol	198
6.2.5. Modification de l'occupation du sol	198
6.2.6. Impact sur la santé humaine	198
6.2.7. Impact sur la biodiversité	198
6.2.8. Impact sur les écosystèmes	199
7. CONSULTATIONS	201
7.1. Organisation des consultations	201
7.1.1. Consultations prévues par la loi du 12 avril 1965	201
7.1.2. Consultations prévues par la loi du 13 février 2006	202
7.2. Résultats des consultations	203
7.2.1. Teneur des avis et réactions	203
7.2.2. Manière dont les avis et réactions ont été pris en considération	204
SYNTHÈSE ET ÉLÉMENTS-CLÉS	205
ANNEXES	217
BIBLIOGRAPHIE	235
LISTE DES ABRÉVIATIONS	237
GLOSSAIRE	241

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Législation principale et autorités de régulation des composantes de l'État belge en matière de gaz naturel	31
Tableau 2 :	Etapes du processus de libéralisation dans les trois régions de Belgique	31
Tableau 3 :	Dates de mise en service et de désactivation des centrales nucléaires belges ainsi que leur puissance installée	39
Tableau 4 :	Plafonds annuels d'émission de polluants acidifiants fixés par le Protocole de Göteborg et la directive 2001/81/CE pour la Belgique à l'horizon 2010	56
Tableau 5 :	Amplitude des réserves, production et durée de vie des réserves de gaz naturel en Europe, 2010	61
Tableau 6 :	Volume horaire moyen journalier, 2008 (km ³ (n)/h)	89
Tableau 7 :	Evolution de la moyenne horaire journalière pour la zone alimentée en gaz L, 2007-2015 (km ³ (n)/h)	90
Tableau 8 :	Situation de l'approvisionnement en gaz L, 2007-2015 (demande horaire moyenne de pointe, en km ³ (n)/h)	91
Tableau 9 :	Approches visant à assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz L de la Belgique à moyen terme	92
Tableau 10 :	Aperçu des quatre approches examinées par la Task force gaz L	93
Tableau 11 :	Situation de l'approvisionnement en gaz L résultant de l'option 1, 2007-2018 (demande horaire moyenne de pointe, en km ³ (n)/h)	94
Tableau 12 :	Consommation totale mensuelle moyenne par secteur, 2004-2008 (GWh/mois)	103
Tableau 13 :	Evolution de la consommation totale de gaz naturel et par type de gaz (H et L), 2001-2008 (GWh/an).	105
Tableau 14 :	Equilibrage mensuel moyen total, 2004-2008 (GWh)	106
Tableau 15 :	Evolution de quelques données climatiques, 2000-2009	110
Tableau 16 :	Evolution de la consommation annuelle de gaz L et H de la distribution publique, 2000-2008 (GWh/an)	112
Tableau 17 :	Besoin d'équilibrage saisonnier de la distribution publique, après normalisation en température, 2004-2008 (GWh)	116
Tableau 18 :	Consommation annuelle de gaz L et H de l'industrie, 2001-2008 (GWh/an)	117
Tableau 19 :	Besoin d'équilibrage saisonnier de l'industrie, après normalisation en température, 2004-2008 (GWh)	121
Tableau 20 :	Consommation annuelle totale de gaz naturel des centrales électriques, 2001-2008 (GWh/an)	124
Tableau 21 :	Besoin d'équilibrage saisonnier des centrales électriques, après normalisation en température, moyennes mensuelle et annuelle, 2004-2008 (GWh)	130
Tableau 22 :	Hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique, scénario EPE-Base, 2005-2020	134



Tableau 23 :	Définition des « scénarios Nuc » de l'EPE	140
Tableau 24 :	Consommations sectorielles de gaz naturel, gaz L vs gaz H, scénario BABI2009+EPE_Base_Nuc, 2008-2020	166
Tableau 25 :	Evolution de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernale sur le réseau de gaz L, 2002-2020 (km ³ (n)/h)	180
Tableau 26 :	Evolution de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernale sur le réseau de gaz H, 2002-2020 (km ³ (n)/h)	182
Tableau 27 :	Consommation annuelle de gaz naturel de la Belgique par secteur d'activité et par type de réseau, 2008 (GWh/an)	205
Tableau 28 :	Evolution de la consommation annuelle de gaz naturel en Belgique, par secteur d'activité et par type de réseau, 2001-2008 (GWh/an)	206
Tableau 29 :	Profil de température normal et profil de température extrême (DJéq)	218
Tableau 30 :	Exemples de la manière dont les avis et les réactions émis lors des consultations ont été pris en considération	228

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 :	Proportion des composantes de la facture de gaz naturel, consommateur résidentiel moyen (23.260 kWh/an), janvier 2010 (TVAC)	36
Graphique 2 :	Proportion des composantes de la facture de gaz naturel, consommateur professionnel (100.000 kWh/an), janvier 2010 (HTVA)	37
Graphique 3 :	Répartition mondiale des réserves en gaz naturel, 2007-2010 (Gm ³)	60
Graphique 4 :	Evolution de la production de gaz naturel en Europe, 1970-2010 (Gm ³ /an)	62
Graphique 5 :	Production, importations et dépendance gazière extérieure des Etats membres, 2009 (Mtep/an)	63
Graphique 6 :	Consommation totale de gaz L et H et répartition sectorielle de la consommation de gaz H, 2008 (GWh)	97
Graphique 7 :	Consommation totale de gaz L et H et répartition sectorielle de la consommation de gaz L, 2008 (GWh)	98
Graphique 8 :	Répartition de la consommation de gaz L et H, normalisée en température, 2008 (GWh/an)	98
Graphique 9 :	Répartition de la consommation de gaz H, normalisée en température, 2008 (GWh/an)	99
Graphique 10 :	Répartition de la consommation de gaz L, normalisée en température, 2008 (GWh/an)	100
Graphique 11 :	Evolution de la consommation totale de gaz naturel, normalisée en température, 2001-2008 (GWh/an)	101
Graphique 12 :	Evolution de la consommation mensuelle totale, normalisée en température, 2004-2008 (GWh/mois)	102
Graphique 13 :	Evolution de la consommation mensuelle de gaz H, normalisée en température, 2004-2008 (GWh/mois)	103
Graphique 14 :	Evolution de la consommation mensuelle de gaz L, normalisée en température, 2004-2008 (GWh/mois)	104
Graphique 15 :	Moyenne des consommations mensuelles mesurées de gaz H et L, 2004-2008 (GWh/mois)	107
Graphique 16 :	Evolution des degrés-jours, moyenne mobile des 10 dernières années (DJéq)	108
Graphique 17 :	Evolution du nombre de degrés-jours, 2000-2009 (DJéq)	109
Graphique 18 :	Degrés-jours des hivers (déc.-fév.) 2000/01-2009/10 (DJéq)	109
Graphique 19 :	Consommation annuelle de gaz L et H de la distribution publique, 2000-2008 (GWh)	111
Graphique 20 :	Consommation mensuelle mesurée de gaz L et H de la distribution publique, 2004-2008 (GWh)	113
Graphique 21 :	Consommation mensuelle normalisée de gaz L et H de la distribution publique, 2004-2008 (GWh)	114
Graphique 22 :	Consommation mensuelle de gaz L et H de la distribution publique, à t° extrême, 2004-2008 (GWh)	115



Graphique 23 : Consommation annuelle mesurée de gaz L et H de l'industrie, 2001-2008 (GWh)	118
Graphique 24 : Consommation mensuelle mesurée de gaz L et H de l'industrie, 2004-2009 (GWh)	119
Graphique 25 : Consommation mensuelle mesurée de gaz L de l'industrie, 2004-2009 (GWh)	119
Graphique 26 : Consommation mensuelle mesurée de gaz H de l'industrie, 2004-2009 (GWh)	120
Graphique 27 : Besoins d'équilibrage saisonnier globaux (gaz L et H) de l'industrie, après normalisation en température, 2004-2008 (GWh)	122
Graphique 28 : Consommation annuelle mesurée de gaz L et H des centrales électriques, 2001-2008 (GWh)	123
Graphique 29 : Consommation mensuelle mesurée de gaz L et H des centrales électriques, 2004-2009 (GWh)	125
Graphique 30 : Consommation mensuelle mesurée de gaz L des centrales électriques, 2004-2009 (GWh)	126
Graphique 31 : Consommation mensuelle mesurée de gaz H des centrales électriques, 2004-2009 (GWh)	127
Graphique 32 : Besoins d'équilibrage saisonnier globaux (gaz L et H) des centrales électriques, 2004-2008 (GWh)	128
Graphique 33 : Besoins d'équilibrage saisonnier globaux (gaz L et H) des centrales électriques, moyennes mensuelle et annuelle, 2004-2008 (GWh)	129
Graphique 34 : Perspectives des prix internationaux des combustibles, 2005-2030 (dollars/bep, prix de 2005)	137
Graphique 35 : Evolution du prix d'un baril Brent en dollars et en euros (prix courants)	138
Graphique 36 : Evolution récente de la consommation de gaz naturel dans l'industrie et perspectives à l'horizon 2020 selon le scénario BABI2009_Planif (GWh-PCS)	145
Graphique 37 : Evolution de la consommation de gaz naturel dans l'industrie, selon le scénario, 2000-2020 (GWh-PCS)	147
Graphique 38 : Evolution récente de la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel et perspectives à l'horizon 2020 selon le scénario BABI2009_Planif (GWh-PCS)	149
Graphique 39 : Evolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel, selon le scénario, 2000-2020 (GWh-PCS)	150
Graphique 40 : Evolution récente de la consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire et perspectives à l'horizon 2020 selon le scénario BABI2009_Planif (GWh-PCS)	152
Graphique 41 : Evolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire, selon le scénario, 2000-2020 (GWh-PCS)	153
Graphique 42 : Capacité installée totale des centrales au gaz naturel, comparaison entre les scénarios EPE, 2020 (MW)	155

Graphique 43 : Production d'électricité à partir de gaz naturel, comparaison entre les scénarios EPE, évolution 2005-2020 (TWh)	157
Graphique 44 : Capacité installée totale des centrales au gaz naturel, différents scénarios, 2020 (MW)	158
Graphique 45 : Production d'électricité à partir de gaz naturel, différents scénarios, 2020 (TWh)	158
Graphique 46 : Investissements cumulés dans les centrales au gaz naturel sur la période 2006-2020, comparaison entre les scénarios EPE (MW)	160
Graphique 47 : Besoins en gaz naturel des centrales électriques, évolution 2005-2020, comparaison entre les scénarios EPE (GWh-PCS)	161
Graphique 48 : Besoins en gaz naturel des centrales électriques, 2020, différents scénarios (GWh-PCS)	162
Graphique 49 : Statistiques et perspectives des besoins en gaz naturel des centrales électriques, comparaison entre Eurostat et différentes études, évolution 2000-2020 (GWh-PCS)	163
Graphique 50 : Evolution de la consommation annuelle totale de gaz naturel, selon le scénario, 2000-2020 (GWh-PCS)	165
Graphique 51 : Profils de température « normal » et « extrême » (DJéq)	168
Graphique 52 : Besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz H pour un profil de température normal, 2020 (Mm ³ (n))	169
Graphique 53 : Besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz L pour un profil de température normal, 2020 (Mm ³ (n))	170
Graphique 54 : Evolution de la DHJP dans le secteur de la distribution publique, 2002-2020 (km ³ (n)/h)	175
Graphique 55 : Evolution de la DHJP dans l'industrie, 2002-2020 (km ³ (n)/h)	176
Graphique 56 : Evolution de la DHJP dans le secteur électrique, 2002-2020 (km ³ (n)/h)	177
Graphique 57 : Evolution de la capacité d'entrée sur les réseaux de gaz H et L, 2002-2020 (km ³ (n)/h)	178
Graphique 58 : Evolution de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernale sur le réseau de gaz L, 2002-2020 (km ³ (n)/h)	180
Graphique 59 : Evolution de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernale sur le réseau de gaz H, 2002-2020 (km ³ (n)/h)	181
Graphique 60 : Impact de la sortie du nucléaire sur les besoins en gaz naturel du secteur de la production d'électricité et de vapeur, comparaison EPE et BABI2009, 2020 (GWh-PCS)	220

LISTE DES SCHÉMAS

Schéma 1 :	Aperçu simplifié du marché du gaz naturel avant et après la libéralisation	32
Schéma 2 :	Principaux acteurs du marché libéralisé du gaz naturel et leurs relations : flux énergétiques physiques	34
Schéma 3 :	Principaux acteurs du marché libéralisé du gaz naturel et leurs relations : relations contractuelles	34
Schéma 4 :	Réseau de transport de gaz naturel en Belgique, 2011	67
Schéma 5 :	Transport de frontière à frontière en Belgique, 2011	68
Schéma 6 :	Installation de stockage de Loenhout, 2011	71
Schéma 7 :	Marché du gaz naturel en Belgique, 2011	73
Schéma 8 :	Relations contractuelles sur le marché du gaz naturel en Belgique, 2011	74
Schéma 9 :	Canalisation RTR entre Eynatten et Opwijk – RTRbis	187
Schéma 10 :	Station de compression située sur la canalisation RTR	189
Schéma 11 :	Alveringem-Maldegem	190
Schéma 12 :	Doublement de la canalisation RTR entre Opwijk et Zomergem	191

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

LISTE DES PHOTOS

Photo 1 :	Terminal de GNL de Zeebruges, 2011	70
Photo 2 :	Topologie du réseau de transport	224

AVANT-PROPOS

Le gaz naturel est une des composantes majeures du mix énergétique de la Belgique et devrait le rester dans les années à venir. La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel est donc une des priorités de la politique énergétique belge. Afin de permettre aux autorités et aux « stakeholders » d'en suivre l'évolution, le législateur a prévu l'établissement d'une étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel (étude prospective gaz naturel ou EPG).

Conformément à la loi, les auteurs de la présente étude, la Direction générale de l'Energie du SPF Economie, P.M.E., Classes moyennes et Energie (DG Energie) et le Bureau fédéral du Plan (BFP) ont associé aux travaux des représentants du gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel, d'installation de stockage de gaz naturel et d'installation de gaz naturel liquéfié (Fluxys), de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) et de la Banque nationale de Belgique (BNB).

La mise en commun des connaissances, des expertises et des outils régulièrement utilisés par les différentes instances représentées au sein du groupe de travail a permis de réaliser une étude concernant au plus près les spécificités du marché belge du gaz naturel et des réseaux existants (et programmés).

L'EPG s'inscrit dans la continuité des plans indicatifs d'approvisionnement en gaz naturel élaborés par la CREG et en aval des études menées par le BFP dans le cadre des « Planning Papers » relatifs aux perspectives énergétiques à long terme. Elle a été établie en veillant à assurer une cohérence avec l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité (étude prospective électricité ou EPE) 2008-2017, menée par les mêmes auteurs que ceux de l'EPG.

L'EPG s'appuie sur une double analyse :

- une analyse sectorielle de la demande annuelle et saisonnière de gaz naturel, effectuée à partir d'études existantes, à savoir l'étude prospective électricité 2008-2017, le WP21-08 du BFP et une étude de la CREG du 13 juillet 2009 ;
- une analyse de la demande horaire journalière de pointe, basée sur les données de consommation de Fluxys les jours de pointe hivernale et servant de point de départ à l'évaluation des besoins en infrastructure de gaz naturel.

La présente étude se compose de sept chapitres. Dans le premier, l'on évoque le contexte dans lequel s'inscrit l'EPG. Dans le deuxième, l'on décrit la problématique de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. Dans le troisième, l'on se penche sur l'historique de la consommation de gaz naturel de la Belgique. Dans le quatrième, l'on évalue les perspectives de la demande annuelle et saisonnière de gaz naturel de la Belgique à l'horizon 2020. Dans le cinquième, l'on estime les besoins en infrastructure de la Belgique à l'horizon 2020 pour répondre à la demande. Dans le sixième, l'on examine le rapport sur les incidences environnementales, élaboré en vertu de la législation environnementale. Dans le septième, l'on donne un aperçu des consultations menées en application de la législation énergétique et environnementale.



Une attention particulière est apportée aux contraintes liées à l'existence, dans notre pays, de deux réseaux de gaz naturel : le réseau de gaz L (pauvre) et le réseau de gaz H (riche), de même qu'à la situation de plaque tournante de la Belgique au sein du marché européen du gaz naturel, de par l'existence d'un important réseau de transport de frontière à frontière traversant son territoire ainsi que du terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) et du Hub de Zeebruges.

INTRODUCTION

Le gaz naturel est utilisé principalement dans trois domaines¹ :

1. il est utilisé comme combustible dans les centrales électriques et dans les unités de cogénération ;
2. il est également consommé comme combustible dans l'industrie et pour le chauffage et la cuisson dans les secteurs tertiaire et résidentiel ;
3. enfin, il est utilisé comme matière première dans l'industrie (notamment chimique).

Les principaux facteurs influençant la demande de gaz naturel sont la croissance économique (agissant sur la demande de gaz naturel à la fois par le biais de la demande électrique et par l'activité des entreprises consommatrices de gaz naturel), les prix du gaz naturel sur les marchés internationaux (et par conséquent les prix relatifs par rapport aux autres formes d'énergie), les conditions climatiques (la demande de gaz naturel est influencée par les températures) et les politiques et mesures énergétiques et environnementales mises en œuvre par les gouvernements. La mise en place du système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (« EU-Emission Trading Scheme ») devrait, à court et à moyen termes, renforcer la position du gaz naturel par rapport à celle du charbon et à celle du pétrole pour la production d'électricité, étant donné la différence de teneur en carbone de ces deux formes d'énergie. Toutefois, une augmentation du prix du carbone et les politiques et mesures prises en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie, d'efficacité énergétique, de promotion des énergies renouvelables et de maîtrise de la demande sont des facteurs qui auront pour effet de contracter la demande de gaz naturel.

En Belgique, la demande de gaz naturel dépend également du rôle du nucléaire dans le mix de production d'électricité. La déclaration faite, en octobre 2009, par le gouvernement fédéral belge au sujet de la prolongation de la durée de vie des trois premiers réacteurs nucléaires de 10 années supplémentaires change les perspectives. La présente étude tient compte de ce changement.

Par ailleurs, la Belgique se situe à la croisée de plusieurs routes importantes de transport de frontière à frontière de gaz naturel par gazoducs en Europe, en provenance de l'Est (Russie...), du Nord (Pays-Bas, Norvège...), de l'Ouest (Royaume-Uni) ou sous forme liquéfiée (GNL), via le terminal gazier de Zeebrugge, en provenance du Qatar notamment.

Le transport de frontière à frontière du gaz naturel est devenu, au fil des années, une activité commerciale importante, les quantités transportées de frontière à frontière étant actuellement trois fois plus élevées que celles dédiées à la consommation nationale. Le rôle de plaque tournante de la Belgique dans le transport de frontière à frontière de gaz naturel pourrait encore être renforcé à l'avenir par une deuxième extension de la capacité de déchargement du gaz naturel liquéfié à Zeebrugge.

¹ Il est aussi utilisé comme carburant dans les véhicules automoteurs (GNV), mais encore marginalement en Belgique.



Sachant que les investissements dans des projets d'ampleur dans le secteur du transport de gaz naturel prennent environ cinq ans à se concrétiser, il est indispensable de prendre en considération les délais de réalisation dans le calendrier des investissements.

En outre, étant donné la densité de population de notre pays, le tracé des nouvelles canalisations ou autres infrastructures gazières devient de plus en plus complexe et doit tenir compte d'un grand nombre d'autorisations et de consultations, à différents niveaux de pouvoir, ce qui constitue un défi pour la pose de nouvelles canalisations sur le territoire belge.

En matière de sécurité des approvisionnements, qu'il s'agisse de répondre aux demandes de pointe (dues par exemple à la conjonction de périodes de grand froid et de forte demande électrique) ou de faire face à d'éventuels incidents (comme la perte d'une source ou d'une route d'approvisionnement), la Belgique dispose aujourd'hui d'un cadre clair, suite à l'adoption, en 2010, d'un règlement européen. Les nouvelles obligations en matière de solidarité internationale, de plans d'urgence et de coopération entre les autorités compétentes et les opérateurs du marché que prévoit ce règlement devraient grandement améliorer notre sécurité d'approvisionnement.

Enfin, la particularité de notre marché national du gaz naturel, où deux réseaux de transport coexistent, l'un pour le gaz L (gaz naturel à faible pouvoir calorifique) et l'autre pour le gaz H (gaz naturel à haut pouvoir calorifique) pose d'autres questions de sécurité des approvisionnements.

Les auteurs de la présente étude espèrent que les personnes intéressées par la politique énergétique de la Belgique y trouveront réponse à leurs questions concernant l'approvisionnement en gaz naturel.

1. Contexte de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

L'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel s'inscrit dans un contexte dynamique à différents points de vue :

- celui des institutions de la Belgique ;
- celui du marché du gaz naturel ;
- celui de la politique énergétique ;
- celui de la politique environnementale.

Voyons les évolutions qui ont eu un impact important sur l'élaboration de l'étude prospective, avant de présenter brièvement celle-ci.

1.1. Institutions de la Belgique

En 1830, la Belgique était, outre une monarchie parlementaire dotée d'une Constitution écrite, un état unitaire. Les révisions constitutionnelles de 1970, 1980, 1988-1989, 1993 et 2001 ont toutefois transformé notre pays en un Etat fédéral.

1.1.1. Structure de l'Etat

Aujourd'hui, le pays n'est plus géré exclusivement par les institutions fédérales, mais également par les instances de deux autres niveaux de pouvoir, qui exercent, de manière autonome, leurs compétences dans les matières qui leur sont propres. Ces deux niveaux de pouvoirs sont la communauté, fondée sur la langue et la culture, et la région, axée sur l'économie et le territoire.

Comme la Belgique compte trois langues officielles : le néerlandais, le français et l'allemand, elle a été scindée en trois communautés : la Communauté flamande, la Communauté française et la Communauté germanophone. Quant aux régions, elles sont aussi au nombre de trois : la Région flamande, la Région de Bruxelles-Capitale et la Wallonie. Notons que la Communauté flamande et la Région flamande ont été fusionnées.

1.1.2. Compétences des composantes de l'Etat

Les principales compétences des communautés sont l'enseignement, la culture, la santé, l'aide aux personnes et l'emploi des langues. Celles des régions sont l'aménagement du territoire, l'environnement, le logement, les travaux publics, la politique de l'emploi, la politique économique régionale, les transports, etc.

L'Etat fédéral conserve les compétences qui n'ont pas été attribuées par la loi aux régions ou aux communautés, dans des domaines qui ont trait à l'intérêt général de



tous les Belges : les affaires étrangères, la défense nationale, la justice, les finances, la sécurité sociale, une partie des compétences en matière d'énergie...

1.1.3. Répartition des compétences en matière d'énergie

Dans le domaine de l'énergie, les compétences sont partagées entre l'Etat fédéral et les régions. Ces dernières sont compétentes pour :

- la distribution et le transport local d'électricité au moyen de réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70.000 volts ;
- la distribution publique du gaz ;
- l'utilisation du grisou et du gaz de hauts fourneaux ;
- les réseaux de distribution de la chaleur à distance ;
- la valorisation des terrils ;
- les sources nouvelles d'énergie² à l'exception de celles situées sur le Plateau continental belge ;
- la récupération d'énergie par les industries et autres utilisateurs ;
- l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Tandis que l'Etat fédéral reste compétent pour :

- le plan d'équipement national du secteur de l'électricité ;
- le cycle du combustible nucléaire ;
- les grandes infrastructures de stockage, le transport et la production de l'énergie ;
- les tarifs³.

1.2. Libéralisation du marché du gaz naturel

La libéralisation du marché du gaz naturel est un processus à l'échelle européenne qui a profondément modifié le marché belge du gaz. Par conséquent, cette libéralisation a eu un impact très fort sur l'étude prospective gaz.

² Energie éolienne (on-shore), énergie hydraulique, énergie solaire et biomasse.

³ Loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980 (MB du 15.8.1980) et ses modifications.

Qu'entend-on par « libéraliser » ?

« Libéraliser un secteur » signifie mettre un terme à une situation de (quasi-) monopole en ouvrant ce secteur à la concurrence. Il convient de ne pas confondre ce concept avec ce que l'on appelle la privatisation, c'est à dire le fait de vendre totalement ou partiellement une entreprise publique à un acheteur privé.

La libéralisation repose sur la doctrine économique selon laquelle l'ouverture à la concurrence garantit un meilleur fonctionnement du marché, et plus précisément pour les consommateurs. Les défenseurs de l'ouverture à la concurrence attendent une plus grande transparence du marché de ce processus, une diversification des services et une diminution des prix pour les consommateurs, ceteris paribus.

1.2.1. Libéralisation du marché européen de l'énergie

Bien que l'Europe soit basée sur des traités concernant l'énergie, avec les traités de la CECA (Communauté européenne du charbon et de l'acier) et d'Euratom, son attention s'est concentrée jusqu'à la fin du siècle dernier sur de nombreux autres problèmes. Le marché unique européen, achevé en 1992, ne concernait pas le secteur énergétique. Cependant, l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence a été considérée comme un facteur essentiel du renforcement de la croissance et de la compétitivité de l'Europe. C'est pourquoi, dans les années 1990, le Parlement européen et le Conseil ont approuvé deux directives visant à ouvrir progressivement les marchés de l'électricité et du gaz naturel à la concurrence⁴. En septembre 2000, la plupart des États membres avaient appliqué ces deux directives.

En 2000, à la suite des conclusions du Conseil européen de Lisbonne visant à rendre l'Europe plus compétitive, la Commission européenne a toutefois proposé une communication de 2001 intitulée « La finalisation du marché intérieur de l'énergie », dans le but de favoriser encore davantage la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz.

En juin 2003, le Conseil et le Parlement ont approuvé deux nouvelles directives pour les marchés de l'électricité et du gaz⁵.

Ces deux directives prévoient l'ouverture de ces deux marchés en deux étapes : au 1^{er} juillet 2004 pour les professionnels et au plus tard au 1^{er} juillet 2007 pour les particuliers. Il s'agit toutefois d'une ouverture « encadrée ».

⁴ Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 relative à des règles communes concernant le marché intérieur de l'électricité (JO L 27 du 30.1.1997, p. 20.) et directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 relative à des règles communes concernant le marché intérieur du gaz naturel (JO L 204 du 21.7.1998, p. 1).

⁵ Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE (JO L 176 du 15.7.2003, p. 37) et directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 à des règles communes concernant le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE (JO L 176 du 15.7.2003, p. 57).



Afin de faire face à l'angoisse suscitée par l'ouverture à la concurrence de secteurs qui, dans de nombreux Etats membres, faisaient partie du secteur public, les directives ont contraint les Etats membres à respecter un certain nombre d'obligations de service public sur leur territoire et à garantir la régularité des approvisionnements, y compris des régions les plus reculées, la qualité des services et des produits, des prix raisonnables et la protection de l'environnement.

Bien que les activités relatives à la production et à la livraison soient dorénavant soumises à la concurrence, les activités relatives au transport et à la distribution restent toutefois monopolistiques. En effet, pour des raisons techniques, économiques et environnementales, il va sans dire qu'il convient de continuer à limiter les lignes et les conduites.

En outre, les directives imposent un « dégroupage » (ou « unbundling »). Ceci implique dans les faits une séparation des activités des chaînes d'approvisionnement. Pour que les producteurs et fournisseurs concurrents d'électricité et de gaz naturel puissent accéder librement et sans discrimination aux réseaux de transport et de distribution sur tout le territoire de l'Union européenne (UE), il est essentiel que celui qui produit et/ou vend l'énergie ne soit pas simultanément gestionnaire des réseaux de transport et/ou de distribution car ceci le mettrait en mesure d'en refuser l'accès à ses concurrents. Les directives n'interdisent à aucune entreprise d'être présente à tous les stades de l'approvisionnement, mais, dans ce cas, les réseaux de transport et de distribution doivent être exploités par des entités juridiques séparées.

Enfin, les directives prévoient le recours à un ou plusieurs régulateurs. Ces régulateurs ont pour mission de contrôler et de fournir des conseils au niveau du fonctionnement et de l'organisation du marché. Ils doivent notamment contrôler l'évolution des prix et garantir un accès non discriminatoire aux réseaux nationaux de production, de transport et de distribution aux prestataires de services des autres pays de l'Union.

La Commission européenne a contrôlé attentivement l'exécution et les conséquences sur le marché de ces deux directives. Elle a entre autres organisé le forum de régulation de l'électricité de Florence et le forum de régulation du gaz de Madrid⁶ et a réalisé une étude sur la concurrence au niveau du marché du gaz naturel et de l'électricité⁷. D'autre part, le Conseil européen de Hampton Court a plaidé fin 2005 pour une véritable politique européenne de l'énergie. En conséquence, la Commission européenne a publié le 8 mars 2006 un Livre vert sur le développement d'une politique énergétique européenne commune et cohérente.

⁶ Lors duquel se réunissent régulièrement les ministres, les organes de régulation nationaux, la Commission, les fournisseurs, les gestionnaires des réseaux de transport et de transmission, les négociants, les consommateurs, les syndicats, les utilisateurs des réseaux et les bourses d'électricité.

⁷ À la suite de l'inquiétude exprimée par les consommateurs et les nouveaux arrivants sur le secteur de l'énergie concernant le développement du commerce de gros du gaz naturel et de l'électricité ainsi que du choix limité pour les consommateurs.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Sur la base des résultats des activités de ces forums, de l'enquête menée et de la consultation publique sur le Livre vert, la Commission européenne a publié le 10 janvier 2007 la communication « Une politique de l'énergie pour l'Europe ». En outre, elle a aussi procédé à une analyse d'impact afin d'évaluer les options stratégiques relatives à la finalisation du marché intérieur du gaz naturel et de l'électricité. Le Conseil européen du printemps 2007 a demandé à la Commission européenne d'imposer des mesures supplémentaires et mis l'accent sur la nécessité de renforcer la sécurité des approvisionnements dans un esprit de solidarité entre les différents États membres.

En septembre 2007, la Commission européenne a accepté le « troisième paquet énergie », signé par le Parlement européen et le Conseil en juillet 2009. Ce paquet comporte différents textes législatifs : deux directives⁸ et trois règlements⁹, dont les dispositions visent principalement ce qui suit :

- la séparation de la production et de la livraison de la gestion du réseau ;
- le renforcement des droits du consommateur ;
- la garantie d'une prestation de services d'électricité universelle ;
- la protection des consommateurs vulnérables ;
- la réglementation, pour les entreprises extra-UE, de l'accès au contrôle des réseaux de transmission ou de leurs propriétaires ;
- la création d'une Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie formulant des lignes directrices non contraignantes ;
- l'approbation par la Commission européenne de codes réseau contraignants basés sur les lignes directrices de l'Agence ;
- la création de réseaux européens de gestionnaires de systèmes de transmission et de transport, devant notamment appliquer les codes réseau ;
- l'obligation, pour les gestionnaires des systèmes de transmission et de transport, de proposer tous les deux ans aux autorités nationales un plan de développement de réseaux pour une période de 10 ans ;

⁸ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relative à des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE et directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relative à des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (JO L 211 du 14.8.2009).

⁹ Règlement (CE) N° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, règlement (CE) N° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relatif aux conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) N° 1228/2003, et règlement (CE) N° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 relatif aux conditions d'accès aux systèmes de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) N° 1775/2005 (JO L 211 du 14.8.2009).



- l'amélioration de la collaboration régionale entre les organismes nationaux de régulation ;
- le renforcement de l'indépendance des organismes nationaux de régulation.

La plupart des dispositions de ces directives devaient être mises en œuvre pour le 3 mars 2011.

1.2.2. Libéralisation du marché du gaz naturel en Belgique

Jusqu'en 1999, le marché du gaz naturel belge se caractérisait par un quasi-monopole intégré verticalement qui comprenait le transport interne, la distribution et la livraison. La réunion du transport et de la livraison au sein d'une seule et même entreprise est généralement considérée comme un frein à la libre concurrence. Il n'est dès lors pas étonnant que l'UE considère cet élément comme une des fers de lance de la libéralisation.

Lors de la transposition des directives en matière de libéralisation, les lois du 29 avril 1999 ont donc établi une distinction nette entre livraison et transport et clairement édicté qu'une seule et même entreprise ne peut pas exercer ces deux fonctions. La loi est fondée sur le principe que la mesure serait appliquée aux entreprises historiquement belges, et qu'il y aurait concurrence déloyale si des entreprises étrangères, pouvaient non seulement construire leur propre infrastructure, mais encore les utiliser elles-mêmes pour transporter l'énergie.

Avant 1999, un arbitrage public était assuré par le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz, regroupant les représentants des entreprises de distribution, des consommateurs, des partenaires sociaux et du gouvernement afin de définir les règles du marché sur une base consensuelle.

Par ailleurs, un mécanisme de contrôle des comptes relatifs au transport et à la distribution permettait d'assurer une rémunération correcte aux opérateurs et de garantir des tarifs équitables et péréqués aux utilisateurs. Tous les acheteurs payaient les mêmes prix, où qu'ils habitent. Les frais les plus élevés de distribution et de raccord dans une région avec des habitations dispersées étaient compensés par les frais plus faibles d'une région plus densément peuplée.

Depuis 1999, le marché du gaz naturel belge connaît de profondes modifications découlant de la mise en œuvre de la libéralisation lancée par l'UE.

Étant donné que l'énergie constitue en Belgique une matière partiellement régionalisée, la transposition des directives européennes en droit belge a donné lieu à quatre lois et quatre régulateurs, repris au tableau 1.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 1 : Législation principale et autorités de régulation des composantes de l'État belge en matière de gaz naturel

Composante de l'Etat	Législation principale	Autorité de régulation
Etat fédéral	Loi relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations ¹⁰	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG)
	Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché du gaz et au statut fiscal des producteurs d'électricité ¹¹	
Région de Bruxelles-Capitale	Ordonnance du 1 ^{er} avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale, concernant des redevances de voiries en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale ¹²	Bruxelles Gaz Electricité (BRUGEL)
Région flamande	Décret du 6 juillet 2001 relatif à l'organisation du marché du gaz. ¹³	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt (VREG)
Wallonie	Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz ¹⁴	Commission wallonne pour l'énergie (CWaPE)

Le processus de libéralisation a été exécuté progressivement, selon les spécificités de chaque région. Les différentes étapes du processus sont décrites en détail au tableau 2.

Tableau 2 : Étapes du processus de libéralisation dans les trois régions de Belgique

Région	Date	Clients éligibles
Région de Bruxelles-Capitale	01/07/2004	Les clients professionnels
	01/01/2007	Les clients résidentiels et les clients mixtes
Région flamande	01/07/2003	Tous les clients
Wallonie	05/01/2004	Les clients consommant plus de 12 GWh/an/site
	01/07/2004	Les clients consommant plus de 0,12 GWh/an/site ainsi que les clients professionnels
	01/01/2007	Les clients résidentiels

¹⁰ MB du 7.5.1965.

¹¹ MB du 11.5.1999.

¹² MB du 26.4.2004.

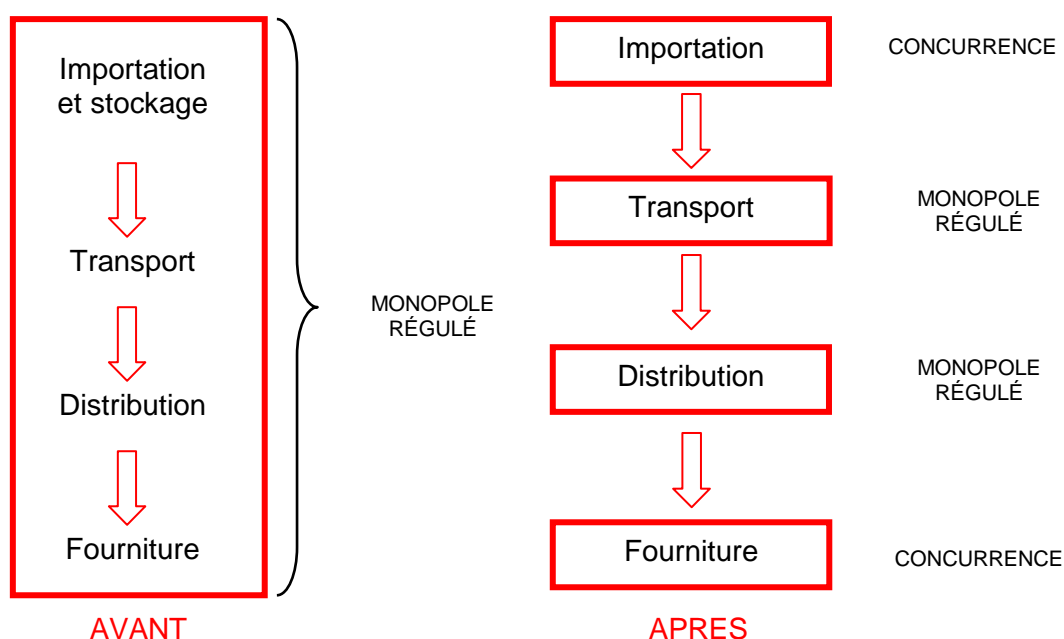
¹³ MB du 3.10.2001.

¹⁴ MB du 1.5.2001.



Les conséquences de la libéralisation pour la structure du marché du gaz naturel sont illustrées au schéma 1. Le quasi-monopole intégré et réglementé verticalement a fait place à des fonctions séparées exécutées par des entreprises concurrentes (à l'exception des gestionnaires du réseau de transport et de distribution qui profitent d'un monopole réglementé).

Schéma 1 : Aperçu simplifié du marché du gaz naturel avant et après la libéralisation



Les principaux acteurs du marché libéralisé de l'électricité et leurs relations sont représentés aux schéma 2 et schéma 3. Ces acteurs (à l'exception des gestionnaires du réseau de transport et de distribution) peuvent être établis en Belgique ou à l'étranger. Il s'agit :

1. des affréteurs important du gaz naturel pour approvisionner le marché ;
2. des « traders »¹⁵, « brokers »¹⁶ et autres intermédiaires intervenant dans la commercialisation du gaz naturel mais ne disposant pas d'installation de stockage, de transport ou de distribution ;

¹⁵ Le « trader » est un commerçant pouvant acheter en gros sur le marché et revendant aux acheteurs sur le commerce de demi-gros et de détail. En principe, le trader est tenu de respecter toutes les transactions commerciales et financières qu'il a conclues avec ses acheteurs et est par conséquent soumis au risque de fluctuation des prix.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

3. du gestionnaire du réseau de transport ou Transmission System Operator (GRT), intervenant au niveau du développement, de la gestion et de l'entretien des gazoducs, qui garantit les échanges de gaz naturel internationaux et qui transporte l'énergie des sites d'importation aux réseaux de distribution. En Belgique, Fluxys NV est responsable de la gestion du réseau de transport ;
4. du gestionnaire de l'installation de stockage de gaz naturel et du gestionnaire d'installation de GNL, respectivement Fluxys et Fluxys LNG ;
5. des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) responsables du développement, de la gestion et de l'entretien des conduites de distribution de gaz naturel dont la pression est inférieure à 14,7 bars. La Belgique compte plusieurs GRD : les anciennes intercommunales (mixtes ou pures) et les régies. Chacune a la responsabilité exclusive d'un secteur précis du territoire belge ;
6. des fournisseurs, détenteurs d'une autorisation de fourniture délivrée par l'État, qui achètent de l'énergie à un producteur et la revendent aux acheteurs, dans le respect des règles du marché qui ont été édictées par les organismes régionaux. Ce sont les fournisseurs qui facturent dorénavant le gaz naturel aux acheteurs ;
7. des clients, qui choisissent librement leur fournisseur de gaz naturel ;
8. des régulateurs fédéraux et régionaux, qui ont une double mission :
 - conseiller les organismes publics sur l'organisation et le fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ;
 - surveiller et contrôler l'application de la législation en la matière.

Ces acteurs concluent différents types de contrat entre eux. Plus précisément :

- les fournisseurs concluent des contrats de vente avec les importateurs, des contrats d'accès avec les GRT et les GRD, un contrat de livraison avec leurs clients ;
- les gestionnaires de réseau concluent des contrats de raccordement¹⁷ et des contrats d'accès avec leurs clients.

¹⁶ Le « broker » est un courtier mettant en contact les acheteurs et les vendeurs en dehors des marchés « officiels ». Cette fonction de médiation stricte (ni achat, ni vente) ne les soumet pas au risque de fluctuation des prix encouru par le trader.

¹⁷ Les contrats de raccordement définissent les droits et obligations du gestionnaire de réseau et du client pour ce qui est de la réalisation, du droit d'usage, du droit propriété, des exigences techniques et de la gestion des installations requises pour tout raccord physique au réseau.



Schéma 2 : Principaux acteurs du marché libéralisé du gaz naturel et leurs relations : flux énergétiques physiques

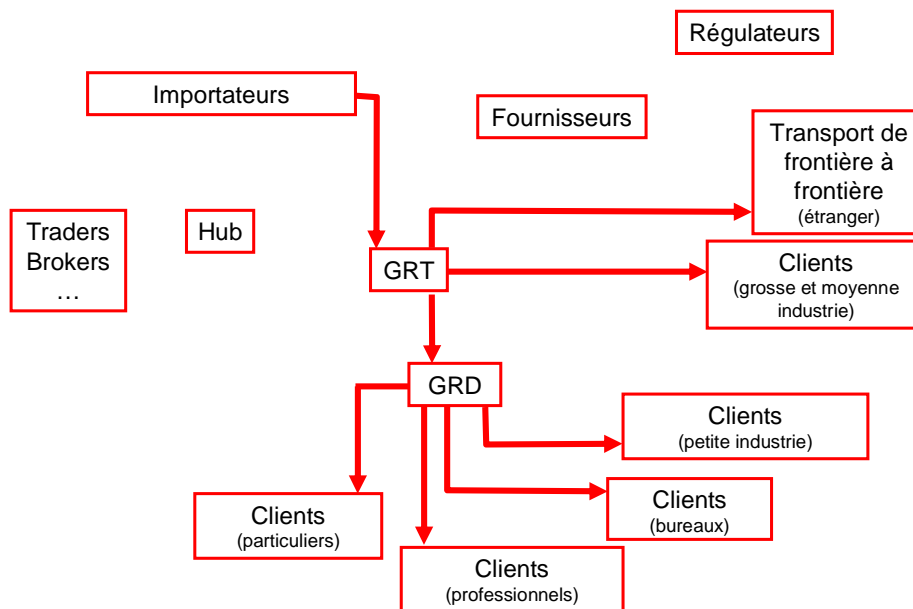
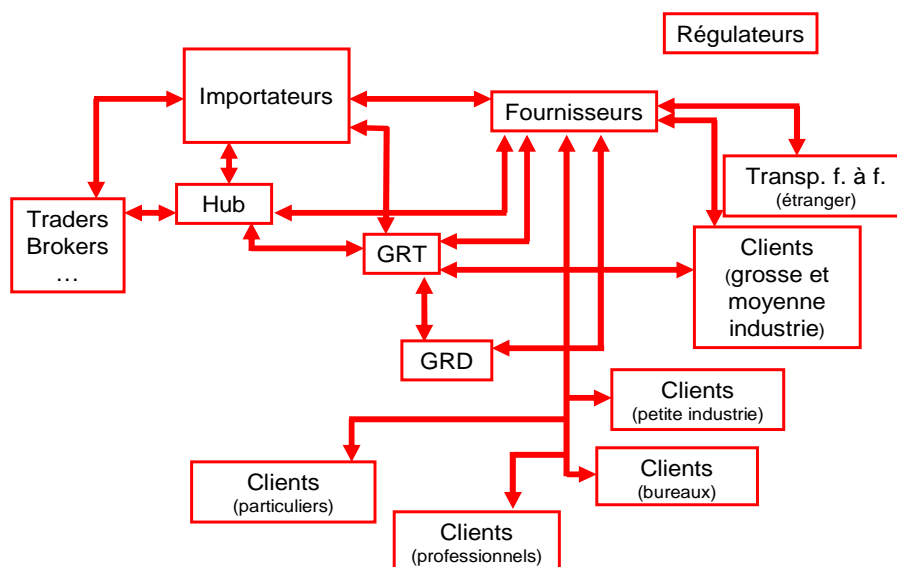


Schéma 3 : Principaux acteurs du marché libéralisé du gaz naturel et leurs relations : relations contractuelles



« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Parallèlement à la structure et au fonctionnement du marché, la tarification du gaz naturel a également subi des modifications. Aujourd'hui, la facture de gaz naturel distingue, outre la TVA¹⁸, trois composantes :

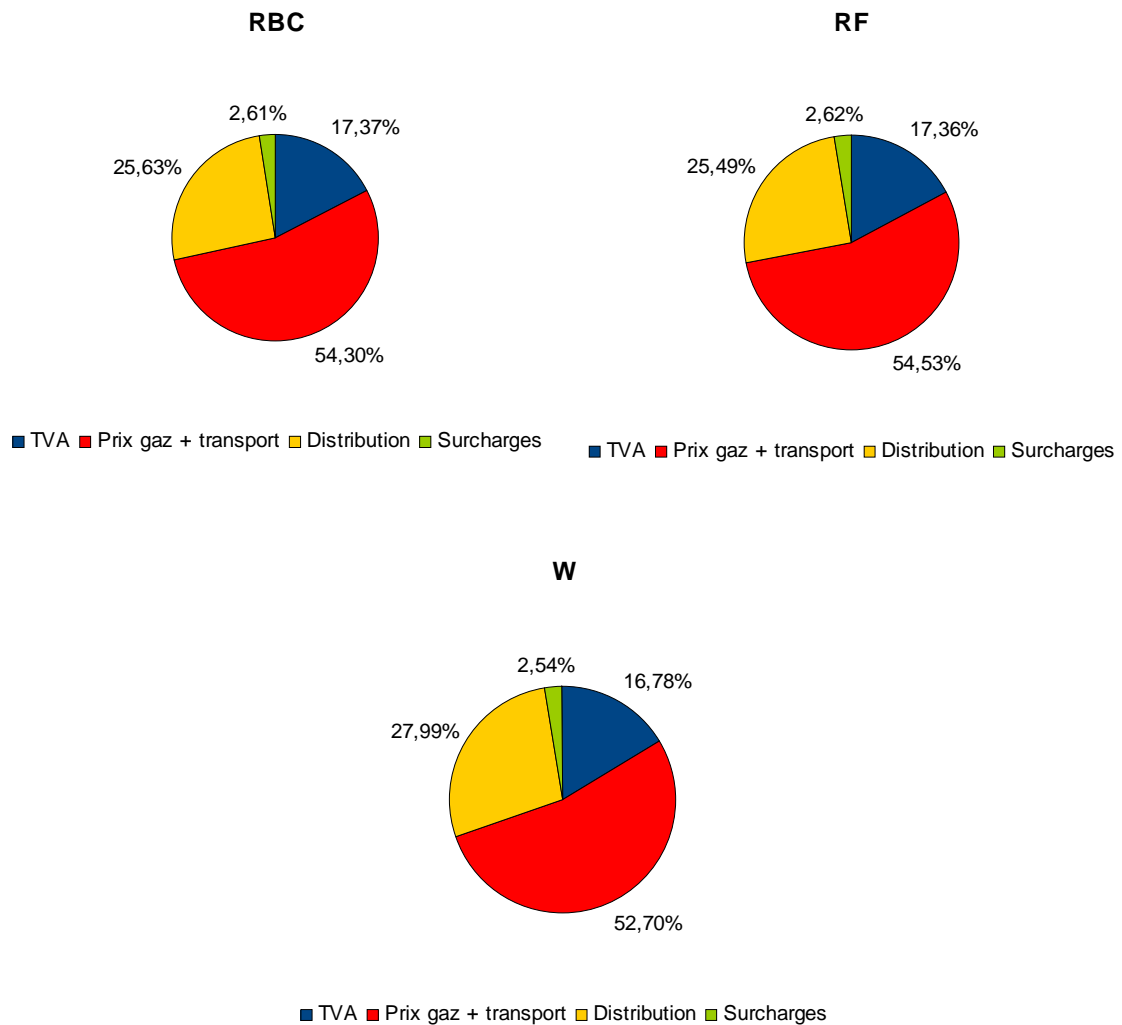
- le prix du gaz naturel livré et le prix de revient de son transport ;
- le prix de revient de sa distribution ;
- les taxes fédérales et régionales.

La proportion de ces composantes est illustrée au graphique 1 pour un consommateur résidentiel moyen et au graphique 2 pour un consommateur professionnel.

¹⁸ Le taux de TVA qui est d'application pour le gaz naturel s'élève à 21 %, mais la part de la TVA dans le prix de revient total du gaz naturel se monte à 17 %.



Graphique 1 : Proportion des composantes de la facture de gaz naturel, consommateur résidentiel moyen (23.260 kWh/an)¹⁹, janvier 2010 (TVAC)

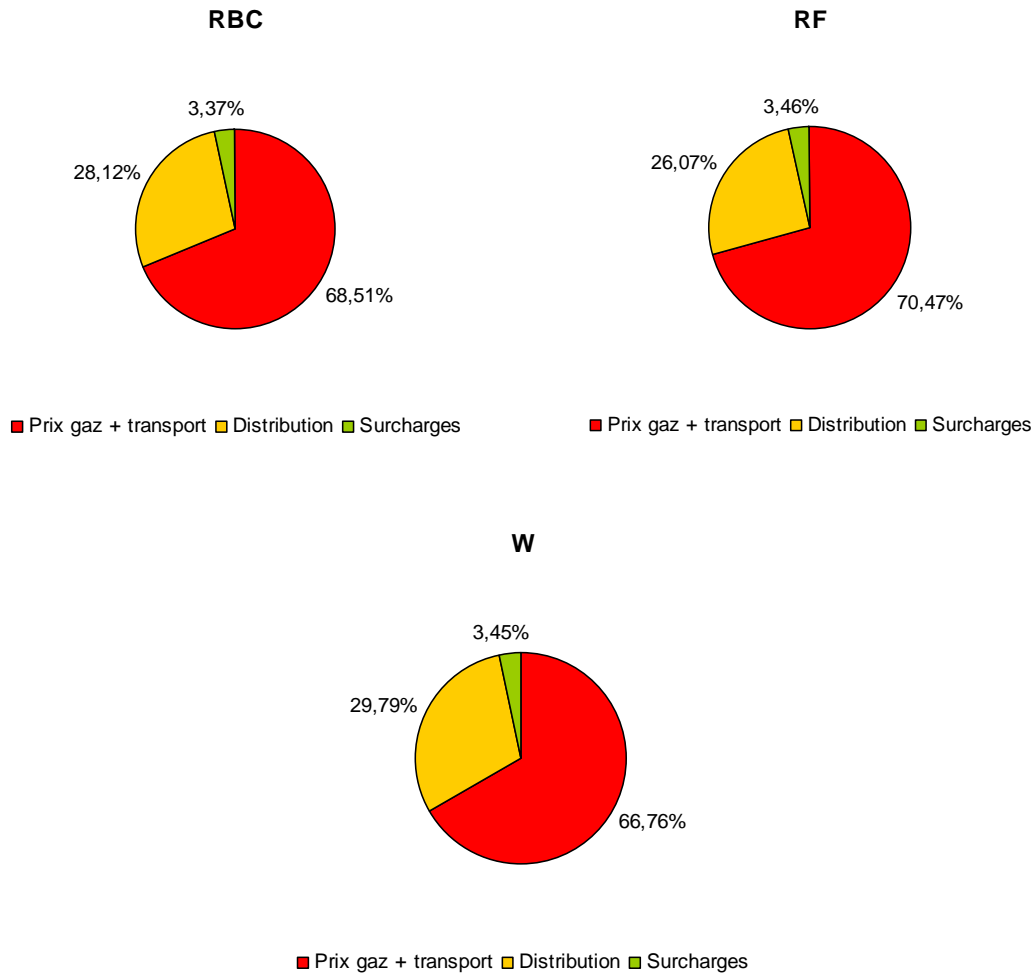


Source : Sibelga

¹⁹ Ménage de taille moyenne vivant dans une maison avec une utilisation du gaz naturel pour le chauffage, la cuisine et l'eau chaude.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 2 : Proportion des composantes de la facture de gaz naturel, consommateur professionnel (100.000 kWh/an), janvier 2010 (HTVA)



Source : Sibelga

Le prix du gaz naturel livré est défini librement par le fournisseur et peut dès lors faire l'objet d'une négociation commerciale entre le fournisseur et l'acheteur. Ceci étant fonction du profil de consommation et de la quantité utilisée par l'acheteur, mais aussi des garanties de qualité et des services offerts par le fournisseur.

Les tarifs de transport et de distribution destinés à rémunérer le gestionnaire du réseau de transport et les gestionnaires du réseau de distribution, restent réglementés et ne peuvent par conséquent pas être négociés. Ils sont approuvés par la CREG. Les tarifs de distribution diffèrent d'un GRD à l'autre – comme mentionné ci-dessus, il est souvent meilleur marché de livrer du gaz naturel dans une zone urbaine que dans une zone rurale –, mais ils sont identiques pour tous les sites de livraison d'un GRD.



Les taxes perçues par les organismes fédéraux et régionaux sont destinées à financer les services publics. La majorité de ces frais existaient déjà avant la libéralisation, mais n'étaient pas explicitement renseignés sur la facture d'électricité. Les taxes publiques comprennent notamment :

- la cotisation sur l'énergie, dont le revenu est affecté au fonds d'équilibre financier de la sécurité sociale ;
- la cotisation fédérale, servant au financement de la dénucléarisation des sites de Mol-Dessel, au fonctionnement de la CREG, à la mission d'accompagnement et de soutien financier aux personnes rencontrant des difficultés pour payer leur facture d'énergie (qui a été confiée au CPAS), à la politique fédérale en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et des tarifs sociaux dont bénéficient les acheteurs résidentiels protégés ;
- les taxes régionales qui peuvent varier de région en région.

1.3. Éléments de politique énergétique

Trois éléments de la politique énergétique belge ont joué un rôle important dans l'élaboration de l'étude prospective :

- la sortie du nucléaire,
- la promotion des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération,
- l'amélioration de l'efficacité énergétique.

1.3.1. Sortie du nucléaire

Le 31 janvier 2003, était adoptée la loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité²⁰.

Cette loi prévoit :

- qu'aucune nouvelle centrale nucléaire destinée à la production industrielle d'électricité à partir de la fission de combustibles nucléaires ne peut plus être créée et/ou mise en exploitation ;
- que les centrales de ce type sont désactivées quarante ans après la date de leur mise en service industrielle et ne peuvent plus produire d'électricité dès cet instant.

Toutefois, l'article 9 de la loi stipule « qu'en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement en matière d'électricité, le Roi peut, par arrêté royal délibéré en Conseil des Ministres, après avis de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz, prendre les mesures nécessaires, sans préjudice des articles 3 à 7 de cette loi,

²⁰ MB du 28.2.2003.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

sauf en cas de force majeure. Cet avis portera notamment sur l'incidence de l'évolution des prix de production sur la sécurité d'approvisionnement ».

Au tableau 3, sont indiquées, par ordre chronologique, les dates de mise en service et de désactivation des sept centrales nucléaires belges ainsi que leur puissance installée.

Tableau 3 : Dates de mise en service et de désactivation des centrales nucléaires belges ainsi que leur puissance installée

Centrale	Puissance installée (MW) ²¹	Date de mise en service	Date de désactivation
Doel 1	434,5	15 février 1975	15 février 2015
Tihange 1	962	1 ^{er} octobre 1975	1 ^{er} octobre 2015
Doel 2	433	1 ^{er} décembre 1975	1 ^{er} décembre 2015
Doel 3	1.006	1 ^{er} octobre 1982	1 ^{er} octobre 2022
Tihange 2	1.008	1 ^{er} février 1983	1 ^{er} février 2023
Doel 4	1.046,8	1 ^{er} juillet 1985	1 ^{er} juillet 2025
Tihange 3	1.053	1 ^{er} septembre 1985	1 ^{er} septembre 2025

En novembre 2008, le ministre fédéral du Climat et de l'Energie a commandité à un groupe d'experts (le GEMIX) une étude visant à déterminer le mix énergétique idéal pour la Belgique. Le GEMIX a remis son rapport final en septembre 2009. Sur base de ce rapport, le gouvernement fédéral a déclaré, en octobre 2009, que la durée de vie des trois plus anciennes centrales nucléaires (Doel 1&2 et Tihange 1) serait prolongée de 10 ans. En avril 2010, le gouvernement fédéral a démissionné, sans avoir eu le temps d'entériner cette déclaration.

Par ailleurs, en mars 2011, un séisme a frappé le nord-est du Japon. Suite à ce séisme, s'est produite une catastrophe dans une centrale nucléaire de Fukushima, ville située à environ 400 km de Tokyo. Cette catastrophe a amené plusieurs Etats membres de l'UE disposant de centrales nucléaires, dont la Belgique, à décider de soumettre celles-ci à des tests de résistance, communément appelés « stress tests ». Ces tests, développés dans le cadre de l'UE, devraient livrer leurs résultats à la fin 2011. En Belgique, le gouvernement fédéral démissionnaire a décidé de conditionner aux résultats des stress tests la mise en œuvre de la déclaration relative à la prolongation de la durée de vie des trois plus anciennes centrales.

Conséquences du retardement et préparation de la sortie de l'énergie nucléaire

La prolongation de la durée de vie des centrales au-delà de 40 ans exige, afin que soient maintenues les conditions de sécurité actuelles de la production, la commande de pièces de remplacement (des couvercles de cuve de réacteur, des sous-ensembles pour turbines, des appareils d'instrumentation...) auprès des équipementiers et nécessite, bien sûr, l'achat de combustible.

²¹ En mai 2011.



Lorsque l'arrêt de la production nucléaire sera d'actualité, les premiers réacteurs à désactiver feront l'objet d'un dernier chargement de combustible et leur production diminuera graduellement jusqu'à l'épuisement du contenu énergétique du combustible. Par conséquent, de la puissance de remplacement non nucléaire devra déjà être prévue pour l'année précédente, à raison de près de la moitié de la capacité nominale des réacteurs concernés, en tenant compte du délai minimal de mise en service des nouvelles unités, qui varie de 4 ans pour une centrale au gaz naturel à 6 ans pour une centrale au charbon.

1.3.2. Promotion des sources d'énergie renouvelables et de la cogénération

La promotion des sources d'énergie renouvelables (SER) et de la cogénération en Belgique s'inscrit dans la politique européenne en la matière, matérialisée par deux directives : la directive 2009/28/CE²² et la directive 2004/8/CE²³.

La directive 2009/28/CE impose à la Belgique plusieurs objectifs :

- une part contraignante de 13 % d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans sa consommation finale brute d'énergie en 2020 ;
- une part contraignante de 10 % d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans le secteur du transport en 2020.

Par ailleurs, la Belgique s'est également vu fixer des objectifs intermédiaires indicatifs. Ceux-ci s'expriment en termes de part d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie sur la période allant de 2011 à 2018.

La directive 2009/28/CE fait partie d'un ensemble de dispositions, appelé « paquet énergie-climat ». Ce paquet vise à réduire les émissions de GES de l'UE et à accroître la consommation d'énergie produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Il concrétise les objectifs fixés lors du Conseil européen de mars 2007 :

- une réduction des émissions de GES de l'UE de 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990 ;
- un effort individuel de chaque Etat membre de l'UE visant une diminution de 20 % de la consommation énergétique par rapport aux projections pour l'année 2020 du Livre vert de la Commission sur l'efficacité énergétique ;

²² Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140 du 5.6.2009).

²³ Directive 2004/8/CE du parlement européen et du conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE (JO L 52 du 21.2.2004).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

- la réalisation d'une part contraignante de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de l'UE d'ici 2020.

D'autres dispositions de ce paquet méritent d'être évoquées, en particulier :

- la directive 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de GES²⁴ ;
- la directive 2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone et modifiant la directive 85/337/CEE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE et 2008/1/CE et le règlement (CE) n° 1013/2006 du Parlement européen et du Conseil²⁵ ;
- la décision n° 406/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à l'effort à fournir par les Etats membres pour réduire leurs émissions de GES afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction de ces émissions jusqu'en 2020²⁶.

On notera la volonté du Parlement européen et du Conseil d'assurer la cohérence entre les différents éléments du paquet énergie-climat, en faisant en sorte que leurs effets se renforcent mutuellement.

Les objectifs du paquet énergie-climat ont été intégrés dans la stratégie « Europe 2020 »²⁷, présentée en mars 2010 par la Commission européenne et adoptée en juin 2010 par le Conseil européen, ainsi que dans son initiative phare « Une Europe efficace dans l'utilisation des ressources »²⁸. Cette stratégie, qui réforme et prolonge la stratégie précédente, dite « de Lisbonne »²⁹, vise à développer une croissance « intelligente, durable et inclusive », s'appuyant sur une plus grande coordination entre les politiques nationales et européennes.

²⁴ JO L 140 du 5.6.2009.

²⁵ JO L 140 du 5.6.2009.

²⁶ JO L 140 du 5.6.2009.

²⁷ Communication de la Commission - Europe 2020 - Une stratégie pour une croissance intelligente, durable et inclusive (3.3.2010).

²⁸ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - Une Europe efficace dans l'utilisation des ressources – Initiative phare relevant de la stratégie Europe 2020 (26.1.2011).

²⁹ Conclusions de la Présidence - Conseil européen de Lisbonne - 23 et 24 mars 2000 ; Communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen - Actions communes pour la croissance et l'emploi : le programme communautaire de Lisbonne (20.7.2005).



En Belgique, bien que les SER relèvent essentiellement de la compétence des régions, tant l'Etat fédéral que les régions ont mis en place des mesures de promotion des SER et/ou de la cogénération de qualité ou à haut rendement³⁰.

En effet, l'Etat fédéral a conservé la charge des finances et des tarifs de l'énergie, qui offrent des possibilités d'action non négligeables. D'autre part, les compétences des régions sont limitées à leur territoire. Or, celui-ci ne comprend pas les espaces marins, restés sous la responsabilité de l'Etat fédéral. C'est donc ce dernier qui a pris les mesures en matière de SER s'appliquant à cette portion du territoire belge (développement des éoliennes off-shore).

Dans le secteur de l'énergie, les mesures visant à encourager l'utilisation des SER et de la cogénération de qualité concernent :

- la production d'électricité ;
- l'investissement ;
- l'accès et l'utilisation du réseau ;
- l'information et le conseil.

Beaucoup de ces mesures visent à rendre le coût de la production d'électricité verte compétitif par rapport aux sources d'énergie non renouvelables. Les mesures principales sont exposées ci-dessous, en mettant l'accent sur celles mises en œuvre par l'Etat fédéral.

³⁰ *Cogénération* : production combinée de chaleur et d'électricité ;

Cogénération de qualité :

- Région de Bruxelles-Capitale : production combinée de chaleur et d'électricité dimensionnée pour les besoins en chaleur et qui permet une économie de CO₂ d'au moins 5 % par rapport à des installations classiques de référence produisant séparément de la chaleur et de l'électricité (Bruxelles Environnement) ;
- Région flamande : production combinée de chaleur et d'électricité qui doit réaliser une économie d'énergie primaire suffisante par rapport à la production séparée de la même quantité de chaleur et d'électricité dans une chaudière et une centrale électrique : plus de 0 % d'économies pour les installations de cogénération inférieures à 1 MW et plus de 10 % pour les installations de cogénération supérieures ou égales à 1 MW (Vlaams Energieagentschap) ;
- Wallonie : production combinée de chaleur et d'électricité, conçue en fonction des besoins de chaleur du client, qui réalise une économie d'énergie par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité dans des installations modernes de référence dont les rendements annuels d'exploitation sont définis et publiés annuellement par la Commission wallonne pour l'énergie (décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Production d'électricité

Parmi toutes les mesures de soutien à la production, la plus marquante est le système des certificats verts (CV) développé dans chaque entité fédérée^{31,32}. Ce système a pour objectif l'instauration d'un marché des CV. Il comprend deux axes. Le premier axe consiste en l'octroi, par le régulateur, de CV aux producteurs d'électricité verte, moyennant l'obtention par ceux-ci d'une garantie d'origine, délivrée par un organisme agréé.

Le second axe repose sur l'obligation faite aux fournisseurs d'acquérir un quota minimum de CV, calculé sur base de leurs ventes totales d'électricité. Si un fournisseur ne satisfait pas à cette obligation, il est tenu de payer une amende.

Le système des CV peut s'accompagner de mécanismes visant à garantir un revenu minimal aux producteurs d'électricité verte via la mise en place d'un régime de prix garantis pour les CV.

L'autorité fédérale a mis en place un système de certificats offshore (sans quota) faisant l'objet d'une obligation de rachat à un prix minimal par le gestionnaire du réseau de transport. Les autres filières de production (certificats régionaux) peuvent également recourir au système fédéral de prix minima garantis. Celui-ci est différencié selon les filières de production.

³¹ *Etat fédéral*: arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (MB du 23.8.2002), arrêté royal du 5 octobre 2005 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables (MB du 14.10.2005) et arrêté royal du 31 octobre 2008 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables (MB du 14.11.2008) ;

Région de Bruxelles-Capitale: arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité (MB du 28.6.2004) et arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 19 juillet 2007 déterminant les modalités d'octroi des labels de garantie d'origine, précisant les obligations incombant aux fournisseurs, et modifiant l'arrêté du 6 mai 2004 relatif à la promotion de l'électricité verte et de la cogénération de qualité (MB du 6.9.2007) ;

Région flamande: arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004 favorisant la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables (MB du 23.3.2004) et arrêté du Gouvernement flamand du 7 juillet 2006 favorisant la production d'électricité par des installations de cogénération de qualité (MB du 1.12.2006) ;

Wallonie: arrêté du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité (MB du 27.4.2006), arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité verte (MB du 29.12.2006) et arrêté du Gouvernement wallon du 20 décembre 2007 portant diverses mesures en matière de promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération (MB du 31.1.2008).

³² On parle de « certificats verts » au niveau fédéral, en Région de Bruxelles-Capitale et en Wallonie ; il est question de « groenestroomcertificaten » (sources d'énergie renouvelables) et de « warmtekrachtcertificaten » (cogénération de qualité) en Région flamande.



Investissement

L'Etat fédéral a pris des dispositions visant à soutenir les projets éoliens off-shore. Ces mesures prévoient notamment le financement, par le gestionnaire du réseau, d'un tiers du coût du câble sous-marin nécessaire au projet (avec un maximum de 25 millions d'euros pour un projet de 216 MW ou supérieur)³³.

Il a aussi mis en place des réductions d'impôt en faveur des particuliers et des entreprises, pour des investissements verts ou économiseurs d'énergie (panneaux solaires thermiques et photovoltaïques entre autres).

Accès et utilisation du réseau électrique

Les producteurs d'électricité verte bénéficient, dans chaque entité, d'un accès prioritaire au réseau électrique.

De plus, en vertu d'un arrêté royal du 24 mars 2003³⁴, les utilisateurs du réseau sont exonérés d'une partie de la cotisation fédérale. Cette partie correspond à l'électricité fournie à des clients finals et produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou d'unités de cogénération de qualité.

Enfin, l'Etat fédéral a introduit une mesure de soutien, qui permet de limiter le surcoût provoqué par les écarts de production des nouveaux parcs éoliens off-shore, lorsque que ceux-ci n'excèdent pas 30 % par rapport aux puissances nominées.³⁵

Information et conseil

Un nouveau métier est apparu dans les trois régions de Belgique : celui de « facilitateur ». Le facilitateur a pour missions :

- d'informer et de conseiller les investisseurs potentiels (mais pas de développer des projets) ;
- d'attirer l'attention des autorités sur les obstacles au développement de leur domaine de compétences ;
- de contribuer à la sensibilisation de groupes cibles tels que l'industrie, les promoteurs de projets, les autorités locales et les établissements d'enseignement.

³³ Loi du 20 juillet 2005 portant des dispositions diverses (MB du 29.7.2005).

³⁴ Arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité (MB du 28.3.2003), modifié par l'arrêté royal du 26 septembre 2005 (MB du 29.9.2005).

³⁵ Arrêté royal du 30 mars 2009 relatif aux écarts de production des installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins (MB du 31.3.2009).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Il existe des facilitateurs pour les différents types de publics (industrie, tertiaire, ménages...) et pour les différentes SER. Ces « facilitateurs » sont des associations ou des bureaux d'études, désignés par les entités.

Développement du biogaz

Alternative prometteuse au gaz naturel pour la production d'électricité et de chaleur³⁶, le biogaz est promu au niveau régional, notamment via le système des certificats verts (quand il est utilisé pour produire de l'électricité) et des aides à l'investissement.

1.3.3. Amélioration de l'efficacité énergétique

L'amélioration de l'efficacité énergétique, par la réduction de la consommation unitaire d'énergie qu'elle entraîne, contribue à résoudre les problèmes liés tant à l'environnement, qu'à la sécurité d'approvisionnement ou au coût de l'énergie.

Pour favoriser l'insertion de cette dimension dans les politiques énergétiques des Etats membres, le législateur de l'UE a pris des dispositions dans différents domaines, caractérisés par un potentiel d'économies d'énergie élevé, et, en particulier, dans les domaines de la performance énergétique des bâtiments³⁷, de l'indication de la consommation d'énergie de certains appareils³⁸, de l'écoconception des produits consommateurs d'énergie³⁹, de l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et

³⁶ Dans le Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables, élaboré par la Belgique en 2010, la contribution prévue du biogaz à l'atteinte des objectifs contraignants de 2020 s'élève à 5 % en termes de puissance installée (MW) ou 6 % en termes d'énergie produite (GWh) dans le secteur de l'électricité et à 2 % en termes d'énergie produite (Tep) dans le secteur du chauffage et du refroidissement.

³⁷ Directive 2010/31/UE du Parlement européen et du Conseil du 19 mai 2010 sur la performance énergétique des bâtiments (JO L 153 du 18.6.2010), par laquelle la directive 2002/91/CE du Parlement européen et du Conseil du 16 décembre 2002 sur la performance énergétique des bâtiments (JO L 1 du 4.1.2003) est abrogée avec effet au 1^{er} février 2012 (refonte).

³⁸ Directive 2010/30/UE du Parlement européen et du Conseil du 19 mai 2010 concernant l'indication, par voie d'étiquetage et d'informations uniformes relatives aux produits, de la consommation en énergie et en autres ressources des produits liés à l'énergie (JO L 153 du 18.6.2010), par laquelle la directive 2003/66/CE de la Commission du 3 juillet 2003 modifiant la directive 94/2/CE portant modalités d'application de la directive 92/75/CEE du Conseil en ce qui concerne l'indication de la consommation d'énergie des réfrigérateurs, des congélateurs et des appareils combinés électriques (JO L 170 du 9.7.2003) est abrogée avec effet au 21 juillet 2011 (refonte).

³⁹ Directive 2009/125/CE du Parlement européen et du Conseil du 21 octobre 2009 établissant un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'écoconception applicables aux produits liés à l'énergie (JO L 285 du 31.10.2009), par laquelle la directive 2005/32/CE du Parlement européen et du Conseil du 6 juillet 2005 établissant un cadre pour la fixation d'exigences en matière d'écoconception applicables aux produits consommateurs d'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE du Conseil et les directives 96/57/CE et 2000/55/CE du Parlement européen et du Conseil (JO L 191 du 22.7.2005) est abrogée (refonte).



les services énergétiques⁴⁰ ainsi que de la cogénération (la directive relative à la cogénération a déjà été évoquée dans le point 1.3.2., mais elle trouve également sa place ici, en raison du gain de rendement associé à cette technologie).

A côté des mesures législatives, l'UE met en place diverses règles visant à promouvoir l'efficacité énergétique :

- elle encourage les démarches volontaires : les accords de branche avec l'industrie (tels que ceux portant sur les téléviseurs, les enregistreurs de vidéocassettes, les lecteurs de DVD, les machines à laver domestiques, les réfrigérateurs et les congélateurs), les codes de conduite (par exemple, pour l'alimentation électrique externe des appareils électroniques et pour la télévision digitale), les programmes (comme « Motor Challenge »⁴¹, « GreenLight »⁴² et « Greenbuilding »⁴³) ;
- elle lance des initiatives, telles que « ManagEnergy »⁴⁴ ;
- elle soutient le développement de technologies durables et propres, à travers les programmes-cadres de recherche et de développement technologique ou des programmes particuliers, comme le programme « Energie intelligente pour l'Europe ».

Ces mesures s'intègrent dans ou s'articulent autour de différentes démarches stratégiques, telles que la stratégie « Énergie 2020 », la feuille de route de l'énergie 2050 ou le plan 2011 pour l'efficacité énergétique.

Adoptée en novembre 2010, la stratégie « Énergie 2020 »⁴⁵ vise à développer une énergie « compétitive, durable et sûre ». Elle s'inscrit dans le cadre de la stratégie « Europe 2020 », déjà évoquée plus haut⁴⁶. Elle fait la part belle à l'efficacité énergétique, puisque la première des cinq priorités sur lesquelles elle est axée consiste

⁴⁰ Directive 2006/32/CE du Parlement européen et du Conseil du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques et abrogeant la directive 93/76/CEE du Conseil (JO L 114 du 27.4.2006).

⁴¹ Relatif aux systèmes à moteurs électriques, notamment dans l'industrie.

⁴² Afférent à la consommation d'énergie liée à l'éclairage intérieur et extérieur.

⁴³ Relatif aux technologies mettant en œuvre l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables dans le secteur des bâtiments non résidentiels.

⁴⁴ Ce programme vise à encourager la coopération entre les acteurs locaux et régionaux de l'énergie en Europe sur l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et le transport durable.

⁴⁵ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - Énergie 2020 - Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre (10.11.2010).

⁴⁶ Cf. point 1.3.2.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

à rendre l'Europe économe en énergie, les autres consistant à mettre en place un marché intégré de l'énergie véritablement paneuropéen, responsabiliser les consommateurs et maximaliser la sûreté et la sécurité, développer le rôle prépondérant joué par l'Europe dans les technologies et l'innovation liées à l'énergie et renforcer la dimension extérieure du marché de l'énergie de l'UE.

La feuille de route de l'énergie 2050, en cours d'élaboration, constitue un prolongement de la stratégie « Energie 2020 ». En tenant compte de l'engagement de l'UE de réduire ses émissions de GES de l'ordre de 80 à 95 % d'ici à 2050 par rapport à 1990, annoncé en octobre 2009 et matérialisé, en mars 2011, par la feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050⁴⁷, elle inscrit les mesures prévues par la stratégie « Energie 2020 » dans une perspective à plus long terme et envisage des mesures supplémentaires.

Adopté par la Commission européenne en mars 2011 et succédant au plan d'action pour l'efficacité énergétique pour 2007-2012⁴⁸, le plan 2011 pour l'efficacité énergétique⁴⁹ a pour but premier de parvenir à la réduction de la consommation d'énergie de 20 % d'ici à 2020 inscrite dans la stratégie « Europe 2020 ». Mais il ouvre aussi la voie vers l'économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 dessinée dans la feuille de route du même nom. Dans ce contexte, il propose plusieurs actions, telles que favoriser le rôle exemplaire du secteur public, améliorer la performance énergétique des bâtiments publics comme privés, améliorer l'efficacité énergétique du matériel tant domestique qu'industriel, renforcer l'information des PME, encourager le déploiement des réseaux et compteurs intelligents.

En Belgique, l'efficacité énergétique est une matière régionale. Cependant, cette matière fait également l'objet de mesures au niveau fédéral. Au niveau régional comme au niveau fédéral, certaines règles s'adressent aux organisations (privées et publiques), d'autres aux particuliers.

Au niveau fédéral, les mesures consistent essentiellement en la définition de normes de performance énergétique des équipements, l'offre d'incitants fiscaux (par exemple, les réductions d'impôt liées aux investissements économiseurs d'énergie dans les habitations privées et à la construction d'une maison passive) et l'organisation de campagnes d'information (visant notamment à sensibiliser le public aux investissements économiseurs d'énergie).

Les mesures régionales et fédérales sont présentées dans le plan d'action en matière d'efficacité énergétique (PAEE) 2008-2010 établi par la Belgique, en juillet 2007, en application de la directive 2006/32/CE relative à l'efficacité énergétique dans les

⁴⁷ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 (8.3.2011).

⁴⁸ Communication de la Commission - Plan d'action pour l'efficacité énergétique : réaliser le potentiel (19.10.2006).

⁴⁹ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - Plan 2011 pour l'efficacité énergétique (8.3.2011).



utilisations finales et aux services énergétiques.⁵⁰ L'impact des mesures d'économie d'énergie reprises dans ce premier plan d'action a été évalué. L'évaluation de cet impact est reprise dans le 2^e plan d'action en matière d'efficacité énergétique de la Belgique, qui a été transmis à la Commission européenne en juin 2011.

1.4. Éléments de la politique environnementale ayant une influence sur l'étude prospective gaz naturel

Trois aspects de la politique environnementale méritent d'être évoqués, étant donné leur impact sur l'étude prospective :

- l'évaluation environnementale des plans et programmes ;
- la lutte contre les changements climatiques ;
- la réduction des émissions responsables de l'acidification et de la formation de l'ozone.

1.4.1. Evaluation environnementale des plans et programmes

Une évaluation environnementale de plan ou programme, appelée « évaluation stratégique environnementale » (ESE) ou « strategic environmental assessment » (SEA), a pour objectif de donner au facteur environnemental une place importante dans le processus décisionnel, et ce avant que le plan ou le programme soit approuvé. Une ESE doit également tenir compte de la participation du public.

Considérée d'emblée comme un plan susceptible d'avoir des incidences notables sur l'environnement, l'étude prospective fait partie des plans et programmes énumérés dans la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement⁵¹ pour lesquels une évaluation environnementale est requise.⁵²

Fondements et obligations

La loi du 13 février 2006 a pour objectif de promouvoir un développement durable, en contribuant à l'intégration de considérations environnementales et/ou en prévoyant la participation du public dans le processus d'adoption des plans et programmes concernés.

⁵⁰ Disponible sur le site internet de la Commission européenne, à l'adresse suivante : http://ec.europa.eu/energy/demand/legislation/end_use_en.htm#efficiency.

⁵¹ MB du 10.3.2006.

⁵² Article 6, § 1^{er}, 1^o de la loi du 13 février 2006 relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement et à la participation du public dans l'élaboration des plans et des programmes relatifs à l'environnement.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

La loi du 13 février 2006 résulte de la transposition, dans le champ des compétences fédérales, de deux directives européennes. La première directive (2001/42/CE) est à l'origine de l'ESE : elle a pour objet l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement⁵³. La deuxième directive (2003/35/CE) traite de la participation du public lors de l'élaboration de certains plans⁵⁴ et programmes relatifs à l'environnement.

On retrouve également dans cette loi, certains aspects de la convention de la Commission économique pour l'Europe des Nations Unies sur l'accès à l'information, la participation du public au processus décisionnel et l'accès à la justice en matière d'environnement⁵⁵.

Cette loi comprend plusieurs obligations :

- l'élaboration d'un répertoire des informations que devra contenir le rapport sur les incidences environnementales ;
- la réalisation de l'évaluation des incidences sur l'environnement ;
- la rédaction du rapport précité ;
- la consultation du public ;
- la consultation d'instances concernées, dont :
 - les services publics fédéraux, réunis en un comité d'avis, créé en vertu de la même loi ;
 - le Conseil fédéral du développement durable (CFDD) ;
 - les gouvernements des régions ;
- la prise en considération du rapport et des résultats des consultations lors de l'adoption du plan ou programme ;
- la communication d'informations sur l'adoption du plan ou programme, via une déclaration à publier au Moniteur belge et sur le site du Portail fédéral ;
- le suivi des incidences environnementales lors de la mise en œuvre du plan ou programme.

Outre leur contenu, la loi du 13 février 2006 influence le processus d'établissement des plans et programmes, car le délai d'élaboration de ceux-ci est suspendu entre la date à

⁵³ JO L 197, du 21.7.2001.

⁵⁴ JO L 156, du 25.6.2003.

⁵⁵ Signée à Aarhus le 25 juin 1998.



laquelle commence l'élaboration du projet de répertoire et la date à laquelle se termine l'élaboration de la déclaration relative à l'adoption du plan ou programme.

Conséquences d'une ESE fédérale sur l'étude prospective

La suspension du délai d'élaboration de l'étude prospective pendant le déroulement de l'évaluation environnementale entraîne un allongement de ce délai et donc un report de l'échéance à laquelle l'étude doit être terminée.

Les aspects environnementaux de l'étude prospective sont étudiés en profondeur dans le cadre de l'évaluation environnementale. Le rapport sur les incidences environnementales doit, en particulier, comprendre « les objectifs de la protection de l'environnement pertinents » pour l'étude prospective⁵⁶. Cette disposition suppose l'établissement d'un inventaire des mesures juridiques et politiques (internationales, européennes, fédérales et régionales) applicables à l'étude. C'est pourquoi, le présent document ne s'appesantit pas sur ces mesures.

1.4.2. Lutte contre les changements climatiques

La lutte contre les changements climatiques repose sur la réduction des émissions de GES, que sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O) et les gaz fluorés (gaz-F)⁵⁷. Le secteur de la production d'énergie émet essentiellement du CO₂, en utilisant des combustibles fossiles (gaz naturel, pétrole, charbon).

Cette lutte prend ses racines dans la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (Convention), signée en 1992, dont l'objectif « est de stabiliser, conformément aux dispositions pertinentes de la Convention, les concentrations de GES dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique »⁵⁸.

Elle trouve un cadre concret dans le protocole de Kyoto, adopté par la Conférence des Parties à la Convention en 1997 et entré en vigueur en 2005. Le protocole renforce de manière significative la Convention en engageant les parties listées dans son annexe I⁵⁹ qui sont également devenues parties au protocole⁶⁰ à des objectifs

⁵⁶ Cf. 5° de l'annexe II de la loi du 13 février 2006.

⁵⁷ La vapeur d'eau (H₂O) et l'ozone (O₃) sont également des GES, mais ils ne sont pas concernés par les objectifs de réduction élaborés dans le cadre de la lutte contre les changements climatiques.

⁵⁸ Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, article 2.

⁵⁹ Allemagne, Australie, Autriche, Biélorussie, Belgique, Bulgarie, Canada, Communauté économique européenne, Croatie, Danemark, Espagne, Estonie, États-Unis d'Amérique, Fédération de Russie, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Islande, Italie, Japon, Lettonie, Liechtenstein, Lituanie, Luxembourg, Monaco, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Roumanie, Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord, Slovaquie, Slovénie, Suède, Suisse, Turquie, Ukraine.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

individuels, légalement contraignants, de réduction ou de limitation de leurs émissions de GES. Ces objectifs individuels sont listés dans l'annexe B du protocole et totalisent une réduction d'émissions de GES d'au moins 5 % par rapport aux niveaux de 1990 durant la période 2008-2012. L'objectif de réduction européen est de 8 %.

En 2005, les négociations relatives à un nouvel accord climatique qui fera suite au protocole de Kyoto ont démarré. Ces négociations ont donné lieu à l'adoption, en 2007, du plan d'action de Bali. Ce plan d'action avait pour objectif la conclusion d'un accord ambitieux et global sur le changement climatique à l'occasion de la 15^e session de la Conférence des Parties (COP), qui s'est tenue à Copenhague dans le courant du mois de décembre 2009. Le plan organisait les discussions autour d'une « vision commune » (par exemple, un objectif global à long terme pour les réductions des émissions de GES) et des thèmes suivants :

- une vision commune et un objectif global à long terme de limitation des émissions de GES ;
- une action renforcée sur le plan national/international en matière d'adaptation et d'atténuation du changement climatique ;
- une action renforcée dans le domaine de la mise au point et du transfert de technologie pour soutenir les mesures de limitation des émissions de GES ;
- une action renforcée dans l'apport de ressources financières et d'investissements, pour appuyer les mesures de limitation des émissions de GES, d'adaptation et de transfert technologique.

A l'issue de la COP15, l'Accord de Copenhague a été adopté. Il s'agit d'une déclaration politique, approuvée par une partie seulement des Etats membres de la Convention, sur un certain nombre d'engagements en matière climatique. Notamment :

- la reconnaissance de la nécessité de limiter à 2 °C l'augmentation globale de la température, avec une révision possible de cet objectif en 2015, en tenant compte des recommandations scientifiques ;
- l'engagement des pays développés à communiquer, pour le 31 janvier 2010, leurs objectifs de réduction des émissions d'ici à 2020⁶¹ ;
- l'engagement des pays en développement à communiquer, pour le 31 janvier 2010, leurs actions d'atténuation ;

⁶⁰ Tous, sauf les États-Unis d'Amérique et la Turquie.

⁶¹ Lorsque l'on totalise les objectifs de réduction des émissions annoncés par les pays développés, on obtient une valeur située entre 12 et 19 % (Institute for 21st Century Energy). Cependant, comme les émissions des pays en développement sont appelées à croître fortement, malgré les actions d'atténuation annoncées par ces derniers, l'effet global pourrait être négatif.



- l'instauration du mécanisme de réduction des émissions résultant du déboisement et de la dégradation des forêts dans les pays en développement (REDD+), destiné à lutter contre la déforestation ;
- l'engagement des pays développés de fournir collectivement des moyens nouveaux et complémentaires de 30 milliards de dollars aux pays en développement pour la période 2010-2012, pour financer les actions d'adaptation et d'atténuation, avec l'objectif d'atteindre 100 milliards de dollars par an d'ici 2020 ;
- la création du « Green Climate Fund », destiné à recevoir une « part significative » de ces nouveaux fonds, afin de financer les actions concrètes en matière d'atténuation, d'adaptation, de lutte contre la déforestation, de capacité de résilience, de développement et de transfert technologique ;
- la création d'un mécanisme technologique pour faciliter le développement et le transfert de technologie en faveur des pays en développement.

La COP16, organisée à Cancún en décembre 2010, a permis de renforcer le cadre institutionnel de la Convention, notamment en ce qui concerne les mécanismes de financement des mesures d'adaptation et d'atténuation dans les pays en développement (formalisation du « Green Climate Fund »), le mécanisme de mise au point et du transfert technologique (formalisation du Comité exécutif de la technologie et du Centre des technologies climatiques) et de REDD+. Les pays développés ont également été invités à mettre en place un plan de développement à faible intensité de carbone.

De son côté, l'UE a fixé des objectifs de réduction de CO₂, pays par pays pour la période 2008-2012. Celui de la Belgique s'élève à -7,5 %. Il a été réparti entre les trois régions, à raison de +3,475 % pour la Région de Bruxelles-Capitale, de -5,2 % pour la Région flamande et de -7,5 % pour la Wallonie. Cette répartition ne permettant pas de satisfaire aux exigences du protocole de Kyoto, il a été décidé que l'Etat fédéral compenserait le déficit par le biais des mécanismes de flexibilité prévus par le protocole de Kyoto⁶² (en l'occurrence, l'acquisition de droits d'émission via des projets de réduction des émissions à l'étranger) et d'un ensemble de politiques et mesures complémentaires (« policies and measures » - PAM's)⁶³.

En outre, en mars 2007, l'UE a devancé le processus de négociation international des Nations-Unies en se fixant des objectifs ambitieux en matière d'énergie et de climat à l'horizon 2020, qui ont été traduits juridiquement dans le paquet énergie-climat et intégrés dans la stratégie « Europe 2020 » : réduire les émissions de GES de 20 % par rapport à 1990, porter la part des sources d'énergie renouvelables à 20 % de la consommation finale brute d'énergie et réduire de 20 % la consommation d'énergie

⁶² Les mécanismes de flexibilité sont au nombre de trois : le commerce de droits d'émissions, la mise en œuvre conjointe et le mécanisme de développement propre.

⁶³ « Burden Sharing Agreement » du 8 mars 2004, par lequel le gouvernement fédéral s'est engagé à prendre une série de mesures complémentaires de réduction des émissions d'au moins 4,8 millions de tonnes équivalent CO₂ sur la période 2008 - 2012.

primaire.⁶⁴ Et, en octobre 2009, elle s'est engagée à réduire ses émissions de GES de l'ordre de 80 à 95 % d'ici à 2050 par rapport à 1990. Cet engagement s'est matérialisé, en mars 2011, dans la feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050⁶⁵, qui répond à l'invitation faite à l'occasion de la COP16.

La pierre angulaire de la stratégie de l'UE en matière de lutte contre les changements climatiques est le système communautaire d'échange de quotas d'émission, communément appelé « EU Emission Trading Scheme » ((EU) ETS). Ce système, inspiré de l'un des trois mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto et créé en vertu de la directive 2003/87/CE⁶⁶, est opérationnel depuis janvier 2005 et a été amendé dans le cadre du paquet énergie-climat.

L'ETS part du principe que la solution la plus rentable (en termes de coût/efficacité) pour réduire de façon significative les émissions mondiales de GES est d'attribuer un prix au carbone. Il vise essentiellement les entreprises. Sa mise en œuvre comporte trois phases :

- la phase 1, du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2007, était une phase d'apprentissage. Elle a permis d'établir le prix du carbone, le libre-échange des quotas d'émission dans toute l'UE et l'infrastructure nécessaire pour surveiller, déclarer et vérifier les émissions réelles des entreprises concernées. Lors de cette première phase, le système concernait les émissions de CO₂ produites par certains secteurs énergivores : installations de combustion, raffineries de pétrole, fours à coke, usines sidérurgiques, usines de fabrication de ciment, verre, chaux, briques, céramique, pâte à papier et papier. Les quotas d'émission étaient fixés sur une base nationale et alloués gratuitement aux entreprises ;
- la phase 2, du 1^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2012, coïncide avec la première période d'engagement du protocole de Kyoto. La Commission européenne s'est basée sur les émissions vérifiées de la phase 1 pour réduire les quotas d'émission de la phase 2 de 6,5 % par rapport au niveau de 2005. La fixation des quotas d'émissions demeure nationale et leur allocation aux entreprises reste gratuite. A partir de 2012, le système sera quelque peu étendu : il s'appliquera également à l'aviation civile ;
- la phase 3, du 1^{er} janvier 2013 au 31 décembre 2020, sera marquée par un renforcement significatif du système. Celui-ci inclura d'autres secteurs, comme ceux de la chimie et du captage, du transport et du stockage géologique des GES. Il portera sur d'autres GES, notamment l'oxyde nitreux (N₂O). Les quotas d'émissions nationaux seront remplacés par un plafond unique pour toute l'UE. Une réduction de 1,74 % du plafond d'émission sera appliquée chaque année, afin d'atteindre une

⁶⁴ Cf. point 1.3.2.

⁶⁵ Cf. points 1.3.2 et 1.3.3.

⁶⁶ Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil (JO L 275 du 25.10.2003).



diminution de 21 % en 2020 par rapport à 2005. La vente aux enchères des quotas d'émission remplacera progressivement l'allocation à titre gratuit.

Pour les secteurs non couverts par l'ETS, l'UE a fixé un objectif de réduction de 10 % à l'horizon 2020 par rapport à 2005. Cet objectif a été réparti entre tous les Etats membres, en fonction de leur richesse relative, dans le cadre de la décision « Effort Sharing »⁶⁷. L'objectif pour la Belgique s'élève à 15 %.

En Belgique, bien que l'environnement soit principalement une compétence régionale, l'ampleur du défi et le caractère transversal de la problématique (plusieurs politiques sont concernées, comme celles de l'énergie et des transports) ont amené le gouvernement fédéral et les gouvernements régionaux à organiser la lutte ensemble.

La dernière stratégie en date est le plan national climat (2002-2012), adopté en 2002. Pour mettre en œuvre cette stratégie, un accord de coopération entre le gouvernement fédéral et les régions a été signé en novembre 2002. Cet accord instaure une Commission nationale climat, chargée de la coordination interne, de l'évaluation et de l'adaptation du plan national climat. Elle est également chargée de mettre en place une série de dispositifs visant à assurer le respect des engagements pris par la Belgique dans le cadre du protocole de Kyoto et notamment les mécanismes de flexibilité. A ce titre, la Commission nationale climat intervient dans l'élaboration des instruments nécessaires au respect de la directive 2003/87/CE, comme l'accord de coopération de 2005 entre l'Etat fédéral et les trois régions visant à organiser et gérer le registre national des GES⁶⁸.

1.4.3. Réduction des émissions responsables de l'acidification et de la formation de l'ozone

L'acidification est principalement liée aux émissions de trois polluants : le dioxyde de soufre (SO₂), les oxydes d'azote (NO_x) et l'ammoniac (NH₃). Le secteur de l'énergie contribue à la production des deux premiers.

La formation de l'ozone implique, quant à elle, des polluants primaires aussi appelés « gaz précurseurs », tels que les NO_x et les composés organiques volatils (COV), qui émanent notamment de la production d'énergie.

La politique de la Belgique en matière de réduction des émissions responsables de l'acidification et de la formation de l'ozone s'inscrit dans le cadre de la Convention de la

⁶⁷ Décision n°406/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à l'effort à fournir par les États membres pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction de ces émissions jusqu'en 2020 (JO L 140 du 5.6.2009).

⁶⁸ Accord de coopération du 23 septembre 2005 entre l'Etat fédéral, la Région flamande, la Wallonie et la Région de Bruxelles-Capitale concernant l'organisation et la gestion administrative d'un système de registre standardisé et normalisé en Belgique en accord avec la Directive 2003/87/EG du Parlement européen et du Conseil (MB du 14.10.2005).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Commission économique pour l'Europe des Nations Unies sur la pollution atmosphérique à longue distance⁶⁹.

Cette convention comporte plusieurs protocoles portant sur les émissions de SO₂, de NO_x, de COV, de NH₃, de métaux lourds et de polluants organiques persistants. En ce qui concerne l'étude prospective, c'est le protocole de Göteborg, signé en novembre 1999, entré en vigueur en mai 2005 et en cours de révision actuellement, qui retient l'attention. Qualifié de « multi polluants, multi effets », ce protocole fixe, pour chaque Etat signataire, un plafond annuel d'émissions à l'horizon 2010 pour le SO₂, les NO_x, le NH₃ et les COV. Les plafonds de la Belgique sont repris dans le tableau 4.

Les mesures de réduction des émissions responsables de l'acidification et de la formation de l'ozone découlent également de trois directives européennes :

- la directive 2001/80/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion⁷⁰ ;
- la directive 2001/81/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques, également appelée « directive NEC (National Emission Ceilings) »⁷¹ ;
- la directive 1999/32/CE du Conseil, du 26 avril 1999, concernant une réduction de la teneur en soufre de certains combustibles liquides et modifiant la directive 93/12/CEE⁷².

La directive 2001/80/CE s'applique aux installations de combustion⁷³, quel que soit le combustible utilisé, dont la puissance thermique nominale est égale ou supérieure à 50 MW. La directive vise à réduire par étapes les émissions annuelles de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote en provenance des installations existantes et à fixer des valeurs limites d'émission pour le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote et les poussières dans les cas d'installations nouvelles. Elle encourage la cogénération et l'utilisation de la biomasse, en fixant pour celle-ci des limites d'émission spécifiques. Elle permet cependant d'exempter des installations existantes du respect des valeurs limites d'émission et de l'inclusion dans un plan national de réduction des émissions, à condition que l'opérateur s'engage à ne pas faire fonctionner l'installation pendant plus de 20.000 heures entre le 1^{er} janvier 2008 et le 31 décembre 2015.

⁶⁹ Dite Convention de Genève et identifiée par le sigle UNECE/LRTAP.

⁷⁰ JO L 309 du 27.11.2001.

⁷¹ JO L 309 du 27.11.2001.

⁷² JO L 121 du 11.5.1999.

⁷³ Dispositif technique dans lequel des produits combustibles sont oxydés en vue d'utiliser la chaleur ainsi produite.



Le 1^{er} janvier 2016, la directive 2001/80/CE sera remplacée par la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution) (refonte)⁷⁴.

En ce qui concerne la directive 2001/81/CE, si l'horizon et les polluants sur lesquels elle porte sont identiques à ceux du Protocole de Göteborg, les plafonds qu'elle fixe sont parfois plus ambitieux. Les plafonds relatifs à la Belgique sont indiqués dans le tableau 4.

Cependant, les travaux menés dans le cadre du programme européen CAFE (Clean Air For Europe) ont montré que les objectifs de la directive 2001/81/CE n'assureront pas une protection suffisante de la santé humaine et des écosystèmes dans l'UE à l'horizon 2020. Il est donc plus que probable que des réductions supplémentaires d'émissions seront imposées aux Etats membres d'ici-là.

Tableau 4 : Plafonds annuels d'émission de polluants acidifiants fixés par le Protocole de Göteborg et la directive 2001/81/CE pour la Belgique à l'horizon 2010

Texte	SO ₂ (kilotonnes)	NO _x (kilotonnes de NO ₂)	COV (kilotonnes)	NH ₃ (kilotonnes)
Protocole de Göteborg	106	181	144	74
Directive 2001/81/CE	99	176	139	74

Quant à la directive 1999/32/CE, elle vise à réduire les émissions de dioxyde de soufre résultant de la combustion de certains types de combustibles liquides dérivés du pétrole, en subordonnant l'utilisation de ceux-ci sur le territoire des Etats membres au respect d'une teneur maximale en soufre.

La pollution de l'air relevant des compétences des régions, la charge des émissions a été partagée entre elles, à l'exception des émissions dues aux sources mobiles (transports), pour lesquelles une approche globale a été préconisée. Parmi les différentes mesures mises en place ou envisagées par les régions, l'on citera le permis d'environnement, qui constitue leur outil privilégié pour limiter les émissions des activités polluantes. En effet, celui-ci permet à la fois une approche globale ou sectorielle et une approche personnalisée, grâce aux conditions particulières des établissements autorisés.

1.5. Etude prospective gaz naturel

Cette section présente l'étude prospective sous différents angles : son contexte légal, son objet, son utilisation et son contenu.

⁷⁴ JO L 334 du 17.12.2010.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

1.5.1. Contexte légal de l'étude prospective

Suite à sa modification du 1^{er} juin 2005, la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations édicte qu'une étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, appelée « étude prospective », doit être établie par la DG Energie en collaboration avec le BFP.

La loi du 6 mai 2009 portant des dispositions diverses a encore modifié certains aspects de la loi du 12 avril 1965⁷⁵. Aujourd'hui, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, le gestionnaire d'installation de stockage du gaz naturel, le gestionnaire d'installation de GNL, la CREG et la Banque nationale de Belgique sont consultés et le projet d'étude prospective est soumis, pour avis, à la Commission interdépartementale pour le Développement durable et au Conseil Central de l'Économie. L'horizon et la périodicité de l'étude prospective sont étendus, respectivement de 5 à minimum 10 ans et de 1 à 4 ans après publication de l'étude précédente.

L'arrêté royal du 20 décembre 2007 relatif à la procédure d'élaboration et de publication de l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel⁷⁶ règle les modalités d'établissement et de publication de l'étude prospective.

1.5.2. Objet de l'étude prospective

L'étude prospective a pour objet de déterminer la manière la plus avantageuse de réaliser l'adéquation entre l'offre et la demande de gaz, à moyen et à long termes.

Il convient de remarquer que, si la loi évoque le long terme, un horizon de dix ans n'est pas considéré comme du long terme dans l'énergie. En effet, à titre d'exemple, la conception et la construction d'une nouvelle centrale au gaz naturel de 400 MW ou plus nécessite quatre ans environ.

1.5.3. Utilisation de l'étude prospective

L'étude prospective s'inscrit dans le cadre des mesures de sauvegarde de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique. En effet, étant donné l'importance vitale que revêt la continuité de l'approvisionnement en gaz naturel, il convient de suivre attentivement la situation du marché du gaz naturel et notamment l'équilibre existant entre l'offre et la demande, le niveau de la demande prévue ainsi que les capacités supplémentaires envisagées ou en construction. Ainsi, si la sécurité d'approvisionnement est menacée, il est possible de prendre à temps les mesures nécessaires.

1.5.4. Contenu de l'étude prospective

Le contenu de l'étude prospective est défini à l'article 15/13 de la loi du 12 avril 1965 :

« § 2. L'étude prospective contient les éléments suivants :

⁷⁵ MB du 19.5.2009.

⁷⁶ MB du 1.2.2008.



1. l'estimation de l'évolution de la demande et de l'offre de gaz naturel à moyen et long termes ;
2. les orientations en matière de diversification des sources d'approvisionnement et l'identification des besoins nouveaux d'approvisionnement en gaz naturel ;
3. un programme indicatif d'investissements en vue du maintien et du développement du réseau de transport de gaz naturel, d'installation de stockage de gaz naturel et d'installation de GNL ;
4. une évaluation de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et, quand celle-ci risque d'être compromise, la formulation de recommandations à ce sujet ;
5. en matière de capacité de stockage du gaz naturel, les objectifs minimaux à atteindre dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement du pays ».

2. Problématique de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

Etant donné que la Belgique ne dispose d'aucun gisement de gaz naturel, le pays dépend entièrement de l'importation. Dans ce contexte, la problématique de la sécurité des approvisionnements et les considérations géopolitiques qui interfèrent dans cette matière prennent toute leur importance.

Cette dépendance pousse la Belgique à renforcer sa politique en matière de sécurité d'approvisionnement. Ceci implique différentes stratégies :

1. faire un état des lieux des réserves mondiales et européennes de gaz naturel pour renseigner les autorités belges sur leur disponibilité ;
2. favoriser la pérennisation des sources d'énergie via des contrats à long terme ;
3. améliorer le transport de gaz (y compris de gaz alternatif) :
 - par la diversification tant des fournitures que des routes de transport ;
 - par la flexibilité de l'approvisionnement ;
 - par une capacité de transport suffisante non seulement pour éviter les goulets d'étranglement, mais également pour assurer un accès au marché pour les fournisseurs de taille plus modeste.

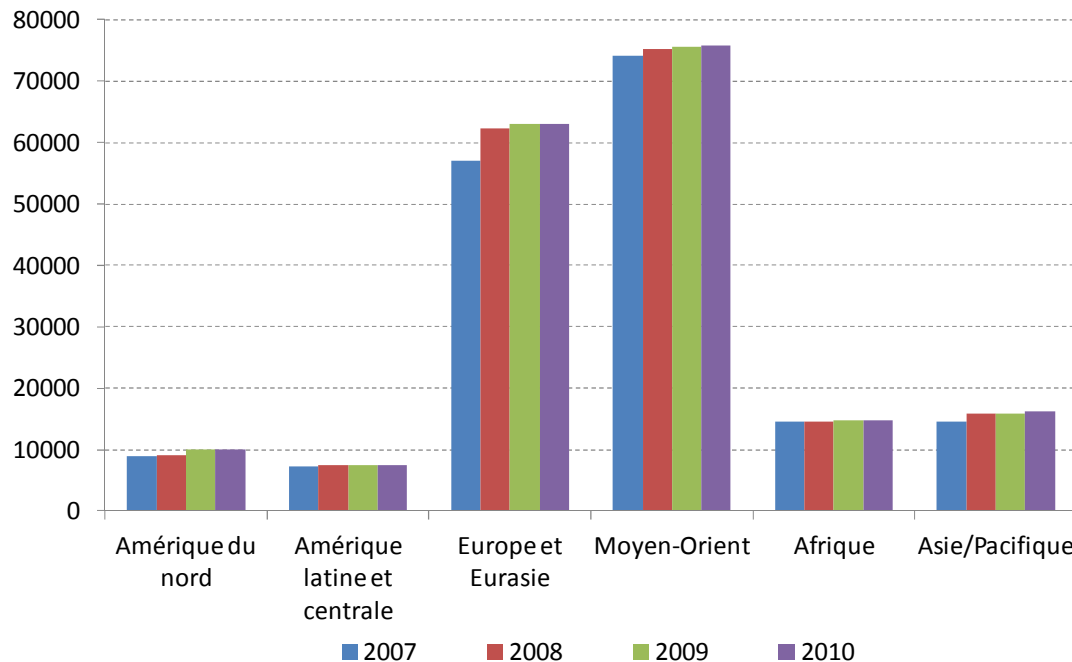
Le présent chapitre évoque ces stratégies. En particulier, il montre la dépendance de la Belgique vis-à-vis des producteurs de gaz naturel et donc l'importance des pays comme la Russie, la Norvège... pour la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Il décrit les infrastructures et le marché gaziers de la Belgique. Il présente les politiques européenne et belge en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel.

2.1. Réserves mondiales de gaz naturel

Tout comme le pétrole, le gaz naturel est une source d'énergie primaire dont la disponibilité des réserves est dictée par la géologie. La répartition mondiale des réserves de gaz naturel en 2007, 2008, 2009 et 2010 est présentée au graphique 3.



Graphique 3 : Répartition mondiale des réserves en gaz naturel, 2007-2010 (Gm³)



Source : BP Statistical Review of World Energy 2011

A la fin de 2010, les réserves prouvées totales de gaz naturel s'élevaient à 187.142 milliards de m³ (Gm³) dont 40,51 % se situent au Moyen-Orient, 33,71 % en Europe et Eurasie, 8,65 % en Asie/Pacifique, 7,87 % en Afrique, 5,31 % en Amérique du nord et 3,96 % en Amérique latine et centrale. A condition que le rythme de production se stabilise au niveau actuel, les réserves totales de gaz naturel en 2010 équivalent, en termes d'années de production (ratio Réserves/Production), à 58,6 années.

La Russie dispose de près de 44.762 Gm³, l'Iran 29.610 Gm³ et le Qatar 25.322 Gm³, soit pour ces trois pays 53,3 % des réserves mondiales. Ces réserves sont exploitées à des degrés divers : par exemple, la Russie est un important pays consommateur et exportateur, alors que le Qatar est en pleine expansion pour la mise à disposition de ses réserves sur les marchés internationaux, contrairement à l'Iran dont les projets à l'exportation n'ont pu se concrétiser, mais qui est un important consommateur.

Le cas des Etats-Unis est caractérisé par des réserves non négligeables (dont une partie de gaz non conventionnels), une production entièrement consommée en interne et complétée par des importations qui en font le premier importateur au monde (principalement en provenance du Canada, qui dispose de réserves bien inférieures). Toutefois l'augmentation continue de la production de gaz non conventionnels de cette dernière décennie a significativement réduit les volumes à importer, les Etats-Unis étant

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

même (re)devenus le premier producteur mondial de gaz naturel avec une part de production de 19,3 % en 2010, au détriment de la Russie (18,4 %).

Les deux pays sont de gros consommateurs et producteurs de gaz naturel (leur rapport production/consommation est proche de l'unité), mais leurs perspectives de production future sont sensiblement différentes. Les Etats-Unis ont déjà largement exploité leurs réserves de gaz naturel conventionnel beaucoup plus limitées que celles de la Russie. Il en résulte une durée de vie des réserves prouvées de quelque 12 ans pour les Etats-Unis et de 76 ans pour la Russie. Néanmoins, le potentiel offert par les gaz non conventionnels permettrait de maintenir le rythme de production en parallèle à l'évolution de la consommation domestique américaine. Quant aux réserves des ex-républiques d'Union soviétique d'Asie centrale (6,8 % des réserves mondiales en 2010), déjà exploitées sous l'ère soviétique, elles connaissent une reprise graduelle et croissante de leur production depuis 5 à 10 ans. Hormis en Algérie, pays précurseur dans l'exploitation du GNL dès 1964, la valorisation du gaz naturel est plus récente parmi les autres producteurs, le gaz naturel ayant été pendant longtemps perçu comme un produit fatal de l'exploitation pétrolière et brûlé à la torchère. Les producteurs asiatiques de GNL ont rallié l'Algérie dans le groupe des exportateurs de GNL fin des années 1970 et ont été rejoints par les producteurs du Moyen-Orient et le Nigeria dans la seconde moitié des années 1990.

2.2. Réserves européennes de gaz naturel et production

Dans les provinces gazières localisées en Europe, l'exploitation peut au mieux couvrir un peu plus d'une décennie de production au rythme actuel. Les producteurs européens les mieux lotis en réserves sont les Pays-Bas et la Norvège, qui ont une durée de vie de réserves de quelque 20 ans (voir tableau 5 et graphique 4).

Tableau 5 : Amplitude des réserves, production et durée de vie des réserves de gaz naturel en Europe, 2010

	Réserves prouvées (Gm ³)	Production (Gm ³ /an)	R/P (années)
Danemark	52	8,2	6,4
Allemagne	69	10,6	6,5
Italie	85	7,6	11,1
Pays-Bas	1.174	70,5	16,6
Norvège	2.042	106,4	19,2
Pologne	120	4,1	29,2
Roumanie	595	10,9	54,4*
Royaume-Uni	256	57,1	4,5

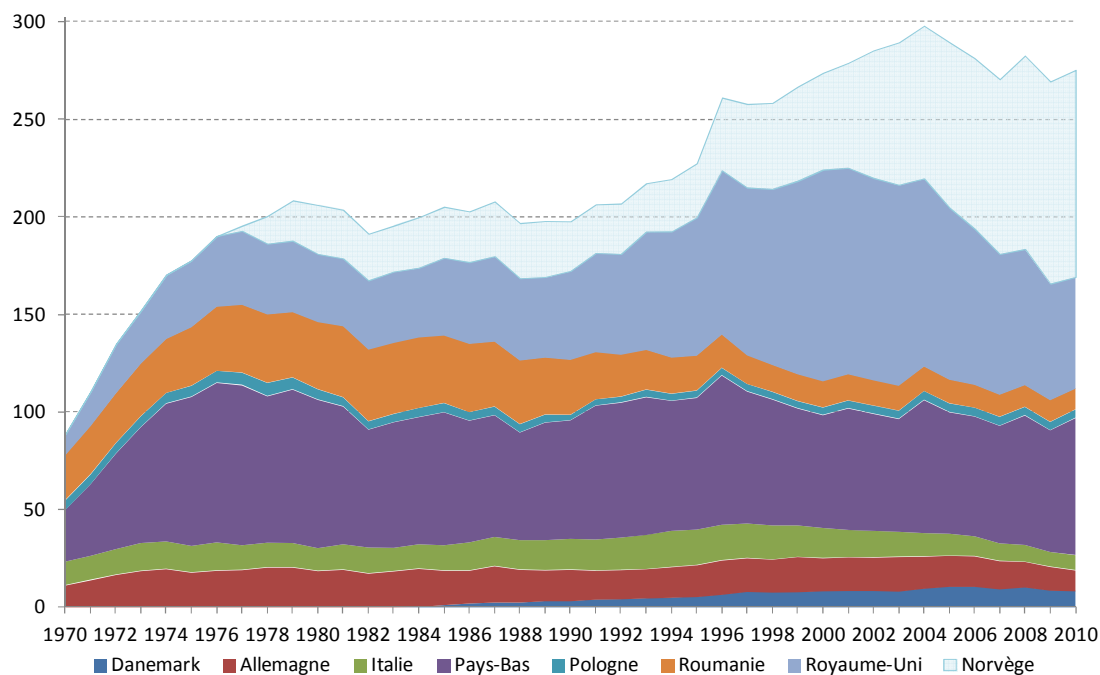
Source : BP Statistical Review of World Energy 2011

R/P = durée de vie des réserves au rythme de production actuel.

* Dans le cas de la Roumanie, à la veille de la révolution (1988-1989) la production s'élevait à 33 Gm³/an (maximum en 1982 avec 37 Gm³/an). A ces rythmes de production plus élevés, la durée de vie des réserves baisse sous les 20 ans.



Graphique 4 : Evolution de la production de gaz naturel en Europe, 1970-2010 (Gm³/an)



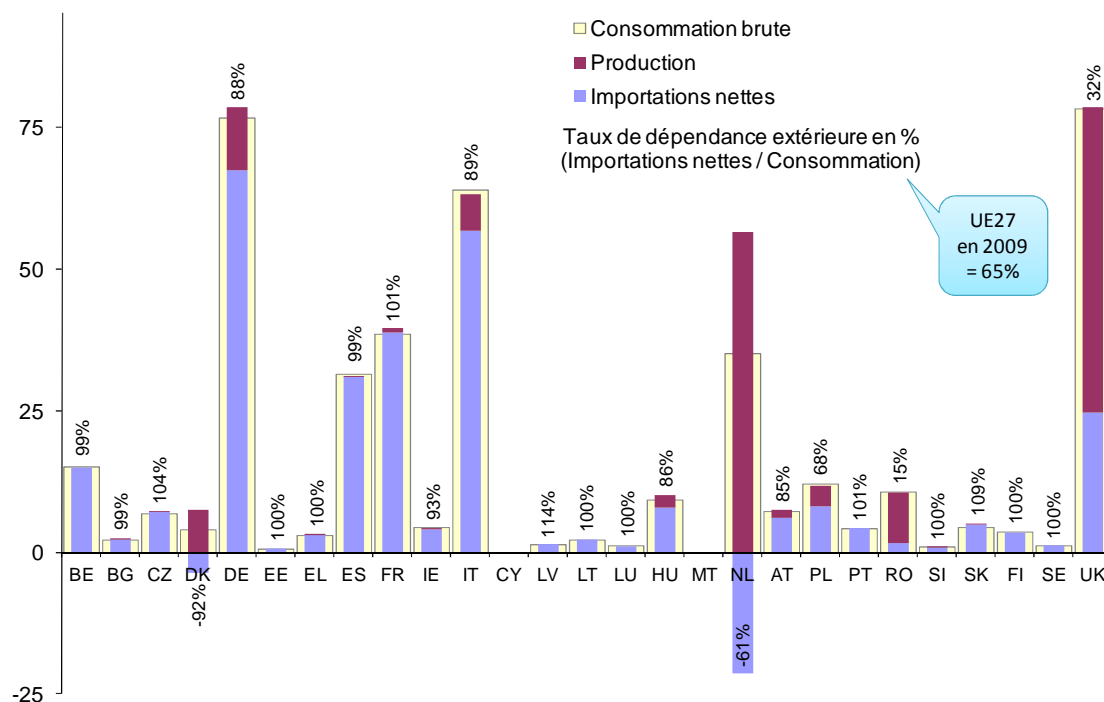
Source : BP Statistical Review of World Energy 2011

L'UE assure seulement une partie de son approvisionnement à partir de la production gazière de plusieurs de ses États membres et affiche dès lors un taux de dépendance extérieure gazière global de 65 %. Néanmoins, cette dépendance gazière varie considérablement d'un État membre à l'autre, en fonction de sa dotation ou non en ressources gazières et de la taille de son marché national. Ainsi, le Danemark et les Pays-Bas sont largement exportateurs nets de gaz naturel, le Royaume-Uni, premier producteur européen, étant encore quasi autosuffisant.

Les autres États membres de l'Union ne disposent soit pas du tout de gaz naturel ou ont une production pour le moins insuffisante face à leur marché national, ce qui est plus particulièrement le cas de trois grands consommateurs de l'Union que sont l'Allemagne, la France et l'Italie. Le graphique 5 illustre les niveaux de la production, l'importance des importations et le niveau de la dépendance gazière extérieure des États membres.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 5 : Production, importations et dépendance gazière extérieure des Etats membres, 2009 (Mtep/an)



Source : Eurostat

2.3. Livraisons potentielles à la Belgique

Pour la Belgique, l'importation du gaz naturel est indispensable pour garantir la sécurité d'approvisionnement en énergie du pays. Le contrat d'approvisionnement en gaz naturel est un des instruments propres à renforcer la sécurité de l'approvisionnement. Il est considéré par les autorités européennes comme étant à long terme lorsqu'il est conclu pour une durée supérieure à dix ans.

Dans un contexte de marché libéralisé, les contrats et achats d'approvisionnement sont effectués par les acteurs du marché (fournisseurs/importateurs) pour lesquels le marché pertinent ne se limite plus au seul territoire belge mais est souvent plus large. Ces approvisionnements sont mis en place en veillant à assurer la cohérence entre les portefeuilles d'achat et de vente de ces différents acteurs. Ils se concrétisent sur la base de transactions sur les marchés de gros, combinant des contrats à différentes échéances, de gaz de différentes origines, conclus de gré à gré ou par l'intermédiaire de bourses, tout tenant compte d'une diversification appropriée des portefeuilles. Les volumes répertoriés ici sont relatifs aux contrats conclus dans le passé par l'opérateur historique Distrigaz, dont la part de marché à l'importation pour le marché belge s'est contractée de 72,4 % en 2008 à 52,1 % en 2010. La destination finale des molécules devient de plus en plus délicate à apprécier au niveau national. Une visibilité



supplémentaire est apportée par les contrats conclus par d'autres opérateurs actifs sur le marché belge (et au-delà) en termes de réservation de capacité d'accès au terminal de GNL de Zeebruges :

- les Pays-Bas : le contrat à long terme conclu avec les Pays-Bas (6,89 Gm³/an de gaz L ou 5,8 Gm³/an en équivalent H)⁷⁷ a été reconduit jusqu'en 2030 et est intégré au portefeuille de la maison-mère de Distrigaz, ENI ; un arrangement similaire a été opéré par le groupe GDF Suez jusqu'à l'horizon 2029, le fournisseur hollandais couvrant ainsi quelque 15 % du portefeuille futur du groupe ;
- la Norvège livre environ 6 Gm³/an au marché belge et dispose de suffisamment de réserves pour continuer ses livraisons durant encore deux décennies. Il convient de mentionner que le Royaume-Uni est devenu un importateur net de gaz naturel et que le gaz naturel norvégien a trouvé ainsi un nouveau débouché ;
- l'Algérie : les contrats à long terme conclus avec l'Algérie (4,5 Gm³/an) se sont terminés en 2006 et n'ont pas été renouvelés. Néanmoins, la Sonatrach a exprimé son intérêt pour un accès au terminal de Zeebruges⁷⁸ ;
- un premier contrat a été conclu entre Rasgas (Qatar) et Distrigaz pour l'importation au terminal de Zeebruges de 2,75 Gm³/an pour une période de 20 ans à partir de 2007. Néanmoins, il n'y a pas de garantie que ce volume sera destiné effectivement au marché belge. A côté de cela, le fournisseur qatari a réservé pour une même durée, une capacité de 4,5 Gm³/an sur le terminal de Zeebruges, en tant que point d'accès de GNL au réseau belge (et européen). Cette capacité a été ensuite assignée à EDF trading jusqu'en 2011 ;
- le solde de capacité au terminal de Zeebruges (1,8 Gm³/an) a été souscrit par Suez LNG trading pour une durée de 15 ans (et cédée pour moitié à ConocoPhillips).

A l'horizon 2015, tous ces contrats (complétés par des transactions sur le marché spot) sont plus ou moins suffisants pour couvrir la demande de gaz naturel attendue. Au-delà de cette période, plus de 50 % de la demande devra être couverte par de nouveaux contrats.

Les nouveaux contrats pouvant être conclus non seulement par l'opérateur historique, mais aussi par d'autres fournisseurs, qui livrent et livreront du gaz naturel au marché belge, l'estimation des volumes qui arriveront finalement en Belgique s'avère relativement ardue. Cette estimation est rendue encore plus difficile par le fait que les portefeuilles d'approvisionnement des opérateurs commerciaux sont de plus en plus souvent gérés sur une base intégrée, à l'échelle européenne, ce qui empêche d'établir un lien entre les contrats d'approvisionnement et les contrats de livraison.

⁷⁷ CREG, Proposition de plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel 2004, p. 62.

⁷⁸ Pétrostratégies n°995, 12/2006.

2.4. Fourniture de gaz naturel dans des marchés libéralisés

La Belgique est approvisionnée, en moyenne, pour 60,3 % via des contrats d'une durée supérieure à 5 ans conclus avec des producteurs de gaz naturel.⁷⁹ C'est à partir de 2002 que des contrats de moins de 5 ans conclus avec des producteurs de gaz naturel ont fait leur apparition et les contrats de moins d'un an conclus avec d'autres fournisseurs de gaz naturel ont été constatés à partir de 2004, avec le développement des transactions sur les marchés de gros.

En revanche, même si certains prônent que la diminution du nombre de contrats à long terme est bénéfique pour la compétition, la flexibilité et dès lors la sécurité d'approvisionnement⁸⁰, ce point de vue doit être mis en perspective, car se baser sur une partie importante de transactions spot n'est pas toujours opportun. La disponibilité de contrats à long terme présente également certains avantages :

- cela permet de diminuer l'incertitude non seulement pour les parties engagées par le contrat, mais également pour le GRT, qui doit adapter/étendre son infrastructure de réseau. En effet, le transport de gaz naturel nécessite une infrastructure spécifique (et lourde), qui ne peut pas être improvisée. L'obtention de permis et les démarches administratives prennent du temps ;
- cela permet de sécuriser les volumes prévus dans le contrat (éventuellement avec un certain degré de flexibilité concernant les volumes délivrés pendant l'année) ;
- cela permet aux producteurs « upstream », qui sont confrontés à des investissements conséquents, de réduire l'incertitude financière.

Le Conseil a exprimé sa position dans cette matière, dans sa directive 2004/67/CE du 26 avril 2004 concernant les mesures visant à sécuriser l'approvisionnement en gaz naturel :

« Les contrats à long terme ont joué un rôle très important dans la sécurité des approvisionnements en gaz de l'Europe et conserveront ce rôle. Le niveau actuel des contrats à long terme est adéquat sur le plan communautaire, et on estime que ces contrats continueront d'occuper une place significative dans l'approvisionnement global en gaz dans la mesure où les entreprises continuent de les intégrer dans leur portefeuille global de contrats d'approvisionnement ».

Le Conseil demande explicitement aux Etats membres d'examiner « les contrats d'approvisionnement en gaz à long terme conclus par des entreprises établies et enregistrées sur leur territoire » dans le rapport qu'ils publient en application de l'article 5 de la directive 2003/55/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

⁷⁹ CREG, Rapport annuel 2010.

⁸⁰ CREG, Plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel 2004.



2.5. Description des infrastructures gazières belges

Avertissement

Les infrastructures présentées ci-dessous reflètent la situation en mai 2011. Elles diffèrent quelque peu de celles prises en considération dans le cadre de l'évaluation des incidences sur l'environnement et décrites dans le rapport sur les incidences environnementales⁸¹. En effet, l'évaluation a porté sur un projet d'EPG clôturé en mai 2010 et donc sur les infrastructures existant à cette époque.

En dehors du réseau de distribution de gaz naturel, qui n'est pas concerné par l'EPG, les infrastructures gazières belges comprennent trois catégories d'installations :

- un réseau de transport de gaz naturel ;
- une installation de GNL ;
- une installation de stockage.

2.5.1. Réseau de transport de gaz naturel

Le réseau de transport de gaz naturel se compose de divers éléments :

- des conduites ;
- des stations de mesure ;
- des stations de compression ;
- des stations de régulation de débit ;
- des stations de mélange ;
- des stations de réduction de pression.

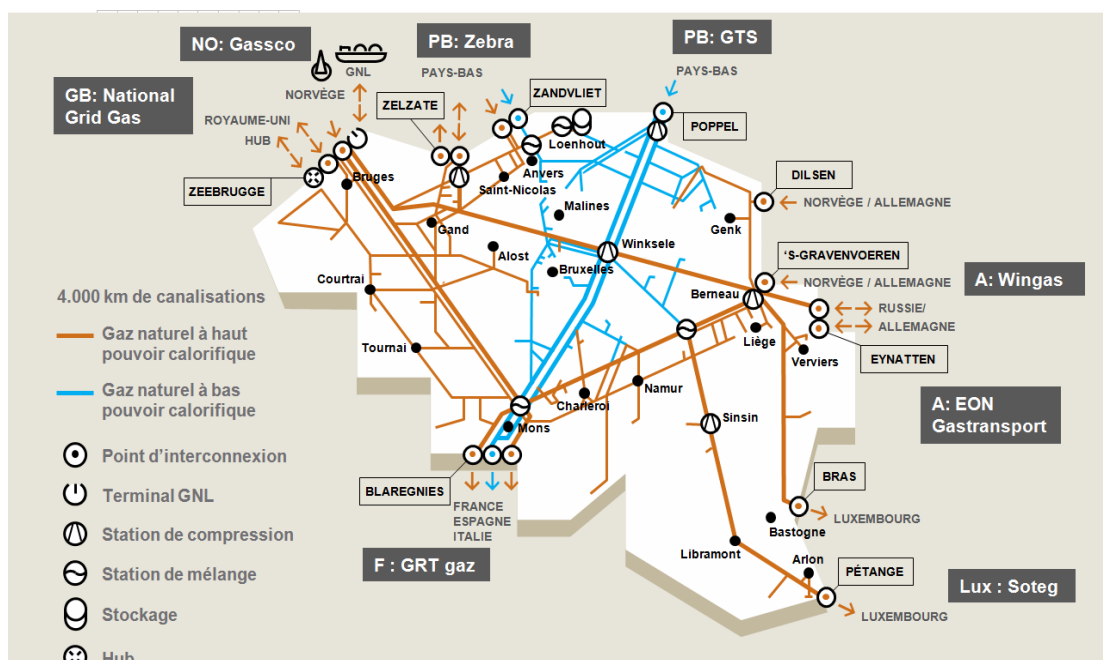
⁸¹ Cf. chapitre 6.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Conduites

Avec 18 points d'interconnexion, le réseau de transport de gaz naturel du GRT (Fluxys) figure parmi les systèmes les plus interconnectés d'Europe (cf. schéma 4). Le réseau compte 4.000 kilomètres de conduites en service et sert tant pour le transport de gaz naturel destiné aux utilisateurs finals établis en Belgique (le « transport interne pour le marché belge ») que pour le transport de gaz naturel destiné à d'autres marchés d'utilisateurs finals (le « transport de frontière à frontière »).

Schéma 4 : Réseau de transport de gaz naturel en Belgique, 2011



Source : Fluxys (2011)

Le transport du gaz naturel pour le marché belge est le transport des livraisons destinées aux acheteurs en territoire belge et comprend aussi l'offre de services de flexibilité pour combler la différence entre les quantités apportées par les affréteurs dans le réseau de distribution du gaz naturel du GRT et les quantités utilisées par leurs clients. En 2010, 19 Gm³(n) de gaz naturel ont été transportés.

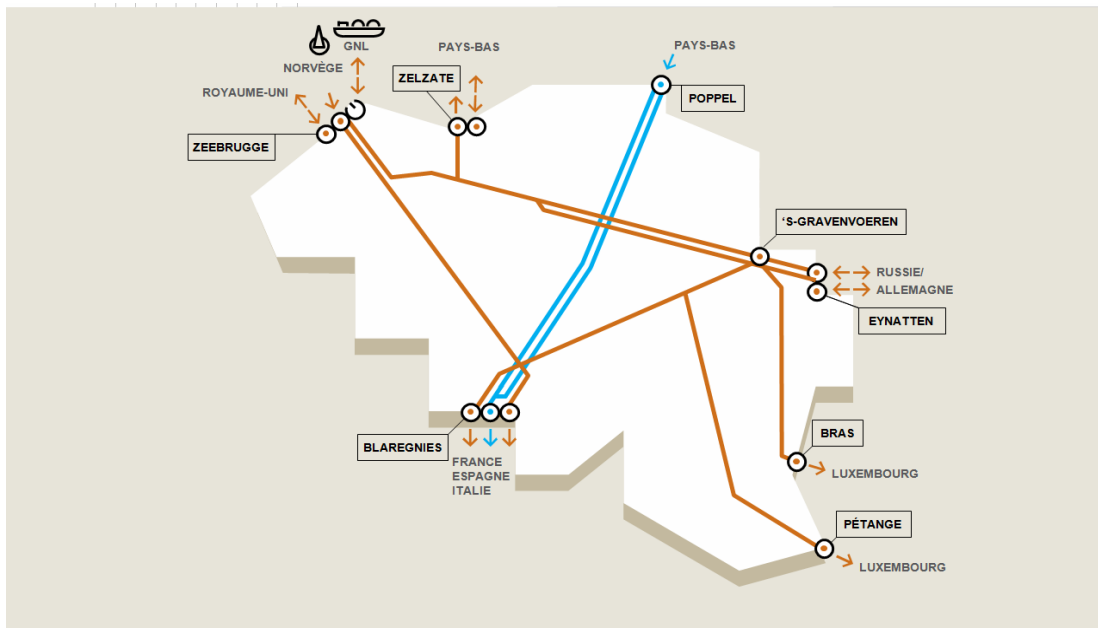
Le réseau de transport de gaz naturel du GRT est raccordé à 17 gestionnaires de réseaux de distribution qui, à leur tour, fournissent le gaz naturel aux utilisateurs résidentiels et aux PME. En outre, près de 260 utilisateurs industriels finals, centrales électriques et installations de cogénération sont directement raccordés au réseau de transport de gaz naturel du GRT.

Le transport de frontière à frontière du gaz naturel est le transport d'un point frontière à un autre sans livraison sur le territoire belge et ne comprend pas de services de flexibilité : les quantités livrées à un point frontière du réseau de transport de gaz



naturel sont simplement remises à disposition à l'autre point frontière. La capacité de transport de frontière à frontière contractée à long terme se monte à environ 90 Gm³(n) par an pour le réseau existant et devrait évoluer vers 100 Gm³(n), compte tenu des infrastructures en construction ou en préparation.

Schéma 5 : Transport de frontière à frontière en Belgique, 2011



Source : Fluxys (2011)

En l'espace de 40 ans, le réseau de transport de gaz naturel du GRT s'est transformé en plaque tournante pour les flux de transport de frontière à frontière en Europe occidentale (cf. schéma 5). Ainsi, le réseau transporte du gaz naturel des Pays-Bas et de la Norvège à destination de la France et de l'Espagne, du gaz naturel britannique à destination de l'Europe continentale, du gaz naturel provenant entre autres de Russie à destination du Royaume-Uni, ainsi que du gaz naturel à destination du Grand Duché de Luxembourg.

Le réseau de transport de gaz naturel du GRT se compose de deux réseaux séparés : un réseau pour le transport de gaz naturel à pouvoir calorifique faible en provenance des Pays-Bas (de Slochteren) et un réseau pour le transport de gaz naturel à pouvoir calorifique élevé. Actuellement, le gaz naturel à pouvoir calorifique élevé provient de Norvège, de Russie, du Royaume-Uni et des sources de GNL (voir 2.5.2).

Stations de mesure

Des stations de mesure se trouvent aux points d'entrée et de sortie du réseau de transport de gaz naturel du GRT et permettent d'évaluer les flux de gaz naturel.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Stations de compression

Pour faire passer du gaz naturel dans un réseau de pipelines, il est nécessaire de le mettre sous pression. Toutefois, cette pression diminue peu à peu en raison du frottement des molécules de gaz naturel contre la paroi des conduites. Une station de compression sert à maintenir la pression dans le réseau. Le GRT exploite cinq stations de compression.

Stations de régulation de débit

Les stations de régulation de débit sont des intersections dans le réseau de transport de gaz naturel du GRT où certaines quantités de gaz naturel sont acheminées d'un système de pipeline à l'autre. Les différents systèmes peuvent présenter différentes pressions opérationnelles maximales.

Stations de mélange

Les stations de mélange de Lillo et Loenhout convertissent le gaz naturel à pouvoir calorifique élevé en gaz naturel à pouvoir calorifique faible, afin de parer à toute pénurie éventuelle de gaz naturel à pouvoir calorifique faible en cas de pic de consommation en hiver. Le gaz naturel à pouvoir calorifique élevé est transformé en gaz naturel à pouvoir calorifique faible par l'adjonction d'azote. À la station de mélange de Lillo, il est également possible d'enrichir le gaz naturel à pouvoir calorifique faible par l'adjonction de gaz naturel à pouvoir calorifique élevé. Aux stations de mélange de Ville sur-Haine et Warnant-Dreye, le gaz naturel à pouvoir calorifique élevé peut être appauvri par l'adjonction de gaz naturel à pouvoir calorifique faible.

Stations de réduction de pression

Le GRT exploite quelque 160 stations de réduction de pression. Ces dernières constituent les maillons entre les conduites haute pression et les conduites à plus basse pression. Il s'agit, d'une part, des conduites moyenne pression du GRT même et, d'autre part, des réseaux à plus basse pression des gestionnaires de réseaux de distribution.

Dans une station de réduction de pression, le gaz naturel peut, le cas échéant, être odorisé : en effet, le gaz naturel est en soi un gaz plutôt inodore et l'adjonction d'une substance odorante permet de l'identifier en cas de fuite.

2.5.2. Installation de GNL

Photo 1 : Terminal de GNL de Zeebruges, 2011



Source : Fluxys (2011)

Le gaz naturel ne parvient pas en Belgique exclusivement par le biais des pipelines. À Zeebruges, le gaz naturel est aussi acheminé sous forme liquide (GNL ou gaz naturel liquéfié). Les navires de GNL sont déchargés au terminal de GNL de Zeebruges (cf. photo 1) et le gaz naturel liquéfié est entreposé quelques jours avant d'être retransformé en gaz et expédié dans le réseau de transport de gaz naturel du GRT.

Un doublement de la capacité du terminal de GNL a eu lieu en 2008 : un quatrième réservoir de stockage et des installations supplémentaires de regazéification ont été mis en service. Cet investissement dans une extension de capacité résulte d'une étude de marché internationale réalisée en 2004. Trois utilisateurs du terminal y atteignaient une capacité de transbordement commune de 9 Gm³(n) de gaz naturel par an, soit le double de la capacité qui était disponible à ce moment-là.

2.5.3. Installation de stockage

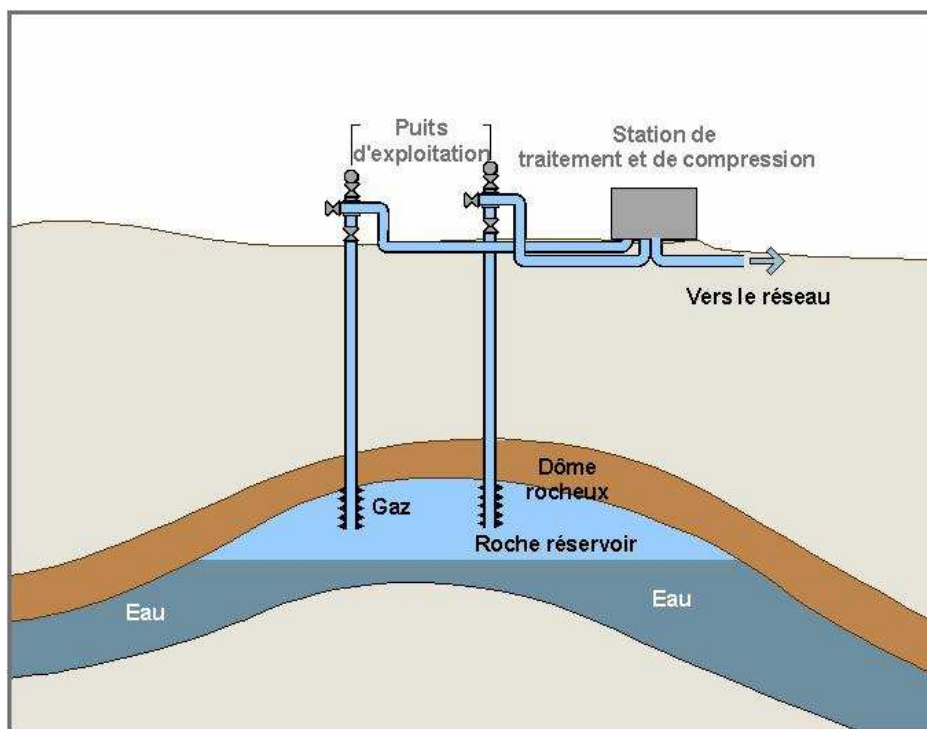
Les fournisseurs souhaitent acheminer le gaz naturel à un rythme relativement constant, alors que son utilisation sur le marché du chauffage est nettement supérieure en hiver à celle de l'été. Grâce au stockage du gaz naturel, les fournisseurs du marché belge disposent d'un tampon leur permettant de continuer d'alimenter leurs clients lorsque le temps se refroidit.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

La Belgique dispose d'une installation de stockage souterrain de gaz naturel à Loenhout (cf. schéma 6). Dans cette installation, le gaz naturel à pouvoir calorifique élevé est stocké dans les nappes aquifères. Le stockage a lieu à plus d'un kilomètre de profondeur, dans une strate rocheuse poreuse contenant de l'eau. Le gaz naturel est tenu emprisonné, de manière naturelle, entre une strate rocheuse imperméable à l'eau et aux gaz, située au dessus de la strate poreuse, et l'eau accumulée dans la roche poreuse. Lors du remplissage, en été, le gaz naturel repousse la couche d'eau vers le bas. En hiver, lorsque le gaz naturel est retiré du stockage, il remonte à la surface sous la pression de l'eau.

Le volume de stockage utile à Loenhout se monte à quelque 650 Mm³(n). En 2007, Fluxys a démarré des travaux visant à augmenter de 15 % la capacité du stockage sur une période de 4 ans (2008-2011), faisant progressivement passer le volume utile de 600 à 700 Mm³(n) (volume total : 1.400 Mm³(n)). En outre, la flexibilité d'utilisation du stockage s'en trouvera augmentée d'ici 2012 grâce à une hausse de la capacité d'émission (de 500.000 à 625.000 m³(n) par heure) et de la capacité d'injection (de 250.000 à 325.000 m³(n) par heure).

Schéma 6 : Installation de stockage de Loenhout, 2011



Source : Fluxys (2011)



2.6. Description du marché gazier en Belgique

Les lignes qui suivent abordent différents aspects du marché gazier belge :

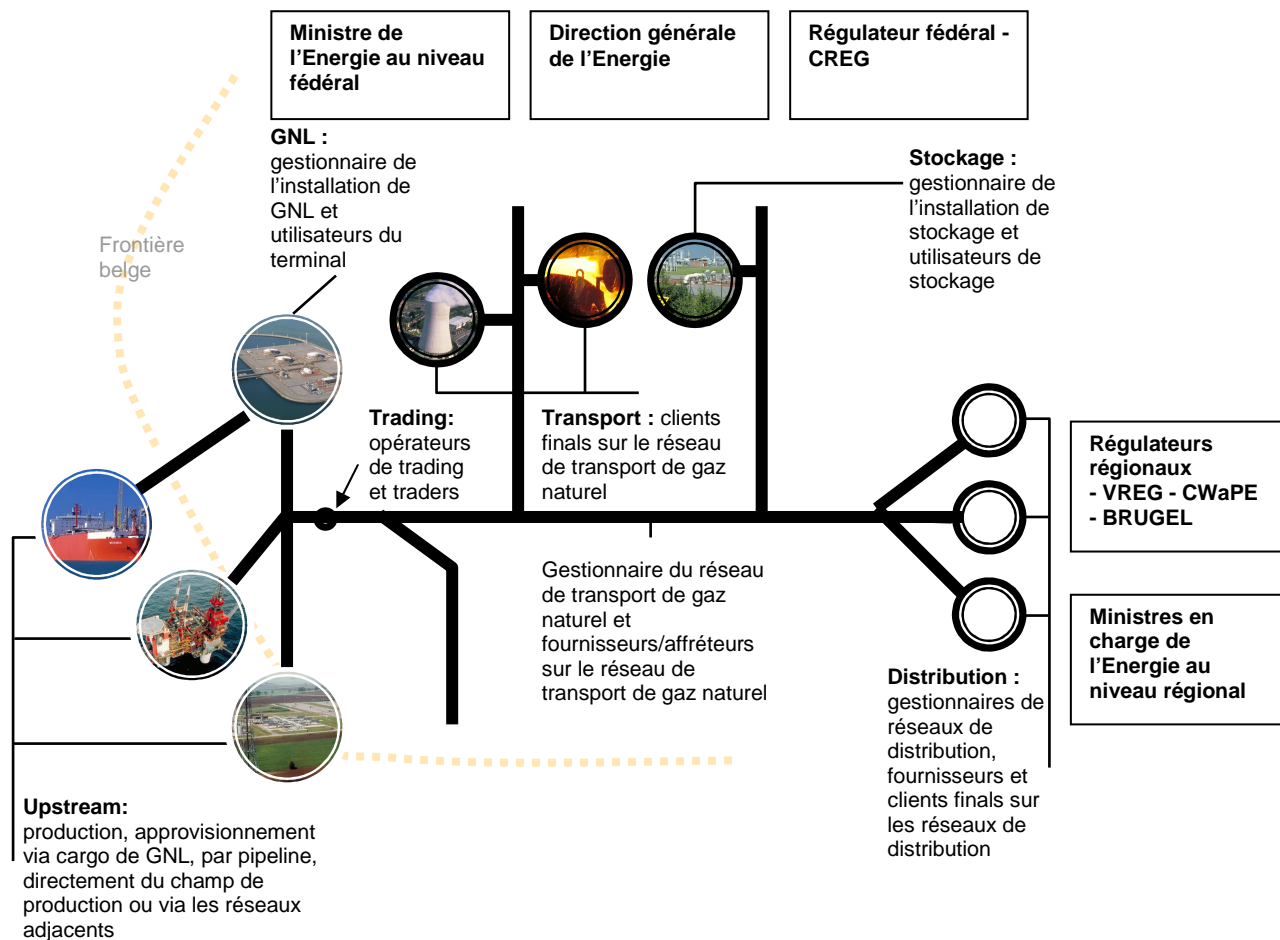
- la structure du marché et la chaîne gazière ;
- l'« upstream » ;
- l'accès au réseau et le transport ;
- le « trading » ;
- la distribution.

2.6.1. Structure du marché et chaîne gazière

Comme le schéma 7 l'illustre, la séparation des fonctions de gestion de l'infrastructure et de fourniture ainsi que la fragmentation du marché entre plusieurs fournisseurs, conséquence de la libéralisation du marché du gaz naturel voulue par les directives européennes 98/30/CE, 2003/55/CE et 2009/73/CE – aussi bien au niveau du transport qu'au niveau de la distribution –, entraînent qu'un grand nombre d'acteurs sont présents sur le marché gazier en Belgique, avec des responsabilités, des besoins et des rôles différents.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Schéma 7 : Marché du gaz naturel en Belgique, 2011



Source : Fluxys (2011)

2.6.2. Upstream

La Belgique importe du gaz naturel en utilisant les points d'entrée situés sur le réseau du gestionnaire indépendant de l'infrastructure de transport (Fluxys). Ces points d'entrée sont les portes du gaz naturel ouvrant notre pays à l'approvisionnement en provenance du Royaume-Uni, de Norvège, des Pays-Bas, d'Allemagne, de Russie et de tous les pays producteurs de gaz naturel liquéfié du monde. Aujourd'hui, le gaz naturel liquéfié (GNL) destiné au marché belge provient principalement du Qatar.



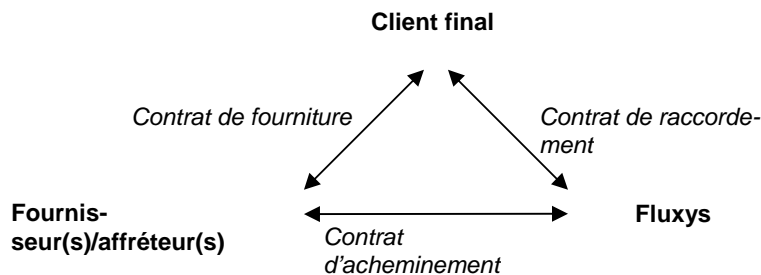
2.6.3. Accès au réseau et transport

Le texte qui suit met tout d'abord en lumière les deux réalités que recouvre le transport de gaz naturel : le transport interne et le transport de frontière à frontière. Il évoque ensuite le nouveau modèle de transport en cours d'élaboration.

Transport interne et transport de frontière à frontière

Dans le cadre du transport interne, le GRT transporte du gaz naturel entrant depuis la frontière (point d'interconnexion) jusqu'aux clients finals belges (centrales électriques, grands consommateurs industriels et gestionnaires de réseau de distribution), de sorte que les fournisseurs puissent approvisionner leurs clients situés sur le réseau de transport, que ce soit sur le réseau de gaz naturel à bas pouvoir calorifique (gaz L) ou sur le réseau de gaz naturel à haut pouvoir calorifique (gaz H). La libéralisation a pour conséquence, pour le transport interne de gaz naturel, que les relations contractuelles s'établissent de manière triangulaire, comme l'illustre le schéma 8.

Schéma 8 : Relations contractuelles sur le marché du gaz naturel en Belgique, 2011



Dans le cadre du transport de frontière à frontière, le GRT transporte, depuis la frontière (point d'interconnexion) jusqu'à un autre point d'interconnexion situé sur une frontière, du gaz naturel entrant qui est destiné à d'autres marchés de consommation en Europe. Le transport de frontière à frontière est important en Belgique. En effet, notre pays est la plaque tournante des flux gaziers de transport de frontière à frontière européens, grâce au réseau de canalisations de gaz naturel, qui est l'un des mieux interconnectés d'Europe. En concurrence avec d'autres opérateurs européens et des opérateurs de terminaux de GNL, le GRT investit dans des nouvelles capacités de transport de frontière à frontière, ce qui donne également à ce gestionnaire de réseau de transport la possibilité de créer de nouvelles capacités pour répondre aux besoins des consommateurs de gaz naturel en Belgique.

Nouveau modèle de transport

A la suite de consultations de marché menées en 2010, le GRT et la CREG ont lancé conjointement, au début de 2011, un projet en vue d'introduire, pour la fin de 2012, un nouveau modèle de transport de gaz naturel.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Ce nouveau modèle prendra en considération la législation européenne en vigueur et en développement ainsi que l'arrêté royal « code de bonne conduite » du 23 décembre 2010⁸².

Fondé sur l'approche « entry/exit », déjà partiellement appliquée dans le cadre du modèle actuel (qualifié de « enhanced/entry/exit »), le nouveau modèle impliquera notamment la suppression de la distinction entre le transport interne et le transport de frontière à frontière. Il permettra ainsi aux utilisateurs du réseau de bénéficier d'une flexibilité plus grande encore dans la réservation et l'utilisation de la capacité aux points d'entrée et de sortie (points de « relivraison » en Belgique ou d'interconnexion à la frontière).

Afin de tenir compte des besoins et des attentes du marché en matière d'équilibrage du réseau, les trois zones d'équilibrage actuelles sur le réseau de gaz naturel à haut pouvoir calorifique seront fusionnées en une seule zone, qui sera dotée d'un point d'échange virtuel. Les utilisateurs du réseau pourront ainsi plus facilement maintenir en équilibre les volumes qu'ils injectent et ceux qu'ils prélèvent. Par ailleurs, si des déséquilibres subsistent, le GRT veillera à préserver l'intégrité physique du réseau et appliquera des mécanismes de compensation financière et physique, qui seront basés sur le marché à court terme (principe du « market-based balancing »).

Le nouveau modèle facilitera également la coopération et les offres conjointes avec les gestionnaires de réseau voisins.

2.6.4. Trading

En ce qui concerne le « trading » de gaz naturel, l'opérateur du Hub de Zeebrugge, Huberator, offre des services permettant l'échange de volumes. Depuis le lancement du Hub en 1999, la liquidité sur celui-ci s'est considérablement améliorée. Sur l'ensemble de l'année 2010, les volumes nets échangés ont atteint 62,3 Gm³(n), ce qui représente environ 3,4 fois la consommation annuelle sur le marché belge. APX Gas Zeebrugge (aujourd'hui APX) a lancé, en 2005, des services de commerce électronique permettant l'échange anonyme de volumes de gaz naturel au Hub de Zeebrugge (« day ahead » et « within day »).

Le nouveau modèle de transport donnera également naissance à de nouvelles possibilités de « trading » dans la zone « Entry/Exit » (« Virtual Trading Point ou VTP »).

En matière de « trading » de capacité, Fluxys a développé une plateforme de « trading » de capacité de transport de frontière à frontière (le marché secondaire est opérationnel). Cette plateforme devrait être étendue, avec l'introduction du nouveau modèle, à l'ensemble des services de transport.

⁸² Arrêté royal du 23 décembre 2010 relatif au code de bonne conduite en matière d'accès aux réseaux de transport pour le gaz naturel et arrêté ministériel du 16 décembre 1999 réglementant le transport, la vente, la distribution et la consommation de gaz naturel (MB du 5.1.2011).



2.6.5. Distribution

Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) prennent le relais du GRT et distribuent le gaz naturel depuis les points de connexion avec le réseau du GRT jusqu'aux ménages et aux industriels de sorte que les fournisseurs puissent approvisionner en gaz naturel leurs clients situés sur ces réseaux.

2.7. Politique européenne en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel

La politique européenne en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel a été réécrite, à la fin de 2010, par le règlement 994/2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel⁸³. Ce règlement remplace la directive 2004/67/CE concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel⁸⁴.

2.7.1. Contexte de la politique européenne en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel

Suite à la crise Russie-Ukraine de janvier 2009, la Commission européenne a décidé qu'une approche plus coordonnée à l'échelle de l'UE était nécessaire pour assurer à tous un approvisionnement énergétique sûr et stable. Dans la foulée, elle a proposé, en juillet 2009, un nouveau règlement sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel, qui remplace la directive 2004/67/CE. La directive 2004/67/CE ne suffisait plus dans un contexte de dépendance grandissante à l'égard des importations et de risques accrus liés à l'approvisionnement et au transport de frontière à frontière dans les pays tiers, ainsi que dans une situation où les flux de gaz naturel augmentent et le marché intérieur du gaz naturel au sein de l'UE se développe.

Le règlement 994/2010 tente de mieux définir le rôle des différents acteurs de l'industrie du gaz naturel, des États membres et des institutions communautaires pour faire face à une rupture d'approvisionnement à court terme et prévoir les infrastructures nécessaires à plus long terme. La crise a également révélé le rôle essentiel des flux inversés, qui ont permis d'y faire face momentanément. Par conséquent, la Commission européenne propose une norme commune en matière d'infrastructure pour garantir la sécurité d'approvisionnement (par l'inversion des flux notamment) et des normes en matière d'approvisionnement pour les clients protégés⁸⁵, ainsi que

⁸³ Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil (JO L 295 du 12.11.2010).

⁸⁴ Directive 2004/67/CE du Conseil du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel (JO L 127 du 29.4.2004).

⁸⁵ Par « clients protégés », on entend « tous les ménages qui sont connectés à un réseau de distribution de gaz et, en outre, lorsque l'État membre concerné le décide :

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

l'élaboration de plans d'action préventif et de plans d'urgence, qui devront être déclenchés automatiquement en cas de rupture d'approvisionnement.

2.7.2. Principe de subsidiarité

Le règlement vise à renforcer la sécurité de l'approvisionnement de l'UE. La réalisation du marché intérieur de l'énergie et la rupture de l'approvisionnement en gaz naturel de janvier 2009 ont montré que la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel est une question dont la dimension communautaire devient de plus en plus grande, justifiant donc la participation des institutions de l'UE et de la Commission européenne en particulier. Dans une situation d'urgence au niveau communautaire, la Commission européenne est la mieux placée pour coordonner les actions des autorités compétentes des États membres et pour favoriser le dialogue avec les pays tiers. Afin d'éviter les ruptures d'approvisionnement en gaz naturel ou de s'y préparer, la meilleure garantie pour la sécurité de l'approvisionnement est un vaste marché intérieur bien interconnecté et compétitif, qui offre des sources et des voies d'approvisionnement diverses et qui répartit l'impact d'une rupture d'approvisionnement entre les États membres ou les entreprises d'approvisionnement.

2.7.3. Principe de proportionnalité

Le règlement est conforme au principe de proportionnalité et n'excède pas ce qui est nécessaire pour atteindre les objectifs poursuivis. Les États membres continuent d'être responsables de leur sécurité d'approvisionnement et bénéficient d'une grande flexibilité dans le choix des modalités et des instruments pour garantir la sécurité d'approvisionnement en tenant compte de leurs caractéristiques nationales dans le domaine du gaz naturel.

2.7.4. Principe N-1

La défaillance de la plus grande infrastructure de gaz naturel, appelée principe N-1, est un scénario réaliste. L'utilisation de la défaillance de cette infrastructure comme point de référence de ce que les États membres devraient être en mesure de compenser est un bon point de départ pour garantir leur sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. L'autorité compétente veille, dans le cas d'une défaillance de l'infrastructure principale, à ce que les mesures nécessaires soient prises afin que les infrastructures restantes (N-1) puissent livrer le volume nécessaire de gaz naturel pour satisfaire la demande totale de gaz naturel de la zone couverte pendant une période d'un jour de demande en gaz naturel exceptionnellement élevée durant la période la plus froide statistiquement observée tous les 20 ans. Cette obligation peut, dans certains cas, être remplie au niveau régional.

a) les petites et moyennes entreprises, pour autant qu'elles soient connectées à un réseau de distribution de gaz, et les services sociaux essentiels, pour autant qu'ils soient connectés à un réseau de distribution ou de transport de gaz, et que l'ensemble de ces clients supplémentaires ne représente pas plus de 20 % de la consommation finale de gaz; et/ou

b) les installations de chauffage urbain, dans la mesure où elles fournissent du chauffage aux ménages et aux clients visés au point a), pour autant que ces installations ne soient pas en mesure de passer à d'autres combustibles et qu'elles soient connectées à un réseau de distribution ou de transport de gaz. » (règlement 994/2010, article 2, 1)).



2.7.5. Capacités suffisantes au sein de chaque Etat membre

Il est essentiel de disposer d'infrastructures de gaz naturel suffisantes (comme les interconnexions, les installations permettant les flux bidirectionnels⁸⁶ dans les gazoducs, le stockage et les installations de regazéification du GNL) au sein d'un État membre et dans l'UE pour gérer les ruptures d'approvisionnement. Des critères minimaux communs relatifs à la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel devraient assurer des conditions de concurrence équitables pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et créer des incitations significatives pour construire les infrastructures nécessaires et améliorer le niveau de préparation en cas de crise. Du côté de la demande, des mesures comme le changement de combustible peuvent jouer un rôle considérable dans la sécurité énergétique si elles peuvent être appliquées rapidement et réduire la demande de façon appréciable face à une rupture d'approvisionnement.

2.7.6. Recours aux mécanismes de marché et mesures de crise

Le règlement doit permettre aux entreprises du secteur du gaz naturel et aux consommateurs d'avoir recours aux mécanismes du marché le plus longtemps possible lorsqu'ils font face à des ruptures. Il prévoit des mécanismes d'urgence à mettre en œuvre lorsque le marché n'est plus en mesure d'affronter une rupture de l'approvisionnement en gaz naturel de manière appropriée (en particulier en ce qui concerne les clients protégés). Même dans une situation d'urgence, les instruments fondés sur le marché doivent être prioritaires pour atténuer les effets de la rupture d'approvisionnement.

2.7.7. Définition du rôle et des responsabilités des entreprises et des autorités

Il est primordial de définir avec précision le rôle et les responsabilités de toutes les entreprises de gaz naturel et autorités compétentes pour maintenir le bon fonctionnement du marché intérieur, notamment dans des situations de rupture d'approvisionnement et de crise.

Le règlement prévoit que chaque État membre désigne une autorité compétente responsable de la mise en œuvre des mesures de sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel prévues dans le règlement.

L'autorité compétente doit mettre en place :

1. une évaluation complète des risques affectant la sécurité de l'approvisionnement en gaz ;
2. un plan d'action préventif contenant les mesures nécessaires pour réduire les risques relevés ;

⁸⁶ Les gestionnaires de réseau de transport veillent à ce qu'une capacité physique permanente permette de transporter du gaz naturel dans les deux sens sur toutes les interconnexions.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

3. un plan d'urgence contenant les mesures à prendre pour limiter l'impact des ruptures d'approvisionnement en gaz naturel ;

ceci, après consultation des entreprises de gaz naturel, des organisations de consommateurs concernées représentant les intérêts des ménages et des entreprises et de l'autorité de régulation, lorsque celle-ci n'est pas l'autorité compétente.

Le **plan d'action préventif** contient :

- les mesures visant à respecter les normes relatives aux infrastructures et à l'approvisionnement. Ces mesures comprennent au minimum la planification des mesures prévues pour satisfaire à la norme N-1, les volumes et les capacités nécessaires pour approvisionner les clients protégés pendant les périodes de forte demande définies, les mesures axées sur la demande et les obligations imposées aux entreprises de gaz naturel et aux autres organismes concernés ;
- les informations sur les interconnexions existantes et futures, sur les flux transfrontaliers et sur l'accès transfrontalier aux installations de stockage ;
- l'évaluation des risques ;
- les mesures préventives destinées à se prémunir contre des risques relevés ;
- les informations relatives aux obligations de service public.

L'autorité compétente prend les mesures visant à garantir l'approvisionnement en gaz naturel des clients protégés de l'État membre en cas de :

- températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours telles qu'il s'en produit statistiquement tous les 20 ans ;
- période d'au moins 30 jours de demande exceptionnellement élevée de gaz durant les périodes météorologiques les plus froides statistiquement observées tous les 20 ans ;
- période d'au moins 30 jours en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes.

Les entreprises de gaz naturel peuvent satisfaire à ces obligations au niveau régional ou au niveau de l'Union et l'autorité compétente n'exige pas que ces normes soient respectées en tenant compte uniquement des infrastructures situées sur son territoire.

L'autorité compétente veille à ce que les conditions d'approvisionnement des clients protégés soient établies sans nuire au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et à un prix respectant la valeur marchande du produit.

Le plan d'action préventif, notamment les actions visant à respecter les normes relatives aux infrastructures, se fonde sur le plan décennal de développement du réseau élaboré par ENTSOG. Il prend en considération l'efficacité économique, les effets sur le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie et l'impact sur l'environnement. Il est mis à jour tous les deux ans.



Le plan d'urgence :

1. se fonde sur des niveaux de crise établis⁸⁷ ;
2. définit le rôle et les responsabilités des entreprises de gaz naturel et des entreprises clientes, ainsi que leur interaction avec l'autorité compétente et, le cas échéant, avec l'autorité de régulation ;
3. définit le rôle et les responsabilités de l'autorité compétente ;
4. veille à ce que les entreprises de gaz naturel et les clients industriels consommant du gaz aient une latitude suffisante pour réagir à chaque niveau de crise ;
5. définit, si c'est approprié, les actions à prendre pour atténuer l'impact potentiel d'une rupture de l'approvisionnement en gaz sur le chauffage urbain et sur l'approvisionnement en électricité produite à partir du gaz ;
6. établit les procédures détaillées à suivre pour chaque niveau de crise, notamment les mécanismes d'information correspondants ;
7. désigne un gestionnaire ou une équipe de crise et détermine son rôle ;
8. définit la contribution des mesures fondées sur le marché pour gérer la situation en cas d'alerte et pour l'améliorer en cas d'urgence ;
9. définit la contribution des mesures non fondées sur le marché prévues ou à mettre en œuvre en cas d'urgence, détermine le niveau à partir duquel des mesures non fondées sur le marché sont nécessaires pour faire face à la crise, évalue leurs effets et fixe les procédures pour les mettre en application ;

⁸⁷ *Niveau d'alerte précoce (alerte précoce)*: lorsqu'il existe des informations concrètes, sérieuses et fiables, selon lesquelles un événement peut se produire, qui est de nature à nuire considérablement à l'état de l'approvisionnement et susceptible d'entraîner le déclenchement du niveau d'alerte ou d'urgence; le niveau d'alerte précoce peut être activé au moyen d'un mécanisme d'alerte précoce.

Niveau d'alerte (alerte) : lorsqu'il y a rupture d'approvisionnement ou que la demande en gaz est exceptionnellement élevée, ce qui nuit considérablement à l'état de l'approvisionnement, mais que le marché est encore en mesure de faire face à cette rupture ou cette demande sans qu'il soit nécessaire de recourir à des mesures non fondées sur le marché.

Niveau d'urgence (urgence): en cas de demande en gaz exceptionnellement élevée ou d'interruption significative de l'approvisionnement ou d'autre détérioration importante de l'état de l'approvisionnement et au cas où toutes les mesures pertinentes fondées sur le marché ont été mises en œuvre sans que l'approvisionnement en gaz soit suffisant pour satisfaire la demande en gaz restante, de sorte que des mesures supplémentaires, non fondées sur le marché, doivent être mises en place, en vue, en particulier, de préserver les approvisionnements en gaz au profit des clients protégés.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

10. décrit les mécanismes employés pour la coopération avec les autres États membres pour chaque situation de crise ;
11. précise les obligations imposées aux entreprises de gaz naturel en matière de présentation de rapports en cas d'alerte ou d'urgence ;
12. présente une liste d'actions prédéfinies visant à rendre du gaz naturel disponible en cas d'urgence, y compris les mécanismes de compensation et les accords commerciaux entre les parties prenantes de ces actions. Ces actions peuvent supposer des accords transfrontaliers entre des États membres et des entreprises de gaz naturel.

Fin décembre 2010, la DG Energie a été désignée comme autorité compétente provisoire par le ministre de l'Énergie. Ceci implique qu'elle est responsable de l'exécution de toutes les mesures fixées par le règlement, jusqu'à ce qu'une autorité compétente soit formellement désignée. L'autorité compétente provisoire sera principalement chargée de l'exécution de l'évaluation des risques.

2.8. Politique belge en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel

La présente section décrit, outre le contexte dans lequel s'inscrit la politique belge en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel, le rôle des différents acteurs, le plan d'urgence général et les risques auxquels les acteurs sont confrontés.

2.8.1. Contexte de la politique belge en matière de sécurité des approvisionnements en gaz naturel

En Belgique, l'industrie du gaz naturel⁸⁸ a toujours accordé beaucoup d'importance à la sécurité d'approvisionnement. La libéralisation du marché du gaz naturel a modifié le contexte dans lequel la sécurité d'approvisionnement doit être envisagée, car les activités de vente, de transport et de distribution du gaz naturel sont désormais séparées. La séparation des fonctions de gestion de l'infrastructure et de fourniture –

⁸⁸ Les trois critères de continuité d'approvisionnement utilisés par Distrigaz avant l'accès des tiers au réseau étaient les suivants :

1. le volume de l'hiver devait couvrir la consommation de l'hiver 1962-1963, le plus froid du siècle (risque statistique de 1 sur 95 ans) ;
2. un volume de pointe pour 5 jours consécutifs entre -10 °C et -11 °C devait être assuré (risque statistique de 1 sur 95 ans) ;
3. une capacité de transport de pointe horaire à -11 °C devait être garantie (risque statistique de 1 sur 20 ans).

Les températures mentionnées sont des températures moyennes journalières équivalentes à Uccle. Les critères de continuité d'approvisionnement étaient présentés tous les deux ans au Comité de contrôle de l'électricité et du gaz (CCEG) dans le cadre du plan d'investissement décennal de Distrigaz. Les critères décrits ici sont ceux de 1997.



aussi bien au niveau du transport qu'au niveau de la distribution – a entraîné une séparation des rôles et des responsabilités de la sécurité d'approvisionnement.

2.8.2. Rôle des différents acteurs intervenant dans la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

Les activités liées au transport de gaz naturel et à la gestion du Hub de Zeebrugge (de l'anglais « hub », qui signifie « pivot », « centre ») sont confiées à la société Fluxys. La distribution du gaz naturel aux clients raccordés au réseau de distribution reste de la responsabilité des intercommunales. La fourniture ou la vente du gaz naturel sur le marché belge est soumise à la concurrence.⁸⁹

Les différentes entreprises commerciales (Distrigaz, E.ON, Electrabel Customer Solutions, Essent, GDF, Lampiris, Nuon, SPE-Luminus, Wingas...) se « disputent » donc la clientèle. Pour garantir un fonctionnement optimum des marchés, des organes de régulation ont été mis en place par les autorités publiques.

Au niveau fédéral, il s'agit de la CREG, qui a deux rôles essentiels à assurer : une mission de conseil auprès des autorités publiques, d'une part, et une mission de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements, d'autre part. Au niveau régional, il y a la CWaPE (Wallonie), BRUGEL (Région de Bruxelles-Capitale) et la VREG (Région flamande).

Au niveau du transport de gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement comporte 3 aspects clés :

1. la disponibilité de gaz naturel, c'est-à-dire la disponibilité d'un volume de gaz naturel adéquat pour que l'offre puisse satisfaire la demande dans des conditions moyennes et extrêmes, pendant une période de temps déterminée ;
2. la disponibilité de capacité de transport de gaz naturel, c'est-à-dire la disponibilité de capacités de transport adéquates pour le transport du gaz naturel afin que l'offre puisse satisfaire la demande dans des conditions moyennes et extrêmes ;
3. l'intégrité du système, c'est-à-dire l'état caractérisant le réseau de transport dans lequel la pression et la qualité du gaz naturel respectent les limites inférieures et supérieures fixées de sorte que le transport du gaz naturel puisse être garanti du point de vue technique.

Contribution du gestionnaire de réseau de transport à la sécurité d'approvisionnement

En tant qu'opérateur prudent et raisonnable, le GRT s'assure que le réseau de transport de gaz naturel est dimensionné de telle manière que, lorsque l'intégrité du système n'est pas compromise, une capacité physique de transport interne de pointe horaire à -11 °C (température journalière équivalente à Uccle) soit garantie et que son offre de services de stockage permette de couvrir la pointe journalière. Cette valeur de

⁸⁹ Cf. point 1.2.2.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

référence de -11 °C est calculée sur base d'une probabilité statistique de survenance d'une fois en 20 ans.

Comme défini dans la législation belge, le GRT a la responsabilité de veiller à l'équilibrage résiduel du réseau. De même, afin de maintenir l'intégrité du réseau, la législation belge donne au GRT la possibilité de procéder à l'interruption ou à la réduction des flux gaziers via un plan de délestage⁹⁰.

Jusqu'au 10 juillet 2011 inclus, conformément à l'article 15/11, § 2 de la loi du 12 avril 1965, le gestionnaire de l'installation de stockage (installation de stockage de Loenhout) allouait prioritairement les capacités de stockage aux fournisseurs qui approvisionnent les installations de distribution de gaz naturel. Depuis le 11 juillet 2011, suite à une modification de la loi du 12 avril 1965⁹¹, le gestionnaire de l'installation de stockage peut allouer des capacités de stockage à court, moyen et long termes à l'aide de critères transparents et non-discriminatoires. L'allocation des capacités et les règles d'accès doivent être conformes au règlement 715/2009 et les règles de mise à disposition du gaz naturel stocké en cas d'urgence sont régies par le règlement 994/2010.

Contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement contre un risque technique commodité et/ou un risque commercial commodité⁹², les fournisseurs doivent réserver un volume de gaz naturel et une flexibilité suffisants pour couvrir la consommation de leurs clients sur la période pour laquelle ils sont actifs.

Les fournisseurs sur le réseau de transport doivent s'assurer qu'ils réservent les capacités de transport interne suffisantes pour couvrir à tout moment la consommation de leurs clients. Cette recommandation est par ailleurs appuyée par le règlement 994/2010, qui exige que les entreprises de gaz naturel prennent les mesures visant à garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés, au sens de ce règlement, dans une série de cas dont la probabilité statistique de survenance est d'une fois en 20 ans.

Comme défini dans la législation belge, les utilisateurs du réseau qui utilisent les capacités de transport interne ont la responsabilité primaire de veiller à l'équilibrage du réseau⁹³.

Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en cas de problème technique à un point d'entrée et/ou en amont de ce point d'entrée, il est recommandé que les

⁹⁰ Cf. arrêté royal « code de bonne conduite » du 23 décembre 2010 et arrêté ministériel du 16 décembre 1999 réglementant le transport, la vente, la distribution et la consommation de gaz naturel (MB du 31.12.1999).

⁹¹ Loi du 11 juin 2011 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (MB du 1.7.2011).

⁹² Ces risques sont expliqués dans le point 2.8.4.

⁹³ Cf. arrêté royal « code de bonne conduite » du 23 décembre 2010.



fournisseurs sur le réseau de transport, lorsqu'ils approvisionnent un certain pourcentage du marché⁹⁴, s'assurent d'un approvisionnement géographique diversifié, de souscrire des capacités en amont suffisantes et de souscrire des capacités de transport interne à un nombre minimum de points d'entrée du réseau de transport différents (2 ou plus).

En cas de crise, l'arrêté royal « code de bonne conduite » du 23 décembre 2010⁹⁵ prévoit une série de mesures opérationnelles et administratives pour les affréteurs ainsi que des dispositions en matière de gestion des incidents, comprenant un plan de délestage et un plan de reconstitution.

Contribution de la DG Energie et de la CREG à la sécurité d'approvisionnement

Grâce au règlement 994/2010, un cadre clair a été créé, dans lequel quelques critères et responsabilités ont été fixés en vue de la sécurité des fournitures de gaz. La DG Energie veillera à ce qu'un cadre législatif adéquat et adapté au nouveau contexte soit établi.

⁹⁴ En France, le législateur a prévu des dispositions en cette matière (décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz, article 1) : « Sous réserve des dispositions de l'article 5, les fournisseurs mentionnés à l'article 5 de la loi du 3 janvier 2003 susvisée, lorsqu'ils alimentent :

- des clients domestiques, y compris des ménages résidant dans un immeuble d'habitation chauffé collectivement ;
- des clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, en matière notamment d'administration, d'éducation, de sécurité, de défense et de santé dont la liste est fixée dans chaque département par arrêté préfectoral pris après consultation des opérateurs des réseaux de transport et des autorités organisatrices de la distribution publique de gaz territorialement compétentes ;

sont tenus d'avoir accès, directement ou indirectement, à plusieurs sources d'approvisionnement diversifiées géographiquement et suffisantes en quantité, de faire la preuve de capacités de transport interne jusqu'à la frontière française et d'avoir accès à :

- au moins deux points d'entrée sur le réseau de transport national lorsqu'ils approvisionnent plus de 5 % du marché national ;
- au moins trois points d'entrée sur le réseau de transport national lorsqu'ils approvisionnent plus de 10 % du marché national.

Un point d'entrée s'entend comme un point d'interconnexion transfrontalier sur le réseau de transport ou le lieu de raccordement à un site de production nationale. Les installations de gaz naturel liquéfié sont également considérées comme des points d'entrée.

Les volumes de gaz destinés à chaque fournisseur doivent être répartis entre les différents points d'entrée en fonction des marchés qu'il dessert. »

⁹⁵ Cf. point 2.6.3.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

En matière de capacité, afin que les investissements nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement puissent être réalisés (en cas de problème technique ou de dimensionnement du réseau insuffisant), il existe :

1. trois documents de référence sur les investissements à réaliser par le marché : l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, établi par la DG Energie et le BFP, le programme indicatif d'investissement sur 10 ans de Fluxys et le programme de transport sur 4 ans de Fluxys ;
2. un cadre réglementaire mis en place par la CREG permettant la réalisation de ces investissements de manière adéquate et en temps voulu, notamment par l'approbation de tarifs qui permettent le développement équilibré du réseau de transport de gaz naturel et/ou le développement de « surcapacités » permettant aux fournisseurs d'optimiser leur portefeuille en y intégrant leurs obligations telles que décrites au point précédent. La CREG doit également veiller à ce que Fluxys reçoive les bons incitants pour investir.

Un cadre législatif visant à faciliter la réalisation des projets d'investissements dans le réseau de transport en temps voulu pourrait également contribuer à renforcer la sécurité d'approvisionnement de la Belgique.

En matière de commodité, l'autorité compétente telle que définie dans le règlement 994/2010 doit veiller, en collaboration avec les autres instances concernées, au respect des dispositions du règlement 994/2010.

2.8.3. Plan d'urgence général

La Belgique prévoit un plan d'urgence ainsi qu'une supervision et une coordination de la planification des mesures d'urgence (arrêté royal du 31 janvier 2003) via le Centre gouvernemental de coordination et de crise. Ce plan est actif lorsque les intérêts vitaux ou les besoins essentiels (production et distribution d'énergie y compris) de la population sont menacés. Le SPF Economie dispose de deux unités de coordination au service de ce plan d'urgence : le Bureau des Plans civils de défense et la Cellule de Crise.

2.8.4. Risques de rupture de l'approvisionnement

Le concept de sécurité d'approvisionnement ne peut s'appréhender sans l'aspect de probabilité. La sécurité d'approvisionnement est en effet liée à des risques difficilement prévisibles. Ces risques ont généralement une probabilité d'occurrence relativement faible mais lorsqu'ils se concrétisent, ils ont des impacts élevés sur l'approvisionnement en gaz naturel.

La situation est d'autant plus difficile à gérer dans des conditions extrêmes, c'est-à-dire quand les températures sont très basses et donc quand la demande de gaz naturel est élevée.



Il ressort d'une première analyse que quatre grands risques, regroupés en deux catégories, menacent la sécurité d'approvisionnement :

Risques techniques : un problème technique peut avoir de deux manières des impacts importants sur l'approvisionnement en gaz naturel :

1. *risque commodité* : l'arrêt ou la diminution d'une source de production ou d'alimentation (stockage), un problème technique important (ou de qualité du gaz naturel) sur les réseaux « upstream » diminuent le volume disponible pour couvrir les besoins d'approvisionnement en gaz naturel à court terme ;
2. *risque capacité* : un « mismatch » entre investissements upstream et investissements sur le réseau de transport, un problème technique important, un dimensionnement insuffisant, un retard dans l'exécution d'investissements sur le réseau « upstream » et/ou sur le réseau de transport diminueront la possibilité d'assurer physiquement l'approvisionnement en gaz naturel, à court, moyen et long termes.

Risques commerciaux : les variations horaires, journalières et annuelles de consommation de gaz naturel doivent être couvertes :

1. *en commodité* : l'approvisionnement à court, moyen et à long terme risque d'être réduit si le volume de gaz naturel réservé contractuellement n'est pas suffisant pour couvrir la demande. Des comportements d'arbitrage ou des cas de faillite peuvent aggraver le problème. De même, l'approvisionnement par une seule source de production augmente le risque de rupture de l'approvisionnement. Ces risques peuvent être atténués par une diversification de l'approvisionnement ;
2. *en capacité* : l'approvisionnement à court et à moyen termes risque d'être réduit si les capacités souscrites sur le réseau « upstream » et/ou sur le réseau de transport ne sont pas suffisantes pour transporter le gaz naturel nécessaire à couvrir la demande.

Une protection totale de l'approvisionnement en gaz naturel est impossible à réaliser. Il est donc raisonnable de déterminer un niveau réaliste de sécurité d'approvisionnement qui dépende du degré de probabilité d'occurrence des risques décrits ci-dessus. Les éléments suivants doivent être pris en considération afin de déterminer ce niveau :

- les quantités et le volume de gaz naturel ;
- la probabilité d'occurrence ;
- la durée à couvrir.

Garantir la sécurité d'approvisionnement est comparable au principe d'une assurance contre le risque : plus l'assuré choisit de couvrir le risque, plus le montant de la prime à payer est élevé. Le choix d'assurer la sécurité d'approvisionnement pour couvrir le risque de températures plus basses et le risque de rupture d'approvisionnement entraîne des coûts plus élevés car des investissements complémentaires sont nécessaires pour couvrir ce niveau de risque.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Une évaluation complète des risques en matière de fourniture de gaz sera reprise dans l'évaluation des risques telle que définie dans le règlement 994/2010. Cette évaluation des risques est actuellement élaborée par l'autorité compétente provisoire, c'est-à-dire la DG Energie, et doit être soumise, pour la première fois, à la Commission européenne le 3 décembre 2011.

2.9. Sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à bas pouvoir calorifique en Belgique

A la demande du ministre de l'Energie, un groupe de travail (Task force gaz L) a été créé, en vue d'examiner la problématique de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à bas pouvoir calorifique (gaz L).

Cette Task force (TF) a, entre autres, pour mission :

- d'élaborer le schéma d'évolution de l'offre et de la demande en gaz L à court et moyen termes ;
- sur base des déficits constatés, d'analyser les différentes pistes en vue d'assurer l'approvisionnement du pays en gaz L ;
- sur base d'une analyse d'impact, de participer à l'élaboration et la mise en place d'une politique énergétique adaptée.

La composition de ce groupe de travail est à géométrie variable. Dans le cadre de l'examen des points 1 et 2, la TF a rassemblé les intervenants suivants :

- pour l'offre en molécule : les shippers de gaz L (Distrigaz - ENI et GDF-Suez)⁹⁶ ;
- pour l'offre de transport et de distribution : les gestionnaires du réseau de transport et des réseaux de distribution (Fluxys, Sibelga) ainsi que leurs opérateurs (Infrax, Eandis, Ores) et leurs fédérations (Inter-régies, Synergrid).

Le régulateur fédéral (CREG) a également participé à l'ensemble des discussions.

Les travaux de la TF ont débuté en mai 2008.

L'accent a tout d'abord été mis sur la sécurité d'approvisionnement à court terme. Les réunions ont, par la suite, été consacrées à l'analyse de la sécurité à moyen terme (situation de l'approvisionnement en gaz L pour les 5 prochaines années). Eu égard à l'existence d'une situation de congestion à moyen terme, les mesures les plus adéquates ont été examinées.

Les lignes qui suivent retracent le cheminement des réflexions de la TF. Les chiffres présentés sont ceux qui étaient disponibles à ce moment et ils peuvent différer des chiffres publiés ailleurs dans l'étude.

⁹⁶ Depuis le 1^{er} janvier 2009, la Belgique compte des fournisseurs supplémentaires de gaz L : Lampiris, Eneco, SPE...



2.9.1. Situation de l'approvisionnement en gaz L et critères d'approvisionnement associés

Avant d'aborder la question de la situation de l'approvisionnement en gaz L de la Belgique et des critères associés, il y a lieu de noter que l'infrastructure de transport belge sert à la fois à alimenter le marché belge et le marché français. En principe, il faudrait évaluer les besoins propres de ces deux marchés et les comparer à l'offre existante pour en tirer des conclusions quant à la sécurité d'approvisionnement de ces deux marchés. Néanmoins, sur base des estimations établies par GRTgaz (une des sociétés de transport françaises), le volume consommé par la zone de la France alimentée en gaz L ne devrait pas connaître de croissance durant les 5 prochaines années.

Les besoins du marché français étant considérés comme constants, seule la croissance du marché belge aura une incidence sur la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. La capacité de transport disponible pour le marché belge pourra, dès lors, être obtenue assez simplement en soustrayant à la capacité totale de transport une capacité de transport de frontière à frontière constante pour les 5 prochaines années à destination de la France. On estime le volume effectivement alloué au transport de frontière à frontière vers la France à 1.040 km³(n)/h. La capacité de transport moyenne horaire totale maximale du réseau de Fluxys étant de 2.734 km³(n)/h, après déduction de 1.040 km³(n)/h pour le transport de frontière à frontière, on constate que la capacité de transport maximale disponible pour alimenter le marché belge est de 1.694 km³(n)/h.

Cette capacité étant établie, en ce compris les besoins propres du marché français, nous pouvons nous limiter à l'étude du marché belge. Le bilan sur la sécurité d'approvisionnement en gaz L de la Belgique est basé sur le respect de 3 critères de continuité de l'approvisionnement, à savoir⁹⁷ :

- critère 1 : le volume de l'hiver doit pouvoir couvrir la consommation de l'hiver 1962/63, le plus froid du siècle (risque statistique de 1 sur 95 ans) ;
- critère 2 : un volume de pointe pour 5 jours consécutifs entre -10 °C et -11 °C doit être assuré ;
- critère 3 : une capacité de transport de pointe horaire à -11 °C doit être garantie (risque statistique de 1 sur 20 ans).

La mise en œuvre des 2 premiers critères semble ne pas poser problème aux shippers en gaz L pour les 5 prochaines années.

Par contre, la mise en œuvre du critère 3 constitue le critère critique en termes de sécurité d'approvisionnement. L'analyse technique de la capacité de transport disponible nous conduit à constater que la capacité de transport belge est actuellement inférieure à la capacité de sortie du réseau de transport néerlandais (localité : Hilvarenbeek). La valeur choisie pour cette capacité est celle qui figure dans l'étude

⁹⁷ Les températures mentionnées sont les températures moyennes journalières équivalentes à Uccle.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

(F)080515-CREG-765 « Surveillance de la capacité d'importation de gaz naturel 2008 » de la CREG, au point n°129 (document de mai 2008). Selon cette étude de la CREG, en ce qui concerne la capacité de transport à la frontière hollandaise, le volume disponible côté hollandais est de 2.815 km³(n)/h, alors qu'il est de 2.734 km³(n)/h côté belge (Poppel), soit une capacité de 80 km³(n)/h inférieure à celle qui est disponible en sortie du réseau de transport hollandais.

On en déduit que la capacité maximale de transport disponible pour alimenter le marché belge est de 2.094 km³(n)/h⁹⁸. Ce volume constitue l'offre maximale de gaz L (cf. tableau 6).

Tableau 6 : Volume horaire moyen journalier, 2008 (km³(n)/h)

	Volume	Commentaires
Capacité entrée transport interne (côté B)	2.734	Scénario flexibilité maximale
Transport frontière à frontière (F)	1.040	Transport f. à f. effectif (1.300 - 260)
Production : conversion H ->L	400	
Total disponible gaz L	2.094	

Pour ce qui est des hypothèses de croissance, deux taux de croissance ont été sélectionnés par la TF gaz L pour la distribution publique (TD), à savoir 1,5 % et 2 %. Le taux de 1,5 % reflète le taux de croissance observé ces dernières années. Le taux de 2 % est consécutif à la prise en compte du décret flamand du 22 décembre 2006 modifiant le décret « gaz » du 6 juillet 2001. Ce décret prévoit, dans son article 18bis, que le taux de couverture du réseau de distribution de gaz naturel en Région flamande et en zone non rurale doit être au minimum de 95 % en 2015, pour atteindre 99 % en 2020. L'augmentation de 0,5 point de pourcentage serait consécutive à la mise en œuvre de cette politique.

Pour la zone alimentée en gaz L, la moyenne horaire journalière se présente comme indiqué au tableau 7.

⁹⁸ Cette capacité est obtenue en soustrayant à 2.734 km³(n)/h, la capacité de transport de frontière à frontière de 1.040 km³(n)/h vers la France et en y ajoutant la capacité de production belge de gaz L de 400 km³(n)/h par les unités de transformation du gaz riche en gaz pauvre par adjonction d'azote atmosphérique (N₂).



Tableau 7 : Evolution de la moyenne horaire journalière pour la zone alimentée en gaz L, 2007-2015 (km³(n)/h)

Hiver	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15
Distr. publ. min. (1,5 %)	1.759	1.785	1.812	1.839	1.867	1.895	1.923	1.952
Distr. publ. max. (2 %)	1.759	1.794	1.830	1.867	1.904	1.942	1.981	2.021
Industrie (T)	173	173	178	182	182	182	182	182
Centrales prod. élec. (T)	30	30	30	30	30	30	30	30
Cogénération (T)	10	10	16	23	23	23	23	23
Total min	1.972	1.998	2.036	2.074	2.102	2.130	2.158	2.187
Total max	1.972	2.007	2.054	2.102	2.139	2.177	2.216	2.256

L'analyse des besoins en gaz L est basée sur les données dont dispose le transporteur belge Fluxys. Elle consiste à répartir les clients télémésurés directement connectés au réseau de Fluxys (T) en quatre grandes familles :

- la distribution publique ;
- l'industrie ;
- les centrales de production d'électricité ;
- les unités de cogénération.

Les volumes repris dans le tableau 7 sont les volumes qui ont été réservés par les fournisseurs de gaz L sur le réseau de Fluxys à l'occasion de l'hiver 2007/08. Le volume affecté à la distribution publique permet d'alimenter l'ensemble des autres clients non directement connectés au réseau de transport c'est-à-dire les clients résidentiels, les clients tertiaires, les clients industriels et les unités de cogénération.

L'estimation des besoins de la distribution publique étant basée sur les réservations des fournisseurs de gaz L, il y a lieu d'examiner dans quelle mesure celles-ci sont en ligne avec les besoins du marché.

Sur base de l'analyse de l'hiver 2008/09, on peut estimer que les besoins de la distribution publique dans les conditions de pointe hivernale à -11 °C avoisinent les 1.800 km³(n)/h, ce qui représente une différence de 15 km³(n)/h (pour un taux de croissance de 1,5 %) ou une différence de 6 km³(n)/h (pour un taux de croissance de 2 %) par rapport à l'estimation de la réservation en gaz L des shippers pour l'hiver 2008/09.

On peut donc conclure que la réservation des shippers dans le cadre de l'hiver 2007/08 constitue un point de référence valable dans le cadre de l'estimation de l'évolution des besoins de ce marché.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

2.9.2. Besoins des clients directement connectés au réseau de transport

Les clients directement connectés au réseau de transport (dont les gros industriels, les centrales de production d'électricité, les raffineries et les sites tertiaires importants) connaissent et maîtrisent leur demande de gaz naturel à la pointe (modulation de leur activité).

2.9.3. Besoins des clients raccordés au réseau de distribution publique

Les consommateurs raccordés au réseau de distribution publique, par contre, ne maîtrisent généralement pas directement leur consommation qui dépendra, pour une grande partie, des conditions climatiques. Il est néanmoins possible d'extrapoler cette consommation à la pointe de froid de -11 °C sur base des volumes consommés par la TD durant une période froide. Il faut remonter à l'hiver 2002/03 pour trouver une période froide durant laquelle la température équivalente est descendue en dessous de -5 °C pendant 3 jours (du 8 au 10 janvier 2003). Heureusement, durant l'hiver 2008/09 la consommation de la TD dans des conditions hivernales froides ont pu être enregistrées. Durant cette période, la température équivalente a avoisiné les -6 °C pendant presque une semaine continue. Les données climatiques associées aux consommations de la distribution publique sur la période hivernale (période de décembre à février) devraient permettre d'obtenir une bonne estimation des besoins du marché de la TD dans les conditions de pointe hivernale de -11 °C.

Sous réserve que les besoins de la TD aient été correctement identifiés, la situation de l'approvisionnement en gaz L jusqu'à l'hiver 2014/15 est résumée au tableau 8.

Tableau 8 : Situation de l'approvisionnement en gaz L, 2007-2015 (demande horaire moyenne de pointe, en km³(n)/h)

Hiver	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15
Consommation estimée min. (1,5 %)	1.972	1.998	2.036	2.074	2.102	2.130	2.158	2.187
Consommation estimée max. (2 %)	1.972	2.007	2.054	2.102	2.139	2.177	2.216	2.256
Capacité disponible	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094
Scénario min.	122	96	58	20	-8	-36	-64	-93
Scénario max.	122	87	40	-8	-45	-83	-122	-162
Lien avec -11 °C	-12,91	-12,47	-11,88	-11,29	-10,88	-10,48	-10,08	-9,69
Lien avec -11 °C	-12,91	-12,33	-11,60	-10,89	-10,35	-9,82	-9,31	-8,80

Les deux dernières lignes de ce tableau donnent les températures correspondantes au point d'équilibre entre l'offre et la demande en gaz L.

Des actions doivent être entreprises afin de diminuer le risque de congestion sur le réseau de gaz L à partir de l'hiver 2010/11 ou de l'hiver 2011/12, selon le taux de croissance utilisé pour la TD (2 % ou 1,5 %).



2.9.4. Analyse des différentes approches susceptibles d'assurer l'approvisionnement du pays en gaz L à moyen terme

Les différentes approches possibles et leur caractère réaliste ou non, sont résumées au tableau 9.

Tableau 9 : Approches visant à assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz L de la Belgique à moyen terme

Actions	Approches	Solutions techniques		Intérêt		
Augmentation de l'offre	Production de gaz naturel pauvre type L de synthèse	Par appauvrissement de gaz riche (H) avec de l'azote (N ₂)	Azote (N ₂) atmos.	Oui		
			Azote (N ₂) de l'industrie chimique	Possible		
		Par enrichissement de gaz L importé dans les limites autorisées		Non		
	Importation de gaz L	Molécules		Possible		
			Transport/linepack	Optimisation	Oui	
				Renforcement	Oui	
	Stockage du gaz L	Non géologique		GNL	Non	
			Géologique		Cavités salines	Non
					Gisements épuisés	Non
					Nappes aquifères	Non
Réduction de la demande	Réductions du nombre de clients en L	Conversion de zones de L en H		Oui		
	Diminution des déperditions/augmentation du rendement de la combustion	Double vitrage/DB, chaudières haut rendement/HRK...	Réductions fiscales, primes...	Oui		

Quatre des cinq approches ont été examinées par la TF. Trois d'entre elles ont trait à l'augmentation de l'offre et une a trait à la diminution de la demande de gaz L. Les quatre approches examinées sont :

1. augmentation de l'offre :

- l'optimisation du réseau de transport existant ;
- le renforcement du réseau de transport ;
- la production de gaz L, par appauvrissement du gaz H en gaz L ;

2. diminution de la demande : la conversion de L en H de zone(s) alimentées en gaz L (conversion partielle).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Les deux premières approches consistent à veiller à ce que les capacités d'entrée et de sortie soient équivalentes aux deux points d'entrée/sortie du réseau de transport de gaz L, c'est-à-dire aux frontières belgo-néerlandaise et franco-belge.

Un aperçu des quatre approches, que l'on appellera « options » dans la suite du texte, figure au tableau 10.

Tableau 10 : Aperçu des quatre approches examinées par la Task force gaz L

	Option 1	Option 2	Option 3	Option 4
Mesures	Diminution du transport de frontière à frontière	Renforcement du réseau de transport	Unité de conversion supplémentaire	Conversion de la zone Campine - Limbourg
Impact sur marché B (km ³ (n)/h)	60	80	80	90
Problématique				
- suspendue pendant	~ 2 ans	~ 3 ans	~ 3 ans	~ 3 ans
- reportée jusqu'en	2014/15	2015/16	2015/16	2015/16
Coûts (millions d'euros)		35	54	12 (TD) + coûts Fluxys + coûts du contrôle des appareils
Influence à long terme	Report temporaire de la conversion	Incertitude de la capacité à long terme sur le réseau GTS		Réduction de la croissance du marché

2.9.5. Analyse des différentes options

L'**option 1** a été retenue, car elle a fait l'objet d'un engagement unilatéral de l'acteur disposant de la capacité de transport de frontière à frontière permettant de libérer pour 2 ans une capacité de 60 km³(n)/h. Cette option contribue à permettre le report temporaire de l'hiver critique de deux ans et pendant deux années (voir tableau 11). Cette période doit être mise à profit pour préparer les actions techniques, économiques et réglementaires qui s'imposent.

L'**option 2** n'a pas été retenue dans l'état actuel des discussions, car à ce jour, le transporteur de gaz naturel néerlandais GTS n'a pas confirmé l'hypothèse de mise à disposition de la capacité de 2.815 km³(n)/h sur laquelle repose l'intérêt de ce type d'investissement.

L'**option 3** n'a pas été retenue car, bien que cette solution d'investissement soit valable à plus long terme, les coûts fixes liés à la transformation du gaz H en gaz L la rendent coûteuse.

L'**option 4** a été retenue, car elle supprime la consommation en gaz L dans une zone où l'expansion du marché en gaz naturel est forte. Cette option présente un réel intérêt, dans la mesure où elle permet de réduire progressivement le taux de croissance de la zone de gaz L. Si cette option est étendue à d'autres zones en expansion, à terme, seules les zones ayant un taux de croissance attendue plus faible composeront le marché du gaz L. Tant que les importations pourront être garanties à un niveau donné, il ne sera, dès lors, plus nécessaire de convertir des zones pour compenser la croissance du marché. Dans le cas contraire, la démarche de conversion devra être poursuivie de manière anticipative, pour tenir compte d'une réduction programmée des



importations (scénario d'un éventuel « phasing out » du marché du gaz L suite, par exemple, à l'épuisement des réserves en gaz L de Groningen).

Etant donné que la conversion au gaz H de zones alimentées en gaz L nécessite d'intervenir à la fois au niveau du réseau de transport de gaz naturel, au niveau des réseaux de distribution de gaz naturel concernés par la conversion et au niveau des appareils à gaz des clients finals, il y a lieu de mettre en place et d'assurer une coordination optimale dans un souci de sécurité, de santé des personnes, de limitation de la pollution et d'utilisation rationnelle de l'énergie.

La compétence pour convertir l'approvisionnement de zones L en zone H étant partagée entre l'Etat fédéral et les régions, les entités concernées devront exercer leur part de compétence conjointement et de façon coordonnée. A cette fin, des démarches seront entreprises en vue de la conclusion d'un accord de coopération relatif à la conversion au gaz H de certains réseaux et clients alimentés en gaz L entre l'Etat fédéral, la Région flamande, la Wallonie et la Région de Bruxelles-Capitale.

Tableau 11 : Situation de l'approvisionnement en gaz L résultant de l'option 1, 2007-2018 (demande horaire moyenne de pointe, en km³(n)/h)

Hiver	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13
Consommation estimée min. (1,5 %)	1.972	1.998	2.036	2.074	2.102	2.130
Consommation estimée max. (2 %)	1.972	2.007	2.054	2.102	2.139	2.177
Capacité disponible	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.154
Scénario min.	122	96	58	20	-8	24
Scénario max.	122	87	40	-8	-45	-23
Lien avec -11 °C	-12,91	-12,47	-11,88	-11,29	-10,88	-11,35
Lien avec -11 °C	-12,91	-12,33	-11,60	-10,89	-10,35	-10,67
	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	
	2.158	2.187	2.217	2.246	2.276	
	2.216	2.256	2.296	2.337	2.379	
	2.154	2.094	2.094	2.094	2.094	
	-4	-93	-123	-152	-182	
	-62	-162	-202	-243	-285	
	-10,94	-9,69	-9,30	-8,92	-8,54	
	-10,14	-8,80	-8,31	-7,82	-7,34	

3. Etude de la consommation belge de gaz naturel

L'étude de la consommation belge de gaz naturel se base sur des simulations et des calculs qui tiennent compte des trois critères de continuité de l'approvisionnement utilisés par le secteur et entérinés jadis par le Comité de contrôle :

- le volume de gaz naturel en hiver devrait couvrir la consommation correspondant à l'hiver 1962/63, le plus froid du siècle (risque statistique de 1 sur 95 ans) ;
- un volume de pointe pour 5 jours consécutifs entre -10 °C et -11 °C devrait être assuré (risque statistique de 1 sur 95 ans) ;
- une capacité de transport de pointe horaire à -11 °C devrait être garantie (risque statistique de 1 sur 20 ans). Ce critère respecte la directive 2004/67/CE du Parlement européen et du conseil du 26 avril 2004 concernant des mesures visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. La directive prévoit la nécessité de garantir la capacité de transport interne pour une pointe de demande exceptionnellement élevée de gaz naturel en cas de conditions climatiques extrêmement froides qui se produisent statistiquement une fois tous les vingt ans.

Les trois critères énoncés par le Comité de contrôle visent à ce que le transport interne et l'approvisionnement puissent être assurés dans les cas de conditions climatiques extrêmes de type « pointe extrême de froid » ou « hiver extrêmement rigoureux » observés en Belgique⁹⁹.

Le troisième critère a été et est utilisé comme critère « de design du réseau de transport interne ». Le réseau doit être dimensionné pour assurer la capacité d'importation extrême qui découle de ces conditions climatiques extrêmes. Elles constituent les conditions de référence dans le calcul de la demande horaire moyenne de la distribution publique lors de la journée de pointe de consommation.

Afin d'obtenir la demande horaire moyenne totale à assurer par le réseau de transport un jour de pointe, il faut compléter la demande horaire moyenne de la distribution publique à -11 °C par :

- la pointe de consommation de l'industrie ;
- la consommation de pointe des centrales électriques au gaz naturel lorsqu'elles tournent à leur plein régime.

L'applicabilité du règlement 994/2010 au marché du gaz naturel à faible pouvoir calorifique (ou gaz L) reste limitée en raison du caractère particulier du marché du gaz L (1 source, 1 route). Cela signifie qu'une attention particulière de la Belgique vis-à-

⁹⁹ Toutes les températures mentionnées dans ce chapitre font référence aux températures moyennes journalières équivalentes à Uccle.



vis des pays concernés (les Pays-Bas comme producteur de gaz naturel et la France comme pays de transport de frontière à frontière) est nécessaire.

Les deux marchés distincts du gaz naturel sont analysés dans ce chapitre : le marché du gaz naturel à haut pouvoir calorifique (gaz H) et le marché du gaz naturel à faible pouvoir calorifique (gaz L). Le pouvoir calorifique supérieur du gaz H peut varier légalement de 9,606 à 12,793 kWh/m³(n). Comme dans des études antérieures de la CREG, on utilise dans ce chapitre la valeur moyenne de 11,630 kWh/m³(n) pour le gaz H. Le pouvoir calorifique supérieur du gaz L peut varier légalement de 9,528 à 10,746 kWh/m³(n). Comme dans des études antérieures de la CREG, on utilise dans ce chapitre la valeur moyenne de 9,769 kWh/m³(n) pour le gaz L.

Dans la suite, on fera usage de différentes abréviations. Ainsi TD, TI et TE désigneront respectivement les quantités qui sont affectées :

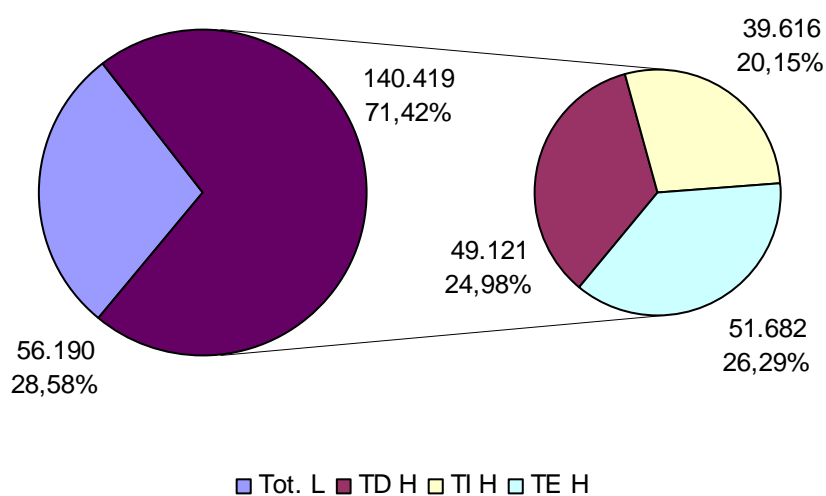
- au secteur de la distribution publique ;
- au secteur de l'industrie directement connecté au réseau de transport ;
- au secteur de la production électrique directement connecté au réseau de transport.

Par ailleurs, on exprimera les quantités d'énergie en GWh, tout en gardant à l'esprit qu'il s'agit de GWh-PCS (pouvoir calorifique supérieur), l'unité la plus usuelle en matière de consommation de gaz naturel.

3.1. Consommation totale de gaz naturel en Belgique

3.1.1. Consommation annuelle de gaz naturel

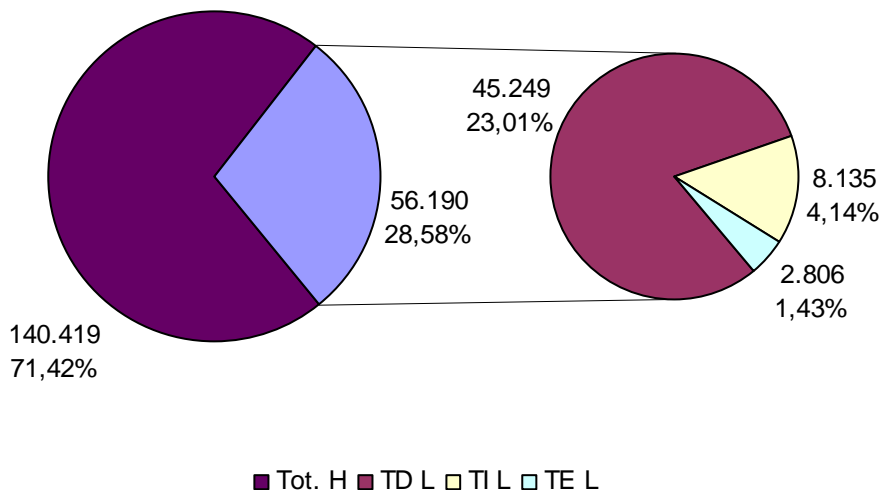
Graphique 6 : Consommation totale de gaz L et H et répartition sectorielle de la consommation de gaz H, 2008 (GWh)



Le gaz H couvre 72 % de la consommation totale de gaz naturel. Dans cette consommation totale de gaz H, 27 % sont utilisés par les centrales électriques (TE), 24 % sont consommés par la distribution publique (TD) et 21 % sont employés par le secteur de l'industrie (TI).

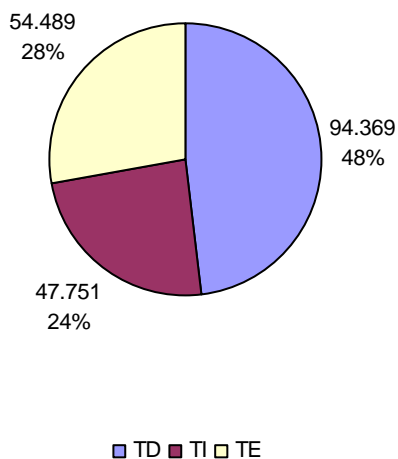


Graphique 7 : Consommation totale de gaz L et H et répartition sectorielle de la consommation de gaz L, 2008 (GWh)



Le gaz L représente 28 % de la consommation totale de gaz naturel. Dans cette consommation totale de gaz L, 22 % sont consommés par la distribution publique (TD), 4 % sont employés par le secteur de l'industrie (TI) et 1 % est utilisé par les centrales électriques (TE).

Graphique 8 : Répartition de la consommation de gaz L et H, normalisée en température, 2008 (GWh/an)



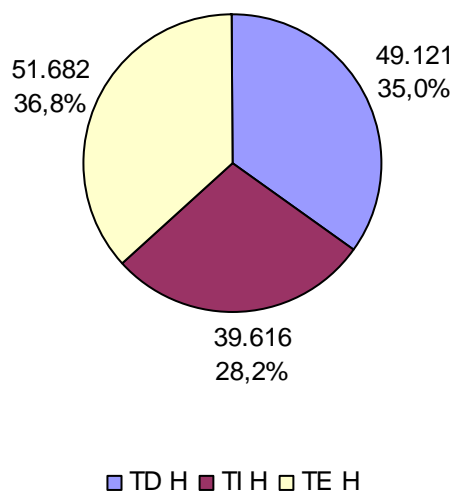
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Le graphique 8 montre la répartition de la consommation de gaz naturel sur les deux réseaux L et H en 2008 après normalisation en température de la consommation de la distribution publique.

La normalisation consiste à corriger la consommation de la distribution publique d'après un profil de température normal. Ce profil normal est basé sur la comptabilisation des degrés jours sur la période 1976-2005. Durant cette période, 2.415 degrés-jours équivalents (DJ) ont été comptabilisés. Etant donné que ce nombre était de 2.213 DJ en 2008, la normalisation de la consommation a pour effet d'augmenter les quantités consommées par la distribution publique de 9,13 % pour cette année-là.

Vu la grande sensibilité à la température du profil de prélèvement, les parts des différents secteurs varient fortement au cours des mois. En moyenne, pour l'année 2008, le prélèvement de gaz naturel des réseaux de distribution constitue le premier secteur de consommation. Il représente à lui seul 48 % de la consommation totale. Le reste, à savoir 27,7 % et 24,3 % est réparti entre deux secteurs, respectivement les centrales électriques et l'industrie (connectée au réseau de transport).

Graphique 9 : Répartition de la consommation de gaz H, normalisée en température, 2008 (GWh/an)

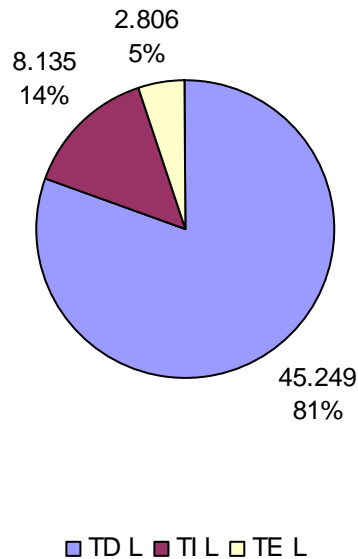


Le graphique 9 pour 2008 montre la répartition de la consommation de gaz H entre le secteur de la distribution (TD), l'industrie (TI) et les centrales électriques (TE). Chacun de ces trois secteurs représente environ un tiers de la consommation du gaz H.

Le secteur des centrales électriques représente le secteur ayant la plus grande consommation avec 37 % de la consommation totale, suivi du secteur de la distribution publique avec 35 % et enfin le secteur industriel avec 28 %.



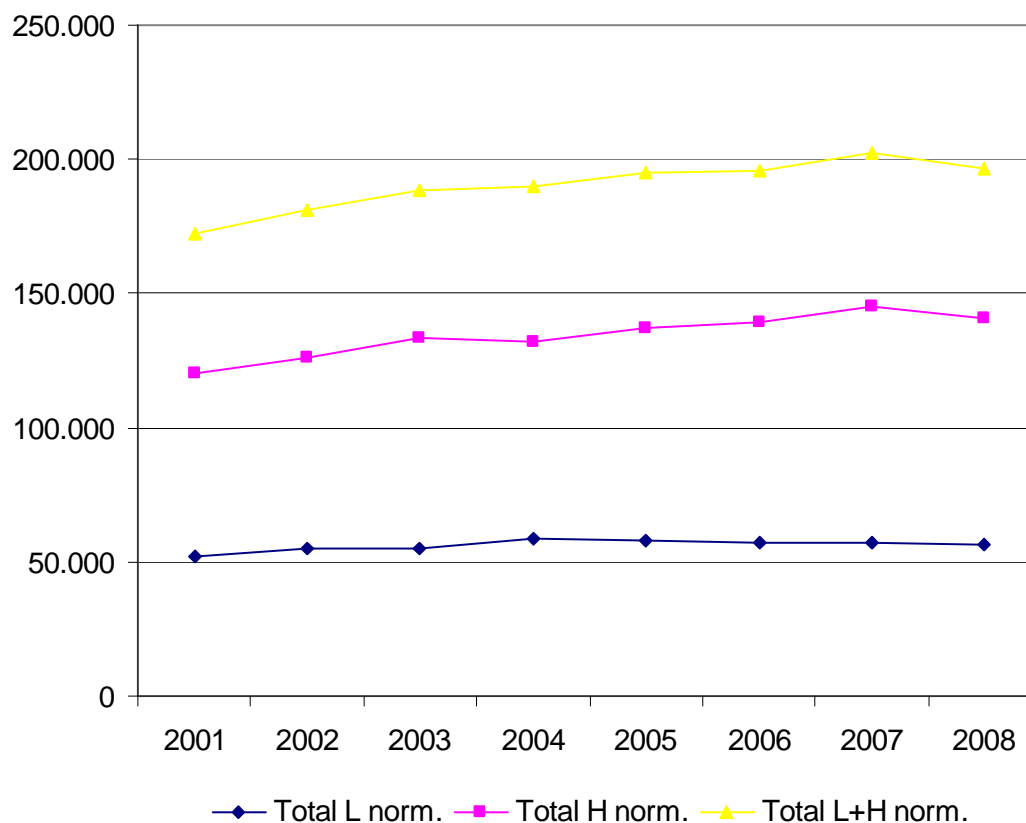
Graphique 10 : Répartition de la consommation de gaz L, normalisée en température, 2008 (GWh/an)



Comme on peut le voir au graphique 10, en 2008, la répartition de la consommation sur le réseau de gaz L diffère fortement de la répartition sur les réseaux H et L+H. Sur ce réseau, le secteur de la distribution publique apparaît être le plus gros consommateur de gaz naturel avec une consommation qui équivaut à 81 % de la consommation totale de gaz L. Ensuite, nous avons le secteur de l'industrie avec 14 % et enfin le secteur des centrales électriques avec 5 %.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 11 : Evolution de la consommation totale de gaz naturel, normalisée en température, 2001-2008 (GWh/an)

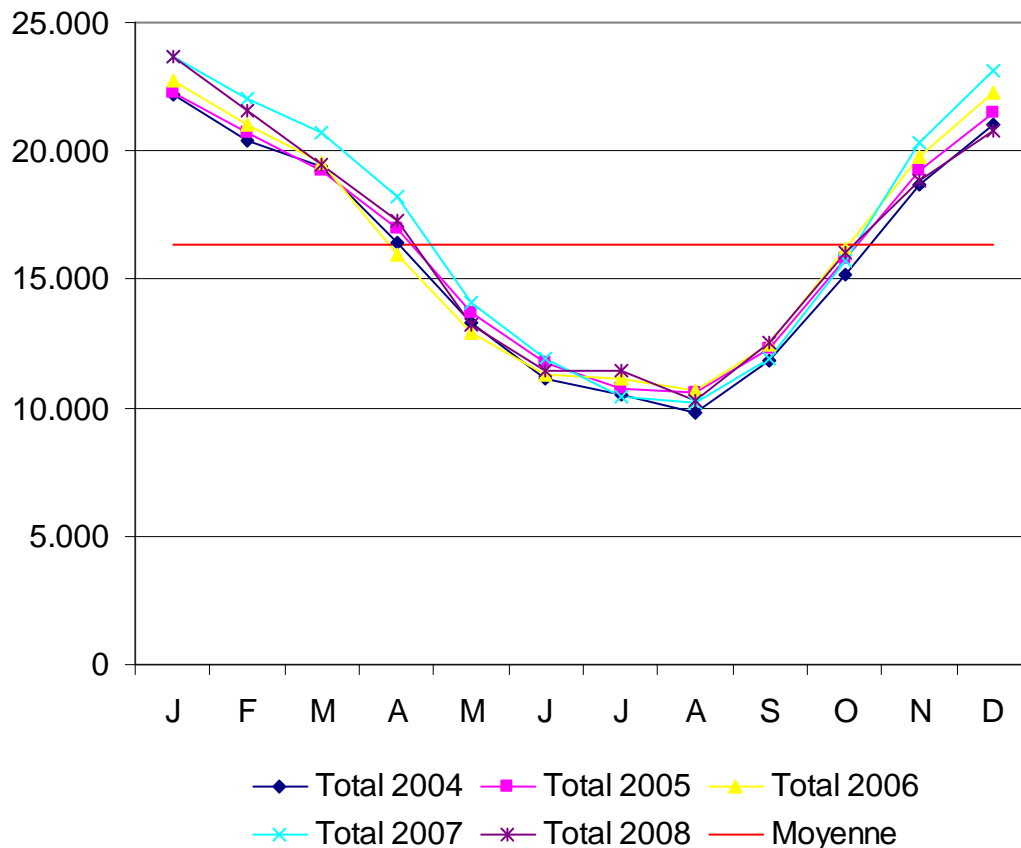


Le taux de croissance entre 2001 et 2008 est de 1,11 % en L et de 2,28 % en H. Entre 2004 et 2008, l'évolution de la consommation annuelle est croissante pour le gaz H (1,62 % de croissance annuelle) mais décroissante pour le gaz L (-0,92 %). Pour les deux réseaux L et H pris ensemble, le taux de croissance moyen annuel observé entre 2001 et 2008 est de 1,93 % et de 0,86 % sur la période 2004-2008 (voir graphique 11).



3.1.2. Consommation mensuelle de gaz naturel

Graphique 12 : Evolution de la consommation mensuelle totale, normalisée en température, 2004-2008 (GWh/mois)



Le graphique 12 présente les profils de prélèvement du gaz naturel après correction pour tenir compte d'un profil de températures normales.

Il est intéressant de constater que les profils relatifs à la consommation mensuelle sont semblables d'une année à l'autre. Cela provient du fait que la consommation globale est fortement influencée par la température extérieure. Or celle-ci respecte un profil saisonnier comme nous le verrons plus loin.

Pour la période 2004-2008, la consommation mensuelle moyenne est de 16.330 GWh/mois. La moyenne des consommations des mois de juillet et d'août est de 10.583 GWh/mois et représente la partie de la consommation totale qui n'est pas influencée par la température (consommation mensuelle de base).

Par rapport à la consommation totale mensuelle moyenne, la consommation mensuelle de base représente 64,81 %. Comme on peut constater au tableau 12, la consommation due à l'industrie (TI) et à la production électrique (TE) est peu influencée

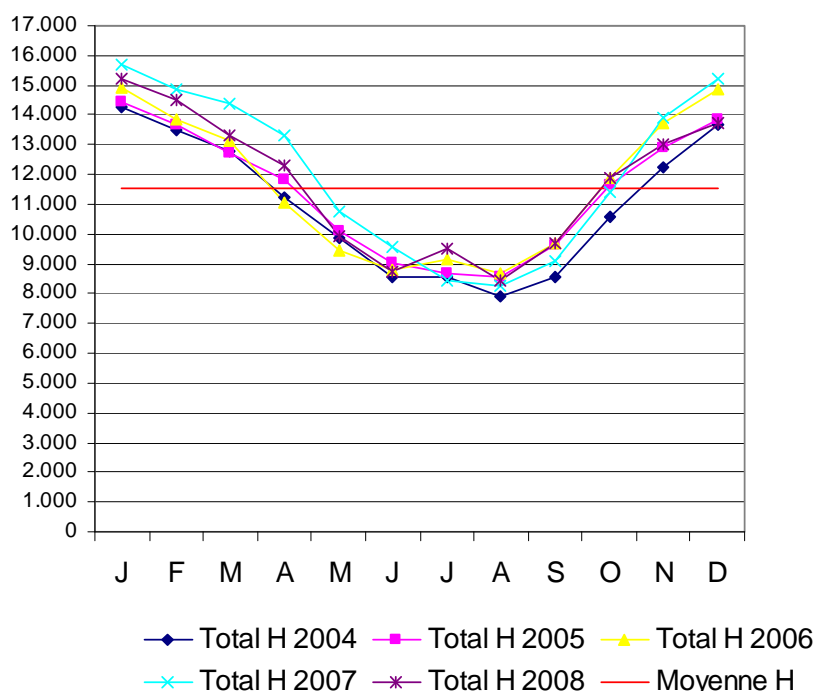
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

par la température extérieure. En effet, la consommation affectée à TI et TE non dépendant de la température représente respectivement 89,5 % et 95,1 % de la consommation totale mensuelle moyenne sur base annuelle.

Tableau 12 : Consommation totale mensuelle moyenne par secteur, 2004-2008 (GWh/mois)

	L+H Base	L+H Moyenne		L Base	L Moyenne		H Base	H Moyenne	
TD	2.680	7.776	34,46 %	1.184	3.715	31,88 %	1.495	4.060	36,82 %
TI	3.700	4.133	89,52 %	630	768	82,07 %	3.070	3.365	91,22 %
TE	4.203	4.421	95,07 %	157	295	52,98 %	4.047	4.126	98,09 %
Total	10.583	16.330	64,81 %	1.971	4.779	41,25 %	8.612	11.551	74,55 %

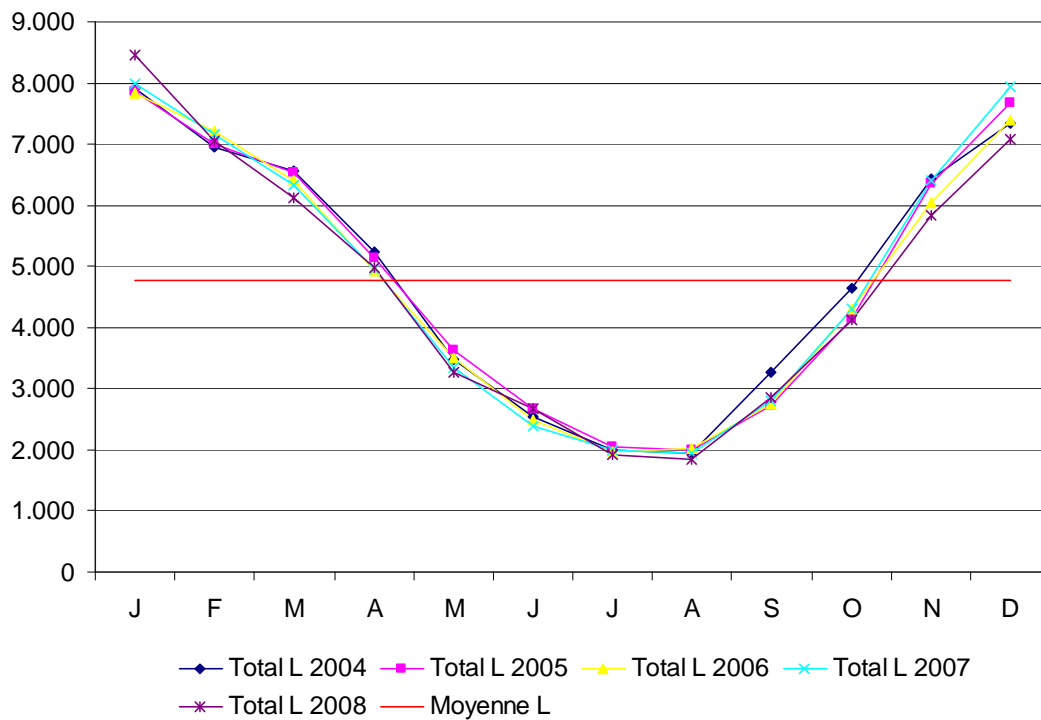
Graphique 13 : Evolution de la consommation mensuelle de gaz H, normalisée en température, 2004-2008 (GWh/mois)



Pour la période 2004-2008, la consommation mensuelle moyenne sur le réseau de gaz H est de 11.551 GWh. La consommation mensuelle de base non dépendante de la température représente 8.612 GWh soit quelque 75 % de la consommation mensuelle moyenne (cf. tableau 12 et graphique 13).



Graphique 14 : Evolution de la consommation mensuelle de gaz L, normalisée en température, 2004-2008 (GWh/mois)



Pour la période 2004-2008, la consommation mensuelle moyenne sur le réseau de gaz L est de 4.779 GWh (cf. tableau 12 et graphique 14). La stabilité relative du niveau de prélèvement reflète la consommation relativement stable de gaz L au cours des cinq dernières années. La consommation mensuelle non dépendante de la température représente 1.971 GWh, soit environ 41 % de la consommation mensuelle moyenne de gaz L.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Tableau 13 : Evolution de la consommation totale de gaz naturel et par type de gaz (H et L), 2001-2008 (GWh/an).

	Nbre de jours	Djeq	L+H	L	H
2001	365	2.352	171.937	52.008	119.929
2002	365	2.171	181.201	54.946	126.255
2003	365	2.247	188.213	55.133	133.080
2004	366	2.322	190.018	58.316	131.701
2005	365	2.232	194.864	57.801	137.063
2006	365	2.211	195.982	56.882	139.100
2007	365	1.963	202.349	57.544	144.805
2008	366	2.213	196.610	56.190	140.419
		2001-2008	1,93 %	1,11 %	2,28 %
		2004-2008	0,86 %	-0,92 %	1,62 %

Croissance : taux de croissance annuel moyen.

Bien que l'évolution de la consommation de gaz naturel sur la période 2004-2008 reste croissante (+0,86 %), par rapport à l'évolution de la consommation de gaz naturel de 2001 à 2004 (1,93 %), on constate quand même, de manière sous-jacente, une baisse de croissance dans l'évolution structurelle de la demande (cf. tableau 13). Après normalisation de la consommation, on constate, sauf pour les années 2003 et 2008, une augmentation de la demande sur le réseau de gaz H. Pour 2008, la diminution observée est due principalement au recul des activités industrielles au cours du dernier trimestre 2008 suite à la crise économique et financière.



3.1.3. Besoin total d'équilibrage saisonnier

Les données prises en compte dans le cadre de l'analyse des besoins d'équilibrage saisonniers totaux figurent au tableau 14.

Tableau 14 : Equilibrage mensuel moyen total, 2004-2008 (GWh)

	L+H Réseau	L Réseau	H Réseau	L+H Ecart	L Ecart	H Ecart
J	22.915	8.009	14.902	6.585	3.230	3.351
F	21.160	7.075	14.083	4.830	2.296	2.531
M	19.666	6.391	13.274	3.337	1.612	1.723
A	16.984	5.046	11.938	654	267	387
M	13.456	3.446	10.012	-2.874	-1.333	-1.539
J	11.495	2.555	8.944	-4.835	-2.224	-2.608
J	10.856	1.991	8.869	-5.473	-2.787	-2.682
A	10.302	1.951	8.355	-6.028	-2.828	-3.197
S	12.201	2.879	9.325	-4.128	-1.900	-2.226
O	15.786	4.303	11.485	-543	-476	-66
N	19.384	6.221	13.162	3.055	1.442	1.611
D	21.751	7.480	14.268	5.421	2.702	2.716
Total	195.955	57.347	138.618	0	0	0
Moyenne	16.330	4.779	11.551			
			Ecart max.	23.882	11.548	12.319
J / A	2,22	4,10	1,78	12,19 %	20,14 %	8,89 %

Les trois colonnes « L+H Réseau », « L Réseau » et « H Réseau » présentent la moyenne mensuelle des consommations sur la période 2004-2008. Ces valeurs permettent de calculer la consommation moyenne annuelle (« Total ») des différents réseaux sur cette période. Sur base de cette consommation annuelle, on calcule la consommation moyenne mensuelle sur la période annuelle. « J / A » (« janvier / août ») représente, en pourcent, le rapport entre deux consommations, à savoir la consommation maximale et la consommation minimale. Les trois colonnes « L+H Ecart », « L Ecart » et « H Ecart » fournissent respectivement les écarts mensuels par rapport à la moyenne mensuelle des consommations (« Moyenne »).

La ligne « Ecart max. » représente soit la somme des écarts mensuels positifs, soit la valeur absolue de la somme des écarts mensuels négatifs. Le pourcentage en dessous de chacune de ces valeurs d'un réseau donné indique le pourcentage que représente cette dernière valeur par rapport à la consommation annuelle (« Total ») de ce réseau.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Le prélèvement mensuel moyen de gaz naturel sur la période 2004-2008 représente 16.330 GWh/an. Le besoin en équilibrage autour de cette moyenne s'élève à 23.882 GWh. Ce besoin d'équilibrage représente 12,19 % de la consommation annuelle totale de gaz naturel.

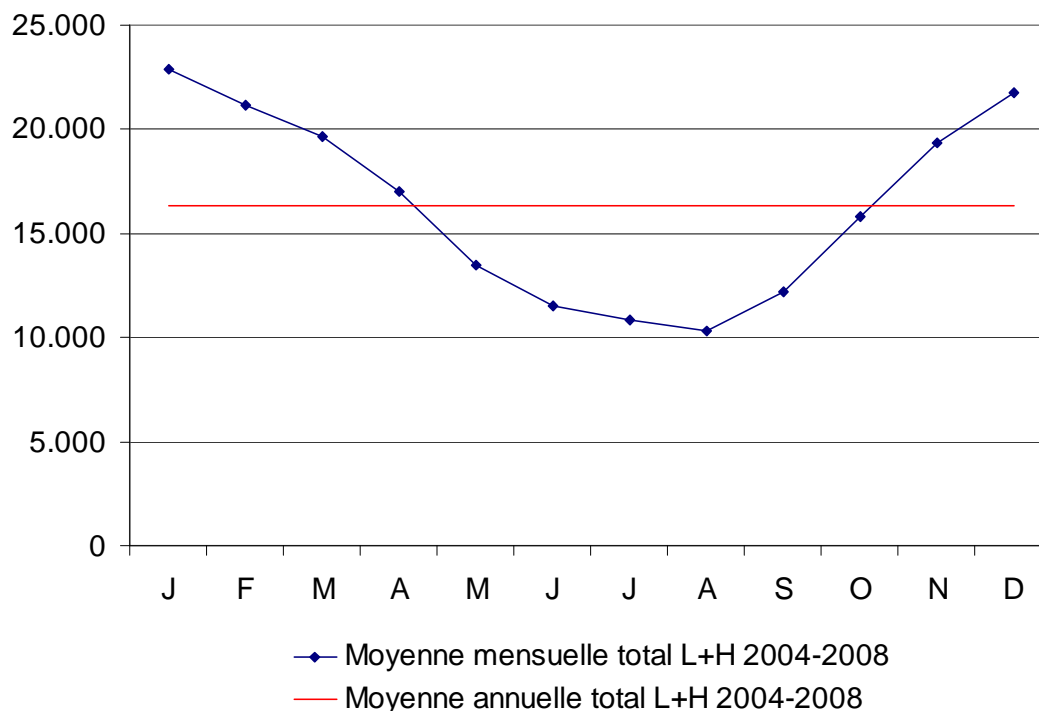
Il constitue un indicateur pour les besoins en équilibrage saisonnier. Par rapport à la consommation annuelle totale, on constate également que les besoins en équilibrage sont plus importants sur le réseau de gaz L que sur le réseau de gaz H.

Cette situation résulte de ce que le secteur de la distribution publique est le plus gros consommateur de gaz naturel (81 % de la consommation) sur le réseau de gaz L.

Les manques durant l'hiver et les surplus durant l'été nécessitent une gestion de portefeuille spécifique des fournisseurs et des affréteurs de gaz naturel. Ils peuvent recourir à un certain nombre d'instruments de gestion de la demande saisonnière que sont :

- le stockage de gaz naturel en Belgique (Loenhout pour le gaz H) ou ailleurs ;
- la flexibilité des contrats d'approvisionnement ;
- l'achat et la vente de gaz naturel à court terme ;
- les transactions de swaps entre le marché belge et le marché de transport de frontière à frontière.

Graphique 15 : Moyenne des consommations mensuelles mesurées de gaz H et L, 2004-2008 (GWh/mois)





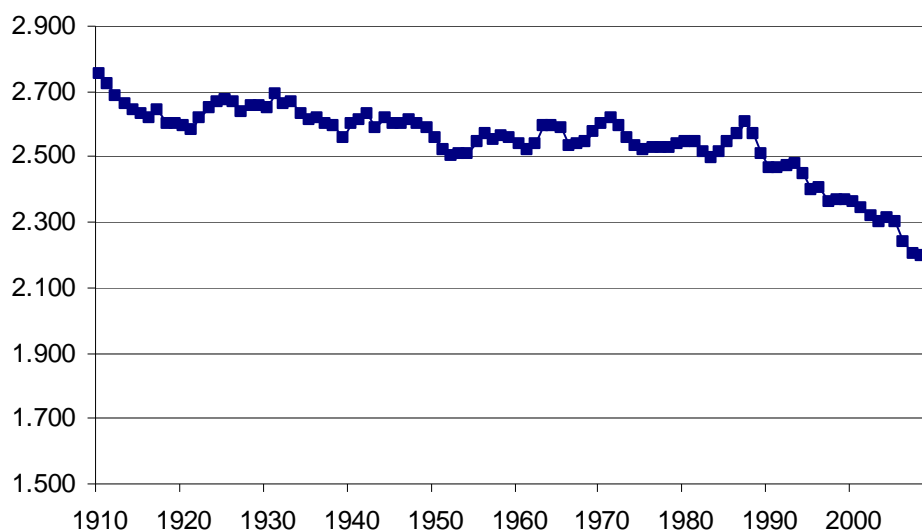
Sur la base des données normalisées de la période 2004-2008, on constate, au graphique 15, que les prélèvements durant les six mois successifs de mai à octobre se situent en dessous du prélèvement mensuel moyen. A l'inverse, les prélèvements durant les six mois successifs de novembre à avril se situent au-dessus du prélèvement mensuel moyen.

En moyenne, le mois de janvier est le mois affichant le prélèvement le plus élevé (22.915 GWh), en opposition avec le mois d'août, qui représente le mois avec le prélèvement le moins élevé (10.302 GWh). Le rapport entre le prélèvement moyen du mois « de pointe » et celui du « mois creux » est de 2,22. On constate également que c'est sur le réseau de gaz L que le rapport entre le mois « de pointe » et le « mois creux » est le plus important puisque le rapport est alors de 4,1.

3.2. Consommation de gaz naturel sur les réseaux de distribution publique

3.2.1. Evolution des degrés-jours

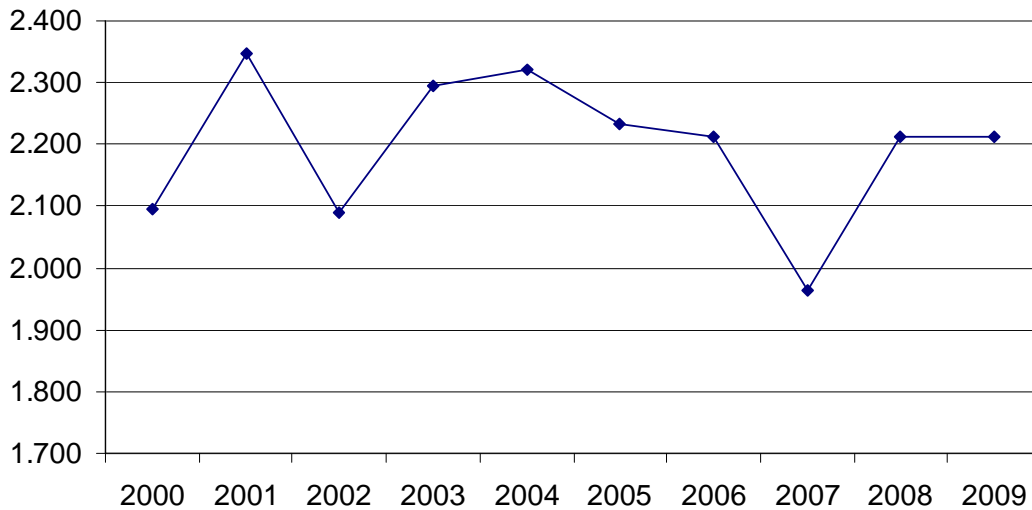
Graphique 16 : Evolution des degrés-jours, moyenne mobile des 10 dernières années (DJéq)



L'augmentation de la température observée en Belgique depuis le début du 20^e siècle est confirmée au graphique 16. Cette observation se traduit par une diminution du nombre de degrés-jours annuels.

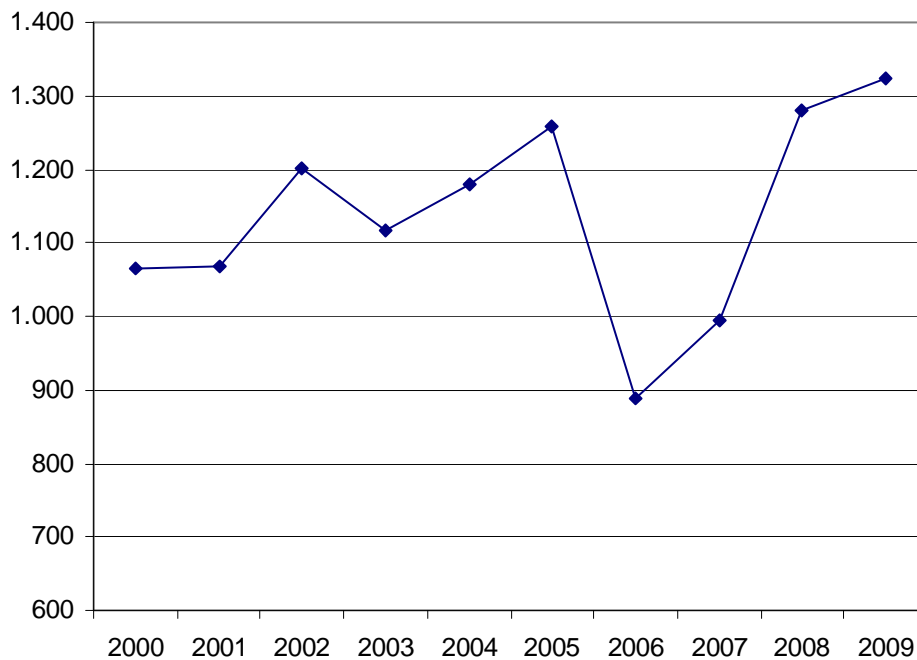
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 17 : Evolution du nombre de degrés-jours, 2000-2009 (DJéq)



L'année 2001 est l'année la plus froide avec 2.352 DJéq et l'année 2007 est l'année la plus chaude avec 1.963 DJéq.

Graphique 18 : Degrés-jours des hivers (déc.-fév.) 2000/01-2009/10 (DJéq)



La somme des degrés-jours comptabilisés durant les 3 mois de l'hiver c'est-à-dire la somme des degrés-jours de décembre de l'année n et des mois de janvier et février de l'année n+1 est présentée au graphique 18. On constate que l'hiver 2009/10 a été



l'hiver le plus rigoureux que nous ayons connu durant les 10 dernières années avec 1.322 DJéq de décembre 2009 à février 2010.

L'hiver le plus doux de ces 10 dernières années est l'hiver 2006, avec 889 DJéq (cf. tableau 15). Le rapport entre les DJ de ces deux hivers est de 1,5.

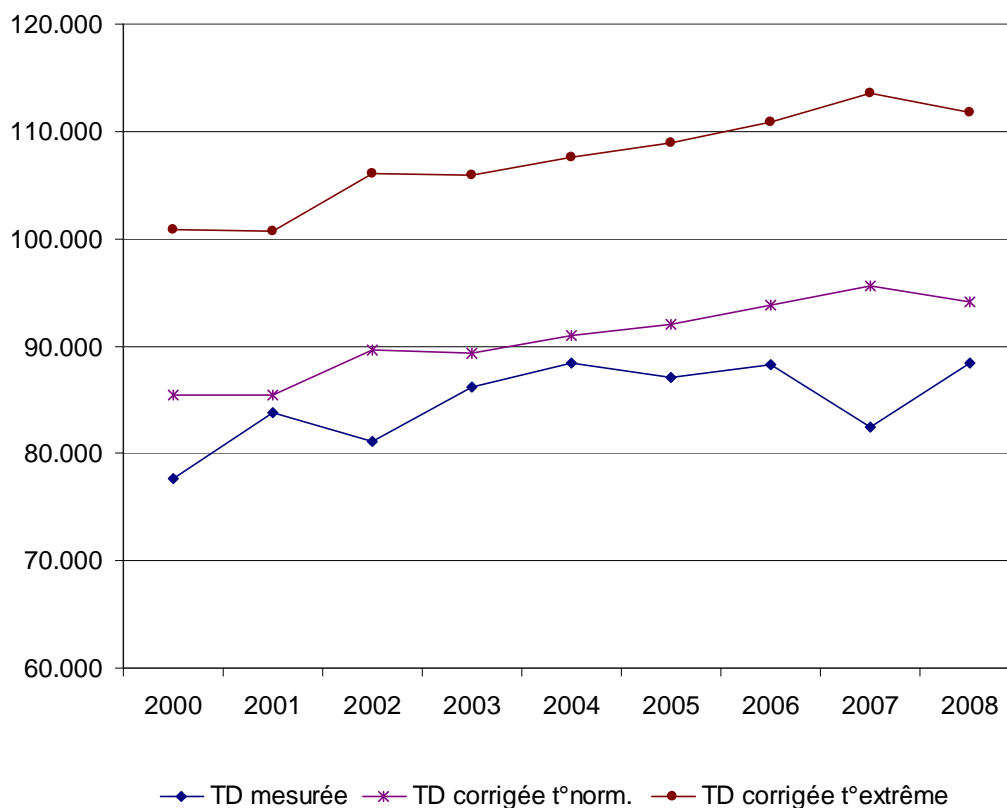
Tableau 15 : Evolution de quelques données climatiques, 2000-2009

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Djeq annuels	2.097	2.348	2.089	2.295	2.322	2.232	2.211	1.963	2.214	2.212
Djeq décembre-février	1.064	1.069	1.200	1.116	1.180	1.258	889	996	1.279	1.323
T°min.	-2,5	-2,8	-6,1	-3,6	-3,2	-3,1	-1,6	-2,5	-6,2	-5,7
Nbre de jours >= -5 °Ceq	0	0	2	0	0	0	0	0	5	1
T°moyenne	4,8	4,6	3,2	4,1	3,5	2,5	6,6	5,4	2,4	1,8
T°max.	12,2	11,8	10,8	13,4	9,7	7,4	12,1	11,4	9,2	8,8

Seul l'hiver 2008/09 a connu des pointes de froid avec 5 jours consécutifs caractérisés par des températures (équivalentes) inférieures à -5 °C. Durant l'hiver 2002/03, on a connu une période courte (2 jours) avec des températures équivalentes inférieures à -5 °C.

3.2.2. Consommation annuelle de la distribution publique

Graphique 19 : Consommation annuelle de gaz L et H de la distribution publique, 2000-2008 (GWh)



Au graphique 19, la courbe bleue illustre la consommation annuelle telle que mesurée sur la période 2000-2008. La courbe mauve montre la consommation annuelle après correction d'après un « profil de température normal »¹⁰⁰. La courbe rouge foncé représente la consommation annuelle dans le cas d'un hiver extrême basé sur les températures observées durant l'hiver 1962/63. Cette courbe est croissante sauf en 2008. Le taux de croissance annuel moyen est de 1,67 % entre 2004 et 2007 après normalisation (voir aussi tableau 16).

¹⁰⁰ Voir annexe 1.



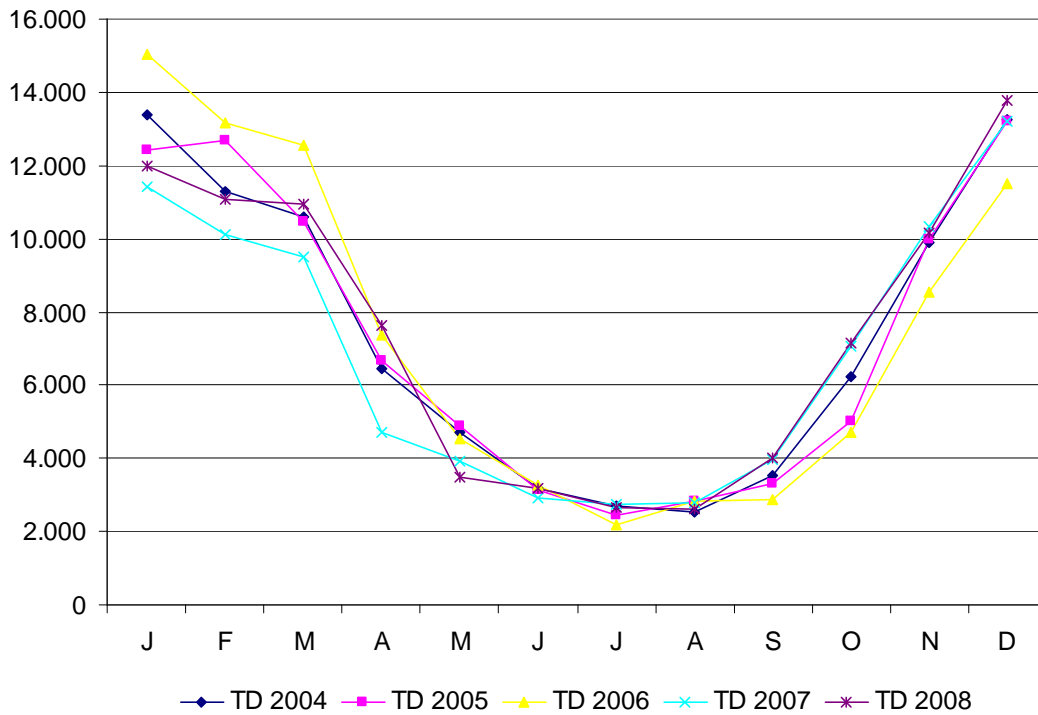
Tableau 16 : Evolution de la consommation annuelle de gaz L et H de la distribution publique, 2000-2008 (GWh/an)

	Consommation			Taux de croissance annuel		
	Mesurée	Estimée T°norm.	Estimée T°extrême	Mesurée	Estimée T°norm.	Estimée T°extrême
2000	77.621	85.452	100.824			
2001	83.820	85.460	100.752	7,99 %	0,01 %	-0,07 %
2002	81.123	89.668	106.022	-3,22 %	4,92 %	5,23 %
2003	86.127	89.323	105.925	6,17 %	-0,39 %	-0,09 %
2004	88.449	90.923	107.589	2,70 %	1,79 %	1,57 %
2005	87.065	92.013	108.939	-1,56 %	1,20 %	1,25 %
2006	88.293	93.863	110.935	1,41 %	2,01 %	1,83 %
2007	82.516	95.547	113.550	-6,54 %	1,79 %	2,36 %
2008	88.465	94.151	111.744	7,21 %	-1,46 %	-1,59 %
	Taux de croissance annuel moyen					
2000-2008	1,65 %	1,22 %	1,29 %			
2000-2004	3,32 %	1,56 %	1,64 %			
2004-2007	-2,29 %	1,67 %	1,81 %			
2004-2008	0,00 %	0,88 %	0,95 %			

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

3.2.3. Consommation mensuelle de la distribution publique

Graphique 20 : Consommation mensuelle mesurée de gaz L et H de la distribution publique, 2004-2008 (GWh)

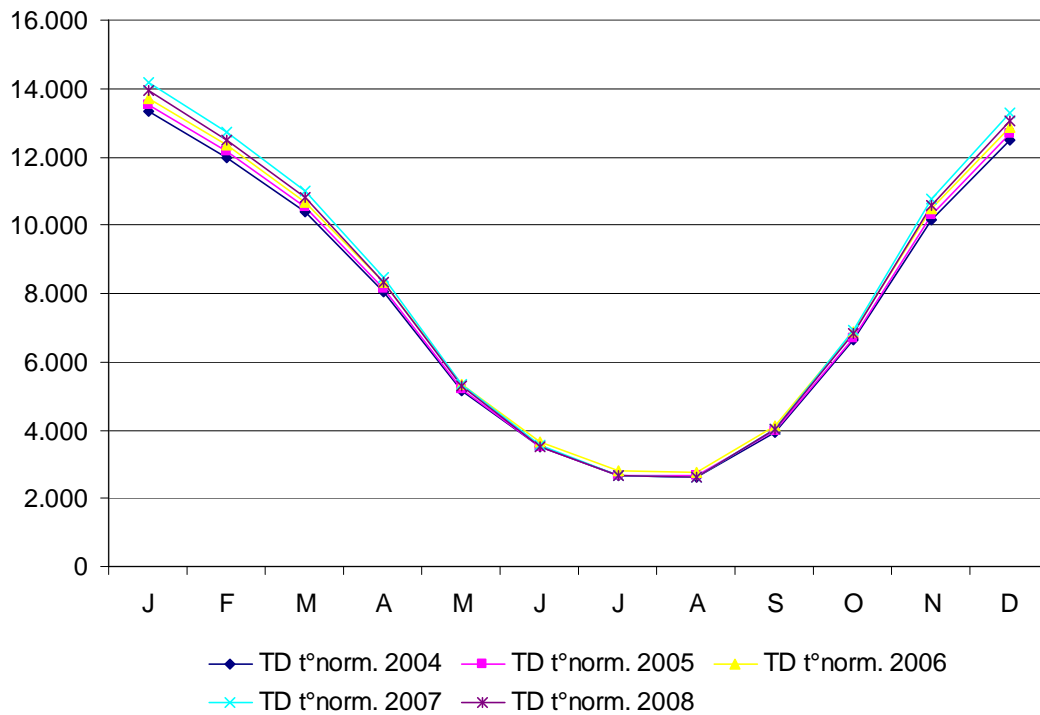


Comme on peut le constater au graphique 20, le profil de prélèvement des réseaux de distribution dépend fortement de la température, étant donné que le gaz naturel est principalement utilisé pour le chauffage.

Cela signifie que le profil mensuel, corrigé pour les variations de température, revient chaque année et que les différences de consommation mesurées sont principalement dues aux variations de degrés-jours équivalents ou en d'autres termes aux variations des besoins en chauffage.



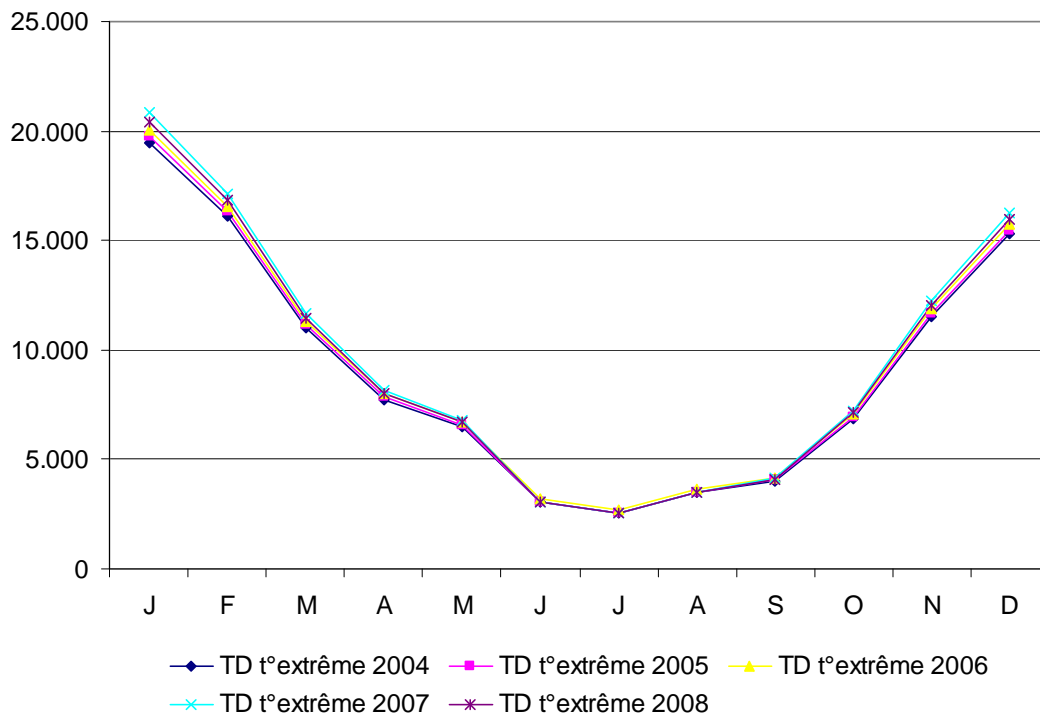
Graphique 21 : Consommation mensuelle normalisée de gaz L et H de la distribution publique, 2004-2008 (GWh)



La stabilité relative du niveau de prélèvement reflète, après correction en t° norm., la consommation relativement stable de gaz naturel sur les réseaux de distribution au cours de la période 2004-2008 (cf. graphique 21).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 22 : Consommation mensuelle de gaz L et H de la distribution publique, à t° extrême, 2004-2008 (GWh)



Le graphique 22 représente pour la période 2004-2008, le profil mensuel de la consommation de la distribution publique après correction ayant pour effet d'adapter la consommation mensuelle au profil de température d'un hiver extrême servant de référence, à savoir l'hiver 1962/63.



3.2.4. Besoin d'équilibrage saisonnier de la distribution publique

Tableau 17 : Besoin d'équilibrage saisonnier de la distribution publique, après normalisation en température, 2004-2008 (GWh)

	L+H Réseau	L Réseau	H Réseau	L+H Ecart	L Ecart	H Ecart
J	13.730	6.671	7.056	5.955	2.956	2.996
F	12.350	5.986	6.362	4.575	2.271	2.301
M	10.666	5.150	5.515	2.891	1.435	1.454
A	8.265	3.959	4.307	490	243	246
M	5.256	2.465	2.793	-2.519	-1.250	-1.267
J	3.545	1.616	1.932	-4.230	-2.099	-2.128
J	2.689	1.191	1.502	-5.086	-2.524	-2.558
A	2.662	1.178	1.488	-5.113	-2.538	-2.572
S	4.014	1.849	2.169	-3.761	-1.867	-1.892
O	6.802	3.232	3.571	-973	-483	-489
N	10.446	5.041	5.404	2.671	1.325	1.343
D	12.875	6.246	6.626	5.100	2.531	2.565
Total	93.300	44.584	48.725	0	0	0
Moyenne	7.775	3.715	4.060			
			Ecart max.	21.682	10.761	10.907
J / A	5,16	5,66	4,74	23,24 %	24,14 %	22,38 %

L'interprétation du tableau 17 est présentée au point 3.1.3.

Le prélèvement mensuel sur la période 2004-2008 représente 7.775 GWh. Le besoin d'équilibrage autour de cette moyenne s'élève à 21.682 GWh alors que le besoin d'équilibrage total du réseau belge est de 23.882 GWh. Cela signifie que 90,79 % du besoin d'équilibrage total pour la Belgique provient des réseaux de distribution. Ce besoin d'équilibrage représente 23,24 % de la consommation annuelle totale de gaz naturel sur les réseaux de distribution.

Après normalisation pour la température, les prélèvements durant les six mois consécutifs de mai à octobre se situent en-dessous du prélèvement mensuel moyen. Les prélèvements sur les six mois consécutifs de novembre à avril se situent au-dessus du prélèvement mensuel moyen.

3.3. Consommation de gaz naturel par l'industrie

3.3.1. Consommation annuelle de l'industrie

La consommation annuelle totale de gaz naturel utilisé par l'industrie alimentée via le réseau de transport ainsi que la répartition de celle-ci entre les deux réseaux de gaz naturel (L et H) est présentée au tableau 18 et illustrée au graphique 23. La consommation de l'industrie se répartit sur ces deux réseaux de la manière suivante : 81 % sur le réseau H et 19 % sur le réseau L.

Tableau 18 : Consommation annuelle de gaz L et H de l'industrie, 2001-2008 (GWh/an)

	L+H		H		L	
	Mesurée	Croissance	Mesurée	Croissance	Mesurée	Croissance
2001	46.646		38.000		8.645	
2002	48.332	3,61 %	39.013	2,67 %	9.319	7,79 %
2003	49.814	3,07 %	40.155	2,93 %	9.658	3,64 %
2004	50.042	0,46 %	40.083	-0,18 %	9.959	3,11 %
2005	50.424	0,76 %	40.770	1,71 %	9.654	-3,07 %
2006	49.912	-1,01 %	40.584	-0,46 %	9.328	-3,38 %
2007	49.873	-0,08 %	40.860	0,68 %	9.013	-3,37 %
2008	47.751	-4,25 %	39.616	-3,04 %	8.135	-9,74 %
Moyenne	49.099		39.885		9.214	
2001-2008	100 %		81,23 %		18,77 %	
Moyenne	49.601		40.383		9.218	
2004-2008	100 %		81,42 %		18,58 %	
2001-2008		0,34 %		0,60 %		-0,87 %
2001-2004		2,37 %		1,79 %		4,83 %
2004-2007		-0,11 %		0,64 %		-3,27 %
2004-2008		-1,16 %		-0,29 %		-4,93 %

De 2001 à 2008, on enregistre une décroissance de 0,87 % pour le gaz L et une croissance de 0,6 % pour le gaz H. De 2004 à 2008, on constate une décroissance de 4,93 % pour le gaz L et de 0,29 % pour le gaz H.

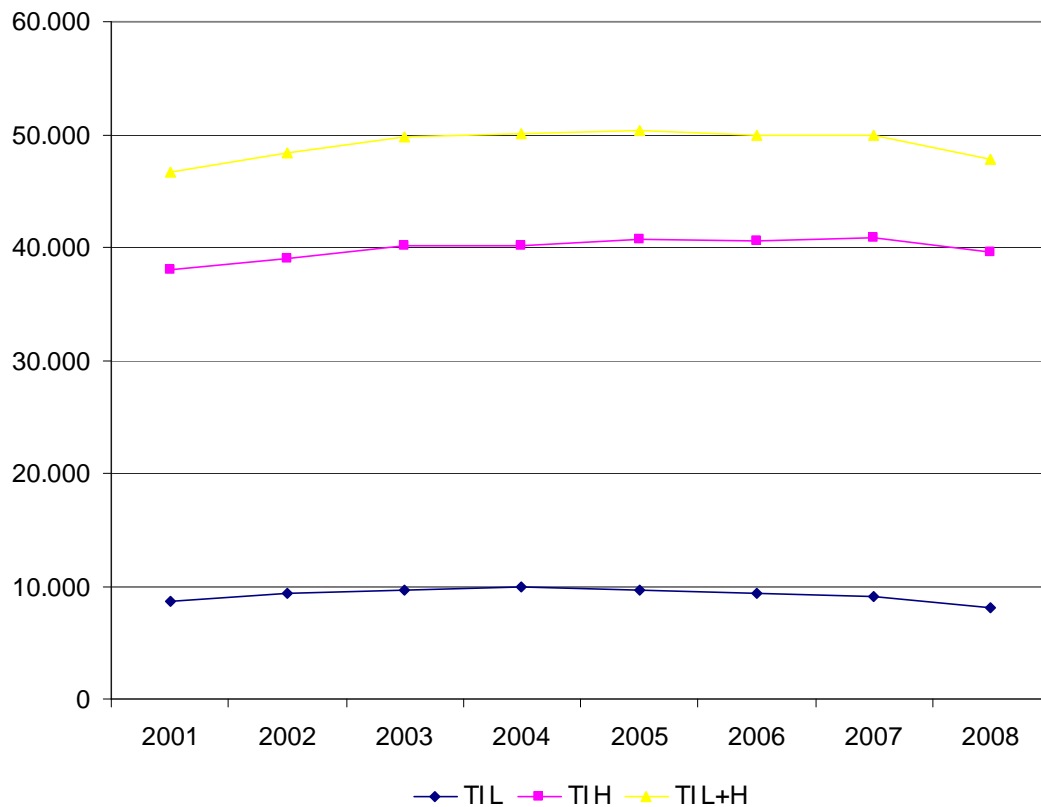
Pour la période 2004-2008, la consommation annuelle de gaz naturel dans l'industrie a stagné voire diminué. Ce constat s'applique tant au réseau de gaz H qu'au réseau de gaz L.

La consommation semble se stabiliser autour de 40.000 GWh (40.383) pour le gaz H et 10.000 GWh (9.218) pour le gaz L, ce qui donne une valeur globale de 50.000 GWh (49.601) pour le réseau belge.



En 2008, on note un recul de la consommation industrielle de 3,73 % par rapport à la valeur moyenne sur la période 2004-2008.

Graphique 23 : Consommation annuelle mesurée de gaz L et H de l'industrie, 2001-2008 (GWh)



3.3.2. Consommation mensuelle de l'industrie

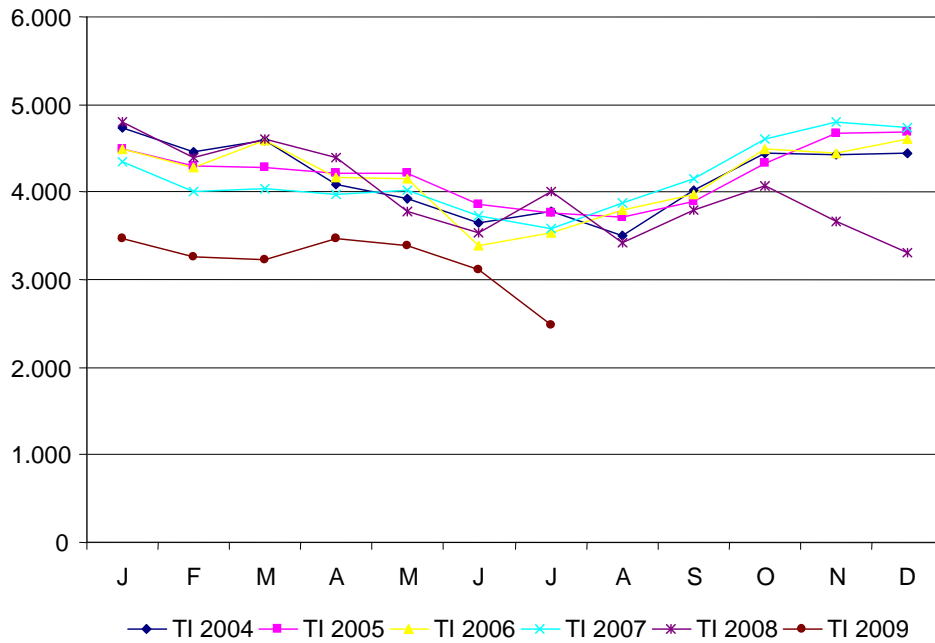
Comme on peut le constater sur le profil de prélèvement mensuel de l'industrie, la consommation mensuelle de gaz naturel revêt un caractère cyclique.

Durant les années 2004 à 2007, la consommation de l'industrie a respecté ce profil. A partir d'octobre 2008, on constate une baisse de l'activité industrielle qui s'est prolongée en 2009. A titre de comparaison, le recul de la consommation entre janvier 2008 et janvier 2009 a été de 24 % pour atteindre 30 % entre juillet 2008 et juillet 2009.

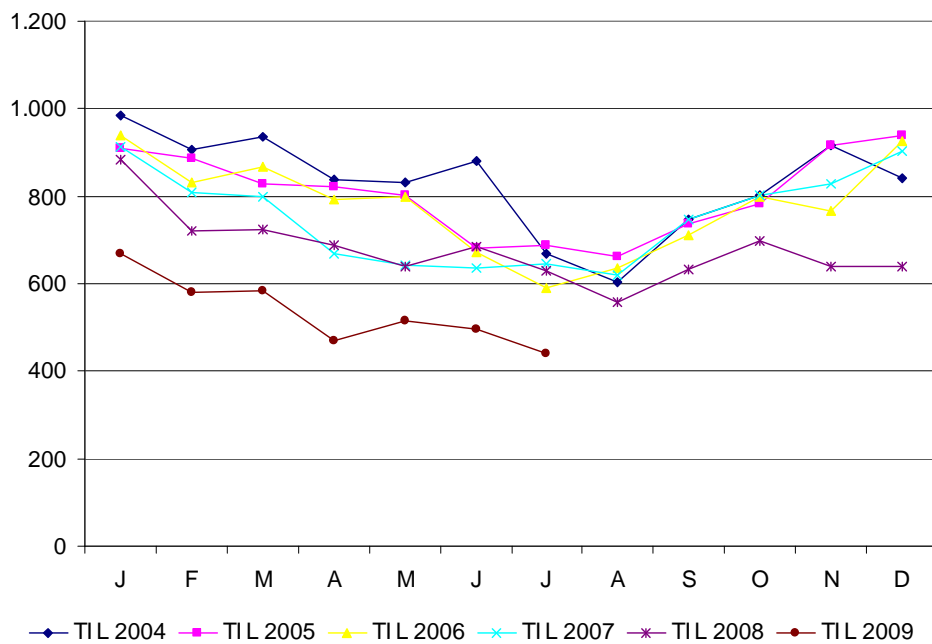
Les graphiques 24, graphique 25 et graphique 26 illustrent l'évolution mensuelle totale de la consommation de gaz L et de gaz H par l'industrie entre 2004 et 2009. En mai, on a constaté une baisse plus légère que la normale alors que la baisse en juillet est plus importante.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 24 : Consommation mensuelle mesurée de gaz L et H de l'industrie, 2004-2009 (GWh)

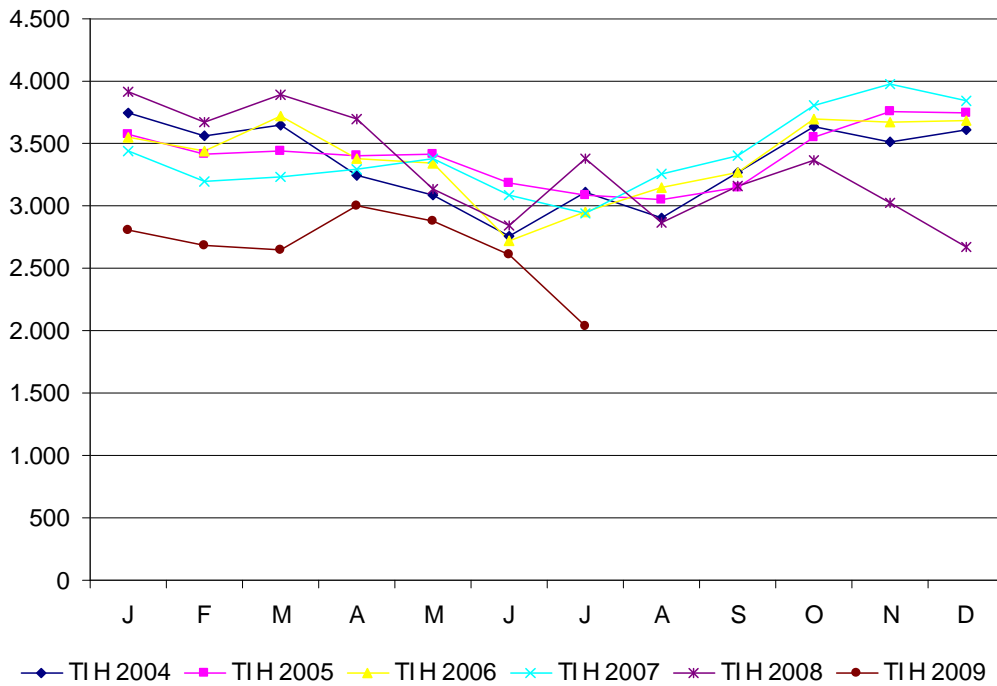


Graphique 25 : Consommation mensuelle mesurée de gaz L de l'industrie, 2004-2009 (GWh)





Graphique 26 : Consommation mensuelle mesurée de gaz H de l'industrie, 2004-2009 (GWh)



« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

3.3.3. Besoins d'équilibrage saisonnier de l'industrie

Tableau 19 : Besoin d'équilibrage saisonnier de l'industrie, après normalisation en température, 2004-2008 (GWh)

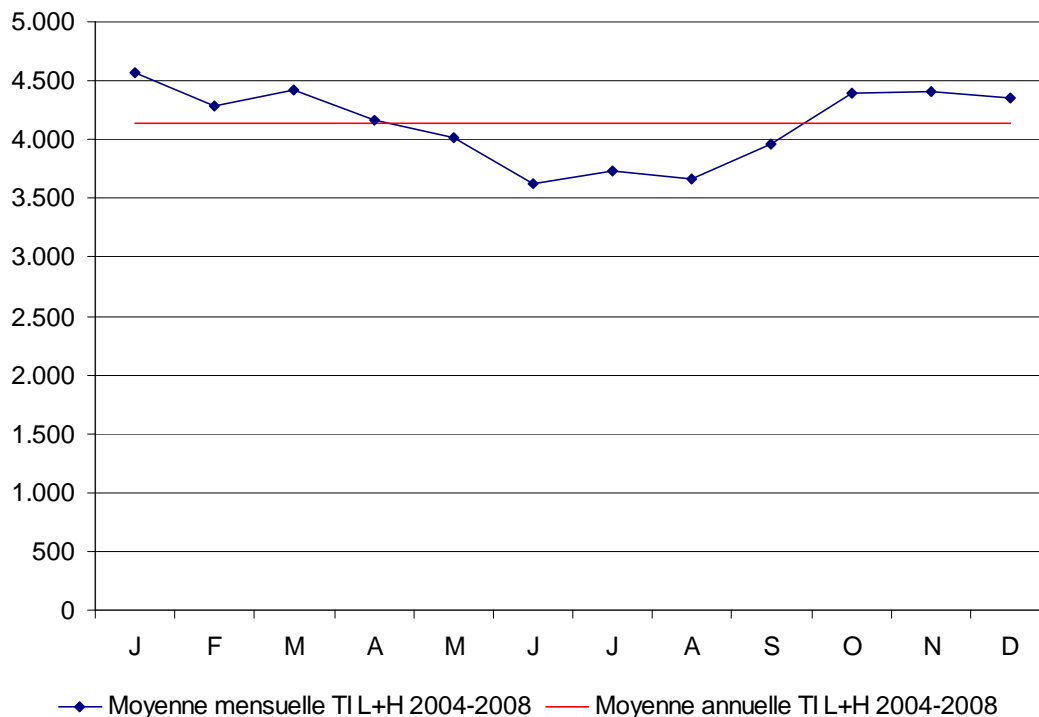
	L+H Réseau	L Réseau	H Réseau	L+H Ecart	L Ecart	H Ecart
J	4.573	926	3.647	440	158	282
F	4.287	830	3.457	154	62	92
M	4.418	831	3.587	285	63	222
A	4.165	762	3.403	32	-7	38
M	4.013	743	3.270	-121	-26	-95
J	3.631	710	2.921	-502	-58	-444
J	3.737	644	3.092	-397	-124	-273
A	3.664	617	3.047	-469	-151	-318
S	3.964	715	3.248	-170	-53	-117
O	4.389	776	3.613	256	8	248
N	4.401	813	3.588	268	45	223
D	4.359	850	3.509	225	82	144
Total	49.601	9.218	40.383	0	0	0
Moyenne	4.133	768	3.365			
			Ecart max.	1.403	403	1.000
J / A	1,25	1,50	1,20	2,83 %	4,38 %	2,48 %

L'interprétation du tableau 19 figure au point 3.1.3.

Pour la période 2004-2008, le prélèvement mensuel moyen de l'industrie s'élève à 4.133 GWh. Les besoins d'équilibrage annuels autour de cette valeur moyenne s'élèvent à 1.403 GWh. Pour une consommation annuelle moyenne de 49.601 GWh, les besoins totaux d'équilibrage représentent 2,83 % de cette consommation annuelle de gaz naturel (cf. aussi graphique 27).



Graphique 27 : Besoins d'équilibrage saisonnier globaux (gaz L et H) de l'industrie, après normalisation en température, 2004-2008 (GWh)



3.4. Consommation de gaz naturel des centrales électriques

3.4.1. Consommation annuelle des centrales électriques

Pour la période 2004-2008, on observe globalement une croissance régulière de la consommation annuelle de gaz naturel des centrales électriques (cf. graphique 28). Cette croissance est essentiellement imputable à l'augmentation de la consommation de centrales connectées au réseau de gaz H. Cette augmentation est due à l'utilisation accrue du gaz naturel pour la production d'électricité.

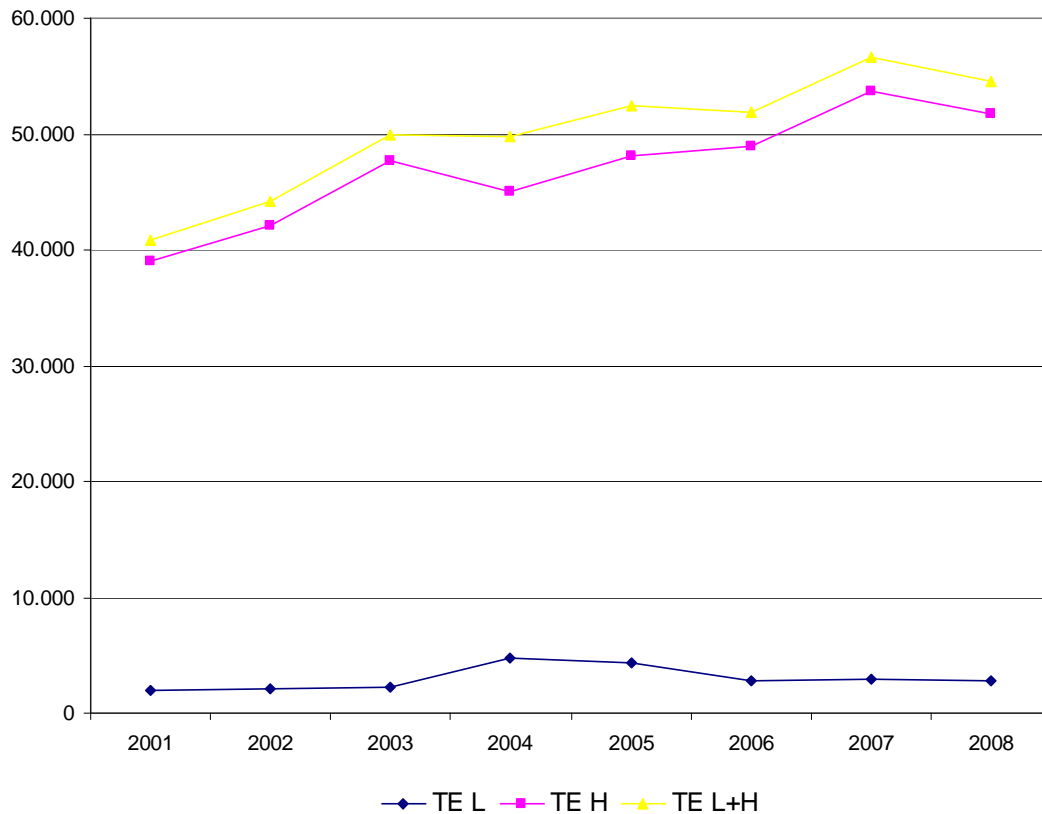
Sur le réseau de gaz L, la consommation annuelle de ces trois dernières années est stable (avec une consommation moyenne de 2.855 GWh/an) c'est-à-dire que la croissance y est faible voir nulle. Pour la période 2004-2008, la consommation moyenne annuelle y est de 3.545 GWh/an ce qui représente 6,7 % de la consommation totale des centrales électriques.

Sur le réseau de gaz H, la consommation annuelle est en augmentation. Pour la période 2001-2008, le taux de croissance moyen annuel s'élève à 4,1 %. La

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

consommation moyenne annuelle pour la période 2004-2008 s'élève à 49.510 GWh/an.

Graphique 28 : Consommation annuelle mesurée de gaz L et H des centrales électriques, 2001-2008 (GWh)



La consommation annuelle totale de gaz naturel des centrales électriques ainsi que la répartition de celle-ci entre les deux types de gaz L et H figurent au tableau 20. La consommation des centrales électriques se répartit sur ces deux réseaux de la manière suivante : 93,3 % sur le réseau H et 6,7 % sur le réseau L. La croissance annuelle de la consommation de gaz H à des fins de production électrique s'élève à 6,12 % de 2004-2008. Cette croissance est supérieure de 1,26 point de pourcentage à celle de la période 2001-2004.



Tableau 20 : Consommation annuelle totale de gaz naturel des centrales électriques, 2001-2008 (GWh/an)

	L+H		H		L	
	Mesurée	Croissance	Mesurée	Croissance	Mesurée	Croissance
2001	40.909		39.009		1.900	
2002	44.213	8,08 %	42.062	7,83 %	2.151	13,23 %
2003	49.964	13,01 %	47.679	13,35 %	2.285	6,22 %
2004	49.788	-0,35 %	44.984	-5,65 %	4.805	110,32 %
2005	52.462	5,37 %	48.108	6,95 %	4.354	-9,38 %
2006	51.862	-1,14 %	49.020	1,90 %	2.842	-34,74 %
2007	56.674	9,28 %	53.757	9,66 %	2.917	2,66 %
2008	54.489	-3,86 %	51.682	-3,86 %	2.806	-3,80 %
Moyenne	50.045		47.038		3.007	
2001-2008	100 %		93,99 %		6,01 %	
Moyenne	53.055		49.510		3.545	
2004-2008	100 %		93,32 %		6,68 %	
2001-2008		4,18 %		4,10 %		5,73 %
2001-2004		6,77 %		4,86 %		36,25 %
2004-2007		4,41 %		6,12 %		-15,32 %
2004-2008		2,28 %		3,53 %		-12,58 %

3.4.2. Consommation mensuelle des centrales électriques

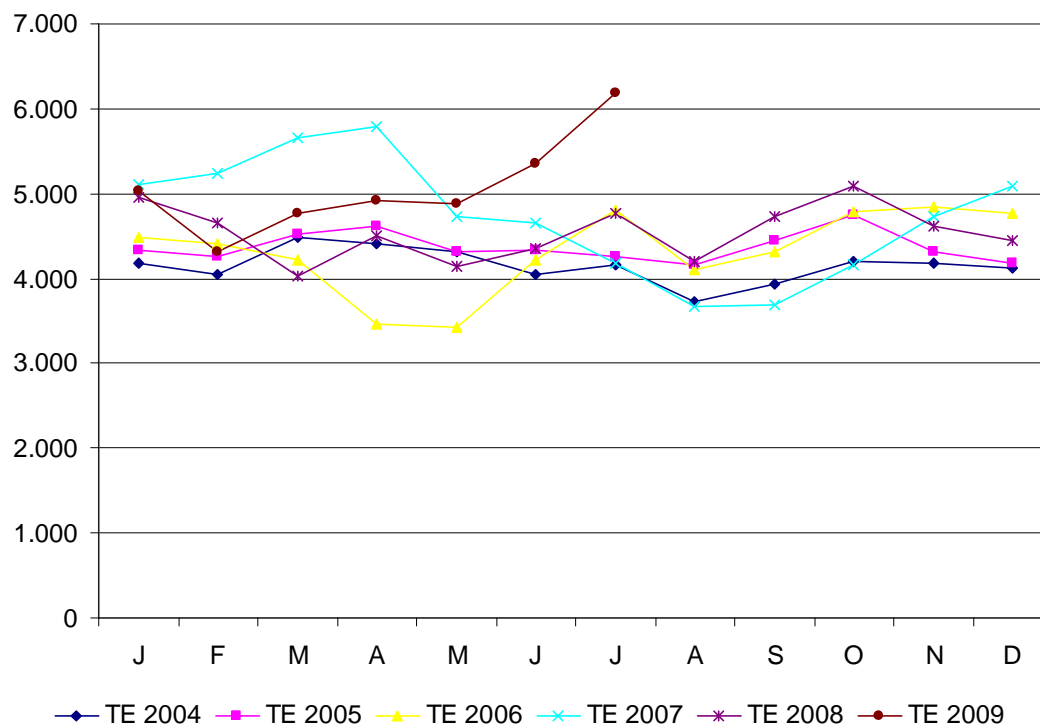
Comme on peut le constater sur le profil de prélèvement mensuel des centrales électriques, la consommation mensuelle de gaz naturel revêt un caractère peu prévisible. Cette volatilité est imputable :

1. à la gestion opérationnelle du parc de centrales ;
2. à la substituabilité partielle des centrales et des combustibles ;
3. aux fluctuations de la demande intérieure d'électricité ;
4. aux échanges transfrontaliers d'électricité.

Les graphique 29, graphique 30 et graphique 31 illustrent l'évolution mensuelle totale, de la consommation en gaz L et en gaz H par les centrales électriques.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

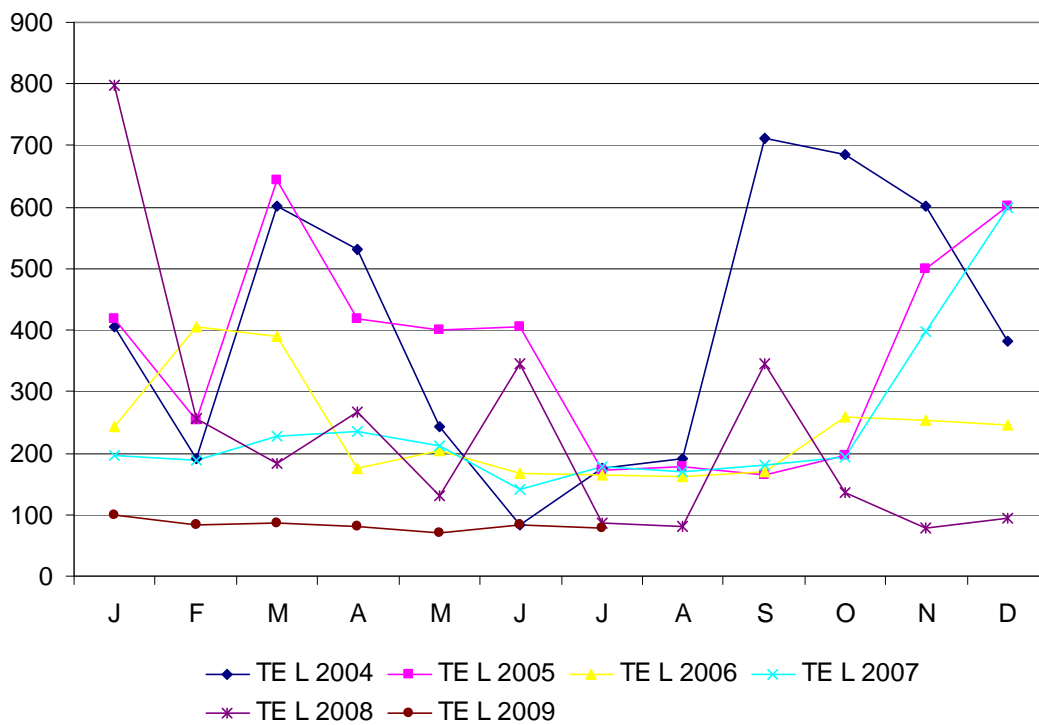
Graphique 29 : Consommation mensuelle mesurée de gaz L et H des centrales électriques, 2004-2009 (GWh)





En 2009, la consommation des centrales électriques sur le réseau de gaz L a été très faible.

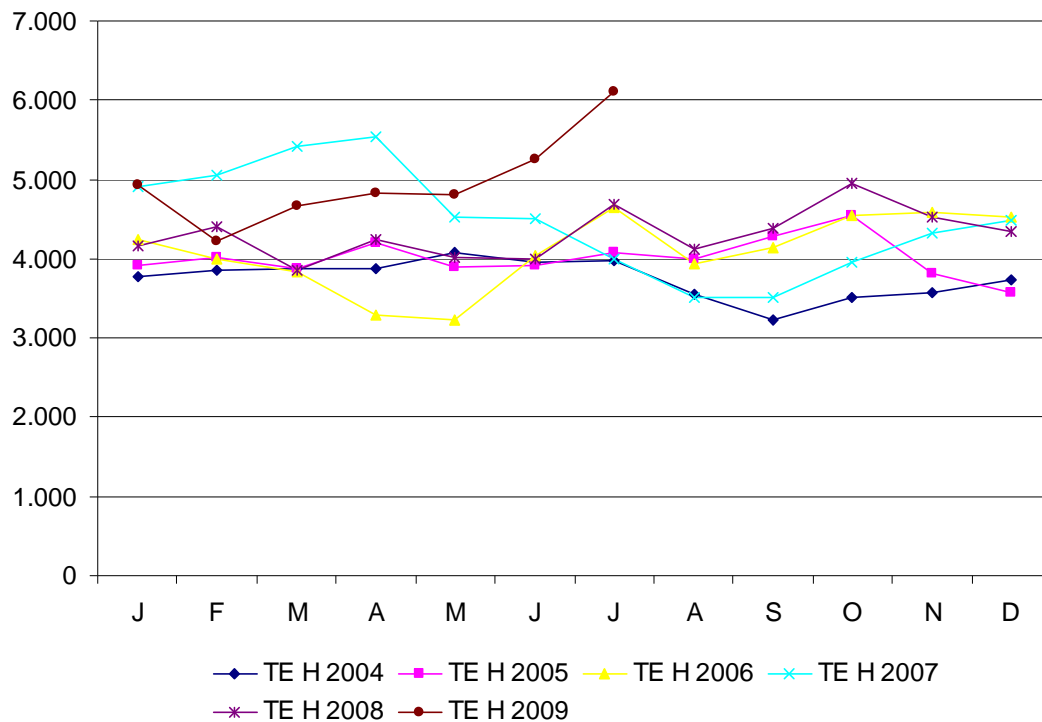
Graphique 30 : Consommation mensuelle mesurée de gaz L des centrales électriques, 2004-2009 (GWh)



« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Sur le réseau de gaz H, depuis mai 2009, on constate une tendance à l'augmentation de la consommation de gaz naturel des centrales électriques. Ce constat résulte en grande partie de l'augmentation des exportations vers la France. Sur la période 2004-2008, une valeur record a été atteinte en juillet 2008 avec 6.178 GWh de gaz naturel consommé pour la production d'électricité.

Graphique 31 : Consommation mensuelle mesurée de gaz H des centrales électriques, 2004-2009 (GWh)

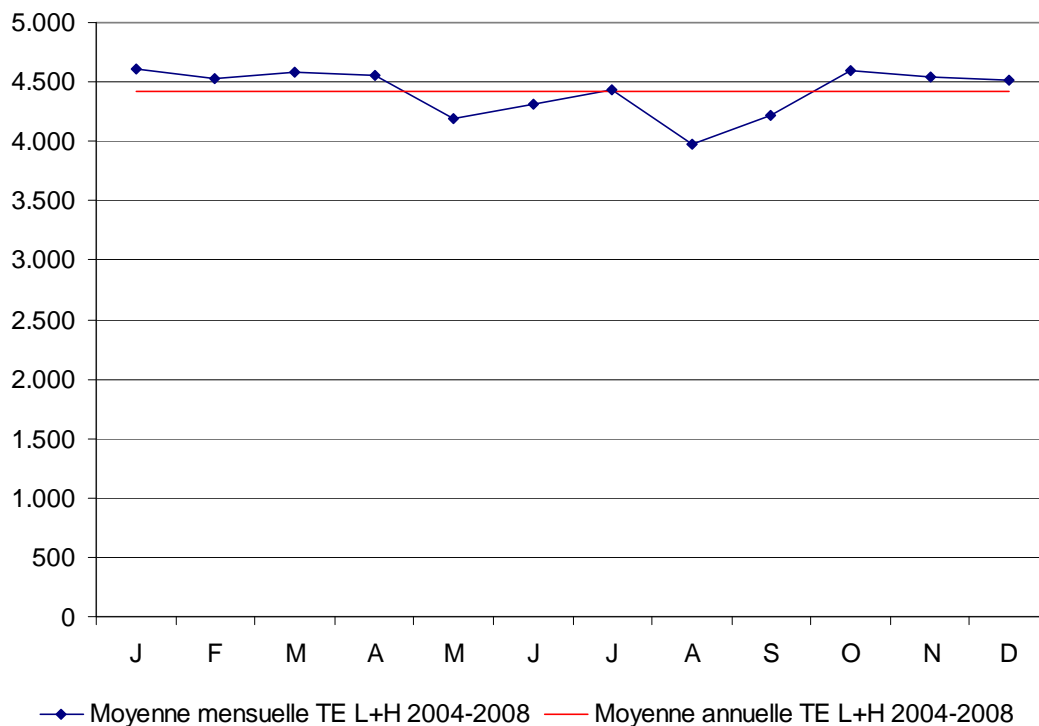




3.4.3. Besoins d'équilibrage saisonnier des centrales électriques

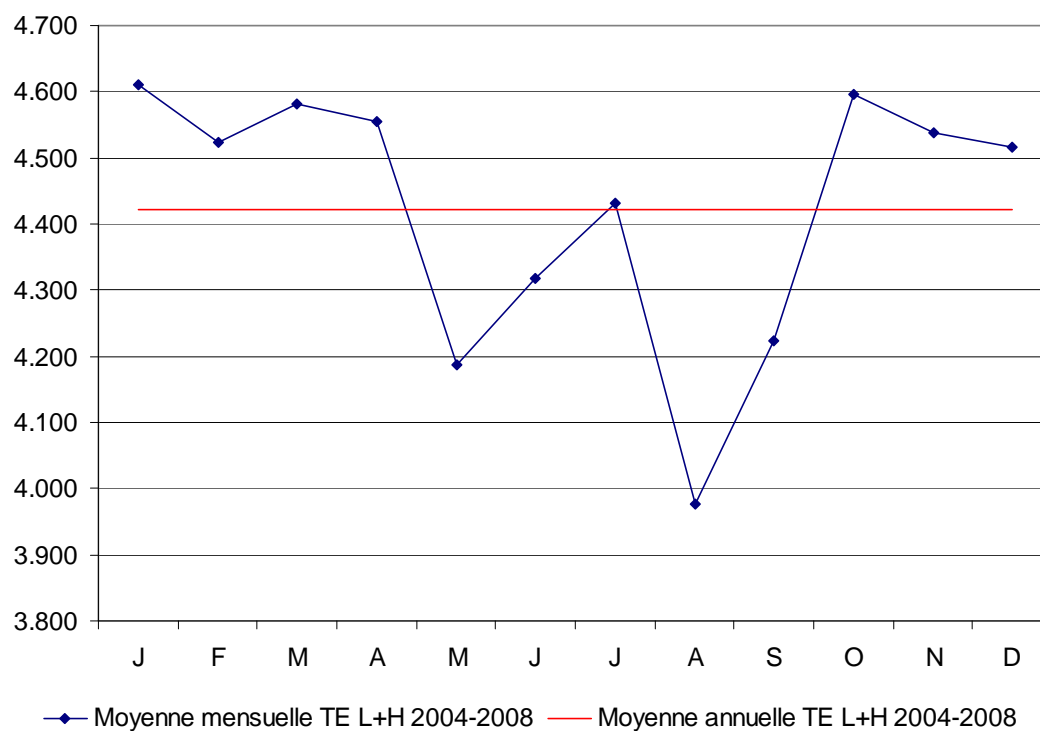
La moyenne mensuelle des prélèvements des centrales électriques pour la période 2004-2008 est illustrée au graphique 32 et au graphique 33. Ceux-ci diffèrent par le facteur d'échelle choisi pour l'énergie.

Graphique 32 : Besoins d'équilibrage saisonnier globaux (gaz L et H) des centrales électriques, 2004-2008 (GWh)



« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 33 : Besoins d'équilibrage saisonnier globaux (gaz L et H) des centrales électriques, moyennes mensuelle et annuelle, 2004-2008 (GWh)



La consommation des centrales ne répondant pas à un profil de prélèvement prévisible, celle-ci peut fluctuer d'un mois à l'autre, tant au niveau des quantités consommées que des sites de productions utilisés. Un des paramètres susceptibles d'influencer les quantités consommées est le choix du combustible pour la production d'électricité.



Tableau 21 : Besoin d'équilibrage saisonnier des centrales électriques, après normalisation en température, moyennes mensuelle et annuelle, 2004-2008 (GWh)

	L+H Réseau	L Réseau	H Réseau	L+H Ecart	L Ecart	H Ecart
J	4.611	412	4.199	190	117	74
F	4.523	259	4.264	101	-37	138
M	4.582	409	4.173	161	114	47
A	4.554	326	4.228	133	30	102
M	4.187	238	3.949	-235	-57	-177
J	4.319	228	4.090	-103	-67	-36
J	4.431	156	4.275	9	-139	149
A	3.976	157	3.819	-445	-138	-307
S	4.223	315	3.909	-198	19	-217
O	4.595	294	4.301	174	-1	175
N	4.537	367	4.171	116	71	45
D	4.517	384	4.133	96	89	7
Total	53.055	3.545	49.510	0	0	0
Moyenne	4.421	295	4.126			
			Ecart max	797	384	413
J/A	1,16	2,62	1,10	1,50 %	10,83 %	0,83 %

Pour l'interprétation du tableau 21, on se réfèrera au point 3.1.3.

Pour la période 2004-2008, le prélèvement mensuel moyen des centrales électriques s'élève à 4.421 GWh. Les besoins d'équilibrage annuels autour de cette valeur moyenne se montent à 797 GWh. Pour une consommation annuelle moyenne de 53.055 GWh, les besoins totaux d'équilibrage représentent 1,50 % de cette consommation annuelle de gaz naturel.

4. Perspectives de la demande de gaz naturel à l'horizon 2020

Ce quatrième chapitre décrit non plus la situation actuelle et les tendances récentes en matière de gaz naturel en Belgique, mais les perspectives de demande de gaz naturel à l'horizon 2020.

4.1. Méthodologie et hypothèses

L'analyse des besoins en gaz naturel de la Belgique à l'horizon 2020 se fonde sur trois études récentes complémentaires : l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 (EPE, 2007¹⁰¹), l'étude relative au besoin en approvisionnement en gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le développement de l'infrastructure 2009-2020 réalisée par la CREG (BABI, 2009) et l'étude du BFP sur l'impact du paquet européen énergie-climat sur le système énergétique et économique belge (WP21-08, 2008).

Ces études sont présentées et brièvement contextualisées ci-après. Leurs résultats sont ensuite exploités dans le cadre de la présente étude.

4.1.1. Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017

Objectif

L'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité, également dénommée étude prospective électricité ou EPE, trouve son origine dans la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (telle que modifiée par les lois du 1^{er} juin 2005 et du 6 mai 2009), laquelle fixe pour objectif à l'EPE d'analyser l'évolution à (moyen) long terme de l'offre et de la demande d'électricité et d'en déduire les besoins en moyens de production, compte tenu des impératifs suivants :

- assurer une diversification suffisante des combustibles ;
- promouvoir le recours aux sources d'énergie renouvelables ;
- intégrer les obligations environnementales définies par les régions ;
- promouvoir les technologies de production émettant peu de GES ;
- évaluer la sécurité d'approvisionnement électrique et, au cas où celle-ci serait menacée, formuler des recommandations en la matière.

¹⁰¹ 2007 est l'année où l'analyse quantitative de l'EPE a été réalisée. Toutefois, l'étude a été publiée en 2009.



Cadre d'analyse

Cette partie décrit la méthodologie appliquée à l'EPE ainsi que les hypothèses et scénarios de l'analyse¹⁰² générale de l'approvisionnement électrique de la Belgique à l'horizon 2020.

Modèle

L'analyse générale de l'approvisionnement électrique de la Belgique à l'horizon 2020 a été réalisée à l'aide du modèle PRIMES. PRIMES est un modèle énergétique d'équilibre partiel : il détermine une solution d'équilibre sur les marchés de l'offre et de la demande énergétique (« équilibre »), sans toutefois évaluer les conséquences au niveau macroéconomique (« partiel »). L'équilibre est atteint lorsque les prix d'une forme quelconque d'énergie sont tels que l'offre à laquelle aspirent les producteurs équivaut à la demande formulée par les consommateurs. Le modèle PRIMES décrit non seulement le comportement des différents agents (producteurs d'électricité, ménages, etc.), mais aussi les technologies de production et de consommation d'énergie et les technologies de réduction de certaines substances polluantes. L'équilibre est dynamique, il est déterminé simultanément sur toute la période de projection (« perfect foresight »).

Le gaz naturel constitue une des formes d'énergie prises en compte dans PRIMES. Les besoins en gaz naturel sont déterminés sur une base annuelle uniquement (i.e. pas de différenciation par saison) en fonction de la demande pour différents services énergétiques (chauffage, processus industriels, etc.) et pour la production d'électricité et de vapeur, compte tenu des prix relatifs des différentes formes d'énergie et du taux de renouvellement des équipements de production et de consommation d'énergie existants.

Il existe une version particulière du modèle PRIMES, appelée PRIMES-interconnecté, qui permet d'« endogénéiser » les échanges électriques avec les pays voisins. C'est cette version qui a été utilisée dans l'EPE. Cela a un impact sur la consommation « potentielle » de gaz naturel de la Belgique dans la mesure où une partie de la demande d'électricité peut être produite en dehors du territoire belge, entraînant une diminution de la production électrique en Belgique et de son approvisionnement en combustibles.

Le système économique est, par contre, exogène au modèle PRIMES et repose sur des perspectives d'évolutions sectorielles cohérentes au niveau mondial et européen, définies sur la base, entre autres, du modèle d'équilibre général GEM-E3. Il en est de même des prix des énergies sur les marchés internationaux qui sont déterminés sur la base des modèles énergétiques mondiaux POLES et PROMETHEUS et révisés par plusieurs experts, et de l'évolution de l'activité de transport qui est évaluée sur la base du modèle européen de réseau de transport SCENES.

¹⁰² Pour rappel, l'EPE contient deux analyses complémentaires sur la gestion du système électrique, l'impact sur la consommation de gaz naturel n'a par contre pas été analysé.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Enfin, le modèle PRIMES n'est pas un modèle de réseau. En d'autres termes, les infrastructures de transport et de distribution de l'électricité et du gaz naturel¹⁰³ ne sont pas modélisées explicitement (capacité, longueur, origine-destination, etc.). Les projections de consommation de gaz naturel sont déterminées principalement par la demande domestique¹⁰⁴ et par les prix. Ces derniers sont calculés sur la base des prix sur le marché « européen » du gaz naturel qui eux-mêmes dépendent de l'équilibre entre l'offre et la demande dans la même zone géographique et des prix internationaux du pétrole¹⁰⁵. Le modèle PRIMES n'estime donc pas les capacités supplémentaires qu'il serait nécessaire de développer sur le territoire belge et en amont (i.e. des zones de production à la frontière belge) pour répondre à la demande. Ainsi, le modèle PRIMES suppose implicitement que l'infrastructure de distribution du gaz naturel suit l'évolution de la demande dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

Cadre macroéconomique et démographique

Les projections macroéconomiques et démographiques utilisées dans l'EPE¹⁰⁶ sont tirées des perspectives publiées par la DG TREN de la Commission européenne dans le cadre de l'étude « European Energy and Transport : trends to 2030 – Update 2007 » publiée en avril 2008¹⁰⁷. Elles sont donc antérieures à la crise économique et financière survenue en 2008. Ces perspectives ont également servi de base pour l'analyse de l'impact du paquet énergie-climat de janvier 2008 (le WP21-08 du BFP).

Ces projections macroéconomiques et démographiques à l'horizon 2020 sont résumées dans le tableau 22.

¹⁰³ Ni de stockage d'ailleurs.

¹⁰⁴ C'est-à-dire sur le territoire belge.

¹⁰⁵ Voir par exemple l'annexe B du Planning Paper 102 du BFP (BFP, 2007).

¹⁰⁶ Sauf dans les scénarios alternatifs où l'impact d'une croissance économique plus (HiGro) ou moins (LoGro) forte a été étudié (voir infra).

¹⁰⁷ Mais rendues publiques dès novembre 2007.



Tableau 22 : Hypothèses macroéconomiques et démographiques pour la Belgique, scénario EPE-Base, 2005-2020

	2005	2015	2020	20/05
Population (millions)	10.446	10.674	10.790	0,2 %
Nombre de ménages (millions)	4.445	4.808	4.995	0,8 %
Taille des ménages (habitants par ménage)	2.350	2.220	2.160	-0,6 %
Revenu des ménages (euros de 2005 par tête)	14.890	17.880	19.191	1,7 %
PIB (milliards d'euros de 2005)	298,5	373,6	409,2	2,1 %
Valeur ajoutée sectorielle (millions d'euros de 2005)	264.966	327.912	358.615	2,0 %
Industrie	51.511	61.317	65.985	1,7 %
<i>Sidérurgie</i>	2.887	3.051	3.124	0,5 %
<i>Métaux non ferreux</i>	932	987	1.026	0,6 %
<i>Chimie</i>	10.933	13.667	15.020	2,1 %
<i>Minéraux non métalliques</i>	2.369	2.834	3.018	1,6 %
<i>Pâte, papier et imprimerie</i>	3.753	4.584	4.973	1,9 %
<i>Alimentation, boissons et tabac</i>	5.728	6.859	7.307	1,6 %
<i>Textiles</i>	2.513	2.292	2.274	-0,7 %
<i>Fabrications métalliques</i>	17.782	21.285	23.023	1,7 %
<i>Autres branches</i>	4.613	5.757	6.221	2,0 %
Construction	13.108	15.208	16.271	1,5 %
Tertiaire	191.816	242.237	266.824	2,2 %
<i>Services marchands</i>	77.699	100.771	111.551	2,4 %
<i>Services non marchands</i>	56.099	67.669	72.775	1,8 %
<i>Commerce</i>	54.080	69.448	78.000	2,5 %
<i>Agriculture</i>	3.939	4.349	4.498	0,9 %
Secteur énergétique	8.531	9.150	9.535	0,7 %

Sources : NTUA, CE/DG TREN (2008)

// : taux de croissance annuel moyen (%).

Au cours de la période 2005-2020, la croissance de l'économie belge s'établit à 2,1 % sur base annuelle. L'analyse par sous-secteur montre que la croissance économique suit le rythme des changements structurels qu'a connus la Belgique ces dernières années : on note un recul relatif de la part de l'industrie dans l'économie belge au profit du secteur tertiaire.

Confrontation des perspectives macroéconomiques utilisées dans l'EPG avec les prévisions macroéconomiques récentes

Les projections macroéconomiques utilisées dans l'étude prospective gaz peuvent paraître optimistes compte tenu de la crise économique et financière survenue à la mi-2008. Or, le niveau de l'activité économique et du revenu moyen des ménages influence la demande d'énergie et par là nos besoins énergétiques. A la lumière des statistiques de 2008 et 2009, on observe qu'à court terme la crise économique et financière a eu un impact sur la consommation d'énergie en général et sur celle du gaz naturel en particulier, surtout dans l'industrie.

La crise économique et financière aura très probablement aussi un impact sur l'évolution à moyen terme (2020) de la consommation énergétique et donc sur l'approvisionnement énergétique du pays. La question pertinente pour l'élaboration de l'EPG, dont l'horizon temporel est 2020, concerne plutôt la durée de la crise économique et l'ampleur de la relance lorsque relance il y aura. La réponse à cette question permettrait de juger si les projections macroéconomiques et macrosectorielles utilisées dans l'EPG constituent encore des hypothèses « raisonnables ».

Selon ces projections, le taux de croissance annuel moyen du PIB s'élève à 2,1 % entre 2005 et 2020. Cette hypothèse peut être confrontée à des perspectives macroéconomiques plus récentes qui, elles, tiennent compte de la crise économique et financière. Ainsi, dans les perspectives économiques 2009-2014 du BFP, publiée en mai 2009, le taux de croissance annuel moyen du PIB ne serait plus que de 1,6 % entre 2005 et 2020. Une évolution comparable (1,7 %) a été retenue, fin 2009, par la DG TREN de la Commission européenne dans ses perspectives énergétiques à long terme pour l'UE.

Le résultat de la comparaison montre un écart de 0,4 à 0,5 points de pourcent entre les deux hypothèses. L'hypothèse de croissance macroéconomique plus élevée utilisée dans l'EPG peut néanmoins se justifier du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. De plus, l'incertitude sur les perspectives économiques reste grande. Pour preuve les derniers chiffres du budget économique 2009-2011, publiés en septembre 2009, qui prévoient un taux de croissance annuel moyen du PIB sur cette période supérieur de 0,2 points de pourcent au taux projeté dans les perspectives économique 2009-2014.

Il convient aussi de noter que l'EPE étudie un scénario où la croissance économique à l'horizon 2020 est plus faible¹⁰⁸. L'impact de ce scénario sur la demande de gaz naturel dans le secteur électrique est illustré au point 4.2.4.

¹⁰⁸ Dans l'EPE, un scénario alternatif a en effet été étudié. Il table, entre autres, sur une croissance économique plus faible (1,9 % par an entre 2005 et 2020 au lieu de 2,1 % dans le scénario de référence).



S'agissant des perspectives démographiques, le tableau 22 présente, pour la période 2005-2020, les projections de la population belge totale ainsi que la taille moyenne des ménages. Démographie et demande énergétique sont liées. Ainsi, la population et le nombre de ménages influencent la consommation d'énergie (et notamment de gaz naturel) du secteur résidentiel, car ils déterminent le nombre d'appareils ménagers et la superficie habitée totale qui doit être chauffée et éclairée. Ils exercent également une influence sur l'utilisation des services de transport et sur la taille du parc automobile. Par ailleurs, la population et le nombre de ménages sont des facteurs déterminants de la superficie immobilière nécessaire à l'activité du secteur tertiaire.

Entre 2005 et 2020, la population croîtra en moyenne de 0,2 % par an. La population totale évaluée pour 2020 est de 10.790.000 personnes. Dans les prochaines années, le nombre de personnes par ménage devrait encore diminuer. Cette tendance, conjuguée à l'accroissement démographique, se traduit par une augmentation du nombre de ménages.

Confrontation des perspectives démographiques utilisées dans l'EPE avec les perspectives démographiques plus récentes publiées en 2008

En mai 2008, le BFP et la DG SIE ont publié de nouvelles perspectives de population en Belgique pour la période 2007-2060. Par rapport aux adaptations réalisées chaque année pour les besoins des projections macroéconomiques et budgétaires du BFP et du Comité d'étude du vieillissement, ce nouvel exercice se caractérise par une révision complète des hypothèses relatives à la fécondité, à la mortalité et aux migrations.

Par rapport aux perspectives de population du tableau 22 (qui sont cohérentes avec celles utilisées dans le cadre du Rapport 2007 du Comité d'étude sur le vieillissement), plus de fécondité et plus de migrations externes nettes conduisent à une population plus nombreuse et plus jeune que dans les exercices précédents. Ainsi, la population serait de 11.538.332 personnes en 2020, contre 10.790.021 dans le tableau 22. La différence n'est pas négligeable : quelque 750.000 personnes en plus en 2020 et un taux de croissance annuel moyen de la population qui s'établit à 0,7 %, contre 0,2 % dans l'EPE.

La différence n'est probablement pas aussi marquée au niveau du nombre de ménages car le nombre de naissances est supérieur par rapport aux exercices précédents. On peut dès lors supposer que la taille moyenne des ménages diminuera moins vite que dans les perspectives de population du tableau 22. Cet indicateur n'est pas disponible dans la publication de mai 2008.

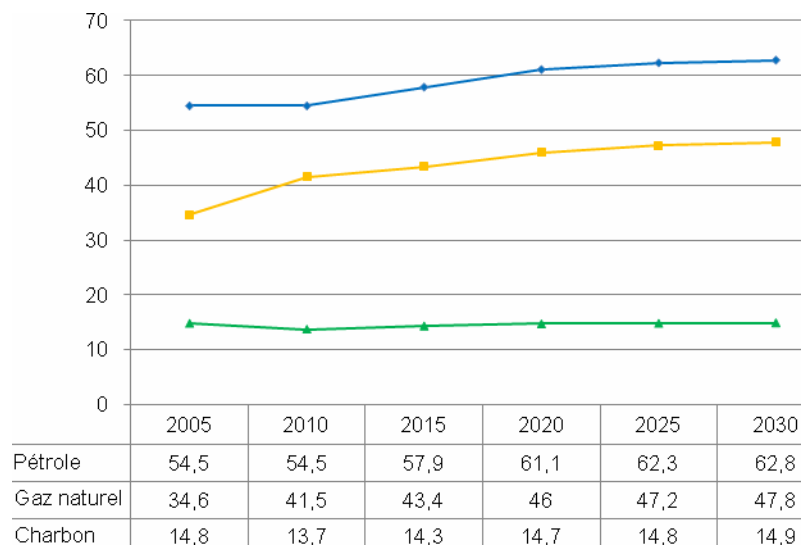
Sans pouvoir l'évaluer quantitativement, les nouvelles perspectives de population en Belgique devraient conduire, toutes choses égales par ailleurs, à une consommation énergétique supérieure à celle du scénario de référence de l'EPE.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Prix internationaux des combustibles

Les scénarios étudiés dans l'EPE se fondent sur les hypothèses d'évolution des prix des combustibles présentées dans le graphique 34. Ces hypothèses sont les mêmes que celles utilisées dans les perspectives publiées par la DG TREN de la Commission européenne dans le cadre de l'étude « European Energy and Transport : trends to 2030 – Update 2007 » publiée en avril 2008 et pour l'analyse de l'impact du paquet énergie-climat de janvier 2008.

Graphique 34 : Perspectives des prix internationaux des combustibles, 2005-2030 (dollars/bep, prix de 2005)



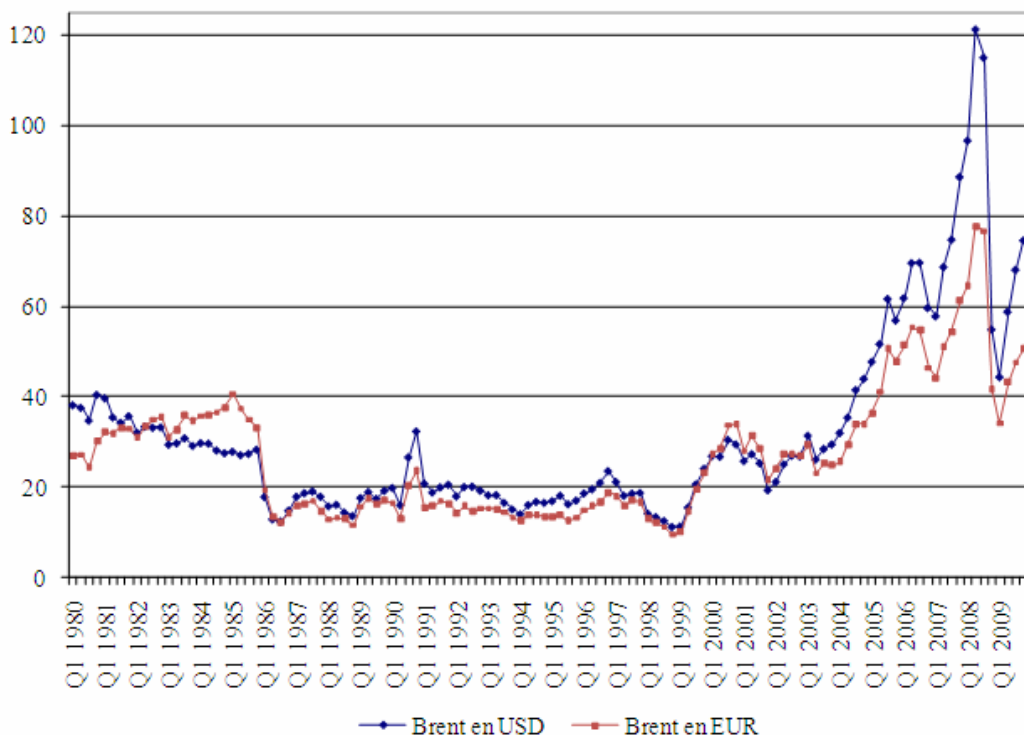
Sources : NTUA, CE/DG TREN (2008)

Boe : barrel of oil equivalent.

Il est intéressant de mettre les projections des prix internationaux des combustibles (graphique 34) en perspective avec l'évolution historique des prix. Au graphique 35, on constate ainsi l'évolution du prix du baril de pétrole brut (Brent) entre 1980 et 2009, mais en prix courant cette fois. Entre le milieu des années 1980 et la fin des années 1990, le prix du baril de Brent a oscillé autour des 20 dollars. Cette situation a connu un changement radical au tournant du siècle. Pour la première fois depuis des années, le prix du Brent a alors dépassé les 30 dollars. En 2002, le prix a semblé quelque peu se normaliser mais ce n'était qu'une illusion. Le prix du brut a de nouveau progressé pour atteindre 55 dollars en 2005. Au deuxième trimestre de l'année 2008, le cours du baril de pétrole a atteint un pic (121 dollars) pour ensuite redescendre à des niveaux nettement plus bas, soit 55 dollars en moyenne pour le dernier trimestre de 2008. Le cours a atteint son niveau le plus bas en 2009 : 44 dollars au premier trimestre avant de rebondir pour finalement atteindre 75 dollars au quatrième trimestre 2009.



Graphique 35 : Evolution du prix d'un baril Brent en dollars et en euros (prix courants)



Source : Thomson datastream

Confrontation de l'évolution du prix du baril de pétrole brut utilisée dans l'EPG avec des perspectives plus récentes

Elaborer des projections de prix internationaux des combustibles à long terme est (devenu) une mission quasi impossible tant les fluctuations à court terme viennent dépasser en ampleur les tendances déterminées sur la base des fondamentaux des marchés (équilibre offre-demande au niveau mondial, rapport réserves sur production, etc.). Début 2008, les projections du graphique 34 semblaient irréalistes. Début 2009, le discours était plus nuancé. En effet, les perspectives économiques 2009-2014 du BFP publiée en mai 2009 tablent sur un prix du baril de 62 dollars en 2010, ce qui équivaut en termes réels à quelque 55 dollars, soit quasiment la projection de prix retenue dans l'EPE pour l'année 2010. Depuis, le prix du pétrole est reparti à la hausse (75 dollars au quatrième trimestre 2009). Le prix du gaz naturel suit, avec un décalage, le prix du pétrole brut.

Le prix du gaz naturel a bien sûr un impact sur la consommation de cette forme d'énergie mais d'autres paramètres sont au moins tout aussi importants. Il s'agit

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

notamment des prix relatifs compte tenu du prix du carbone et de l'impact de l'objectif « énergies renouvelables » sur le prix de l'électricité.

Politique climatique et énergies renouvelables

Au moment de la réalisation de la partie quantitative de l'EPE (principalement en automne 2007), le paquet énergie-climat de la Commission européenne n'était pas encore connu. Ce dernier a été proposé par la Commission européenne en janvier 2008 et adopté en avril 2009¹⁰⁹.

Si un renforcement de la politique climatique après 2012 – qui s'est traduit, en avril 2009, par l'adoption du paquet législatif énergie-climat comprenant, entre autres, un objectif européen de réduction des émissions de GES en 2020 dans le secteur ETS¹¹⁰ et par des objectifs nationaux de réduction des émissions de GES en 2020 dans le secteur non-ETS¹¹¹ – a été simulé dans l'EPE dans le cadre des scénarios alternatifs de type 'HiCV' (voir tableau 23), l'objectif relatif au développement des sources d'énergie renouvelables (SER) n'a pas été étudié de manière explicite.

En particulier, dans l'EPE, le développement des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité résulte de la minimisation des coûts du secteur électrique, compte tenu des coûts relatifs des différents moyens de production (capital, opération et maintenance, combustible), de l'évolution des politiques de soutien aux SER, du taux d'utilisation annuel moyen des différents types de centrales, etc.

En ce qui concerne le renforcement de la politique climatique après 2012, les scénarios de l'EPE de type « HiCV » tablent sur une augmentation de la valeur du carbone qui, en 2020, est supposée égale à 54 euros/t CO₂ pour l'ensemble des secteurs, contre 22 euros/t CO₂ dans le scénario de référence mais pour le seul secteur ETS. Cette hypothèse est supérieure aux estimations faites dans le cadre de l'étude récente sur l'impact du paquet énergie-climat sur le système énergétique et l'économie belge, le WP21-08 (Bossier et al., 2008), à savoir 33,5 euros/t CO₂ pour le secteur ETS et 25 euros/t CO₂ dans le secteur non-ETS.

Scénarios

L'EPE comprend un large éventail de scénarios (12 au total) qui représentent les diverses formes que pourrait revêtir le système électrique belge à l'avenir. Les possibles évolutions des besoins en gaz naturel sont également variées. Les douze scénarios englobent un scénario de référence et onze scénarios alternatifs. Le scénario de référence implique la poursuite jusqu'en 2020 des politiques approuvées et mises en œuvre jusque fin 2006 et le maintien des tendances actuelles. En d'autres mots, on n'envisage aucune politique ou mesures supplémentaires et on observe comment le système évolue, compte tenu d'un certain nombre d'évolutions socioéconomiques. Des

¹⁰⁹ Les directives, décisions et règlements y relatifs ont été publiés dans le Journal officiel européen en juin 2009.

¹¹⁰ A savoir une réduction de 21% des émissions de GES en 2020 par rapport à 2005.

¹¹¹ Pour la Belgique, il s'agit d'une réduction des émissions de GES de 15 % entre 2005 et 2020.



statistiques sont utilisées jusque 2006, les perspectives commencent donc à partir de 2007.

Outre le scénario de référence, 11 scénarios alternatifs sont également présentés. Ceux-ci prennent en compte trois incertitudes possibles, à savoir (1) l'évolution de la demande d'électricité, (2) la mise en œuvre d'une politique climatique après 2012 et son impact sur le prix des permis d'émissions (ou de la valeur du carbone), (3) le maintien de la loi relative à la sortie de l'énergie nucléaire, ou la possibilité de prolonger la durée de fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans.

En octobre 2009, le gouvernement¹¹² a déclaré vouloir prolonger de 10 ans la durée de fonctionnement des trois plus anciennes centrales nucléaires du pays et de revoir ainsi la loi du 31 janvier 2003¹¹³ sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire. Pour mesurer l'impact de cette déclaration, l'EPG doit s'appuyer sur des scénarios tablant sur un prolongement de la durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires. L'EPE comprend six scénarios qui partent de l'hypothèse que toute la capacité nucléaire existante sera disponible en 2020. Ces scénarios portent le suffixe « Nuc ».

Ces six scénarios tels qu'analysés par l'EPE sont synthétisés¹¹⁴ au tableau 23.

Tableau 23 : Définition des « scénarios Nuc » de l'EPE

	Demande d'électricité de référence	Demande d'électricité plus élevée	Demande d'électricité plus basse	Option nucléaire	CV de référence	CV plus élevé
Base_Nuc	x			x	x	
LoGro_Nuc			x	x	x	
HiGro_Nuc		x		x	x	
LoGro_HiCV_Nuc			x	x		x
HiGro_HiCV_Nuc		x		x		x
Base_HiCV_Nuc	x			x		x

Source : EPE (2009)

¹¹² Sur la base des recommandations formulées par le groupe GEMIX.

¹¹³ MB du 28.2.2003.

¹¹⁴ Pour une description plus détaillée des différents types de scénarios et des incertitudes, nous vous invitons à consulter DG Énergie, Bureau fédéral du Plan (2009), *Étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017*, pp. 81 et suivantes.

Impact de la fermeture des centrales nucléaires sur le secteur du gaz naturel

Comme la déclaration du gouvernement fédéral concernant la prolongation de la durée de vie des trois plus anciennes centrales nucléaires belges n'a pas été entérinée¹¹⁵, les effets de la mise en œuvre intégrale de la loi du 31 janvier 2003 sont examinés à l'annexe 2.

4.1.2. Étude relative au besoin en approvisionnement en gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le développement de l'infrastructure 2009-2020

Objectif

Cette étude, appelée BABI2009¹¹⁶, présente sur la base d'un scénario prospectif des perspectives d'offre et de demande de gaz naturel qui satisfont à des normes d'approvisionnement établies dans le but de mesurer l'approvisionnement en gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le développement de l'infrastructure en Belgique. Les besoins en gaz naturel sont simulés par le biais d'une approche bottom-up par année, saison, mois, jour et heure (débit), pour le marché du gaz naturel à bas et haut pouvoir calorifique et selon les zones géographiques. Les perspectives sont élaborées dans des conditions normales et extrêmes. L'offre de gaz naturel suit la demande et l'utilisation des différents points d'entrée du réseau de transport est simulée à partir d'un scénario d'approvisionnement. L'approvisionnement en gaz naturel est calculé à l'aide du portefeuille d'approvisionnement des importateurs de gaz naturel (fournisseurs) actuellement actifs sur le marché belge et sur la base des tendances attendues.

En outre, le portefeuille d'approvisionnement des importateurs de gaz naturel (fournisseurs) est traité au niveau du marché de gros avec le choix/l'utilisation afférents des points d'entrée dans le réseau de transport de gaz naturel.

BABI2009 aborde par ailleurs les éléments suivants :

- un programme indicatif d'investissements visant à maintenir et à développer un réseau de transport de gaz naturel, une installation de stockage de gaz naturel et des installations de GNL ;
- la préservation de l'intégrité du système sur le réseau de transport de gaz naturel et la gestion d'incidents (gaz naturel de réserve et capacité de transport de réserve) ;
- les critères de développement du réseau de transport de gaz naturel.

¹¹⁵ Juillet 2011.

¹¹⁶ L'acronyme BABI2009 correspond à Behoeftte aan Aardgasvoorziening, Bevoorradingzekerheid en Infrastructuurontwikkeling 2009-2020 (Besoins d'approvisionnement en gaz naturel, sécurité de l'approvisionnement et développement de l'infrastructure).



Cadre d'analyse

La définition et l'élaboration de BABI2009 entrent dans le cadre des travaux de l'étude prospective gaz naturel (EPG) tels que stipulés dans la loi du 12 avril 1965. BABI2009 peut donc être vue comme un input pour l'EPG finale, réalisée par la DG Énergie et le BFP.

En outre, BABI2009 fait également référence à l'étude prospective électricité (EPE) étant donné qu'elle reprend des hypothèses qui y sont formulées. Le « scénario de planification » de l'étude BABI2009 repose donc en partie sur le scénario de référence de l'EPE.

Modèle

BABI2009 a été élaborée à l'aide du modèle PEGASUS, développé et utilisé par la CREG. Il s'agit d'un modèle d'équilibre pour le marché du gaz naturel, grâce auquel il est possible d'affiner les perspectives en matière de bilan énergétique. Il simule non seulement les équilibres annuels (comme le fait PRIMES), mais aussi les équilibres sur base saisonnière/mensuelle et journalière/horaire. De plus, il tient compte de la répartition géographique de la demande en gaz naturel, de conditions extrêmes pour la sécurité d'approvisionnement, de la politique commerciale des transporteurs de gaz naturel, de la gestion du portefeuille, etc.

Cependant, PEGASUS ne modélise pas la dynamique des flux physiques de gaz naturel dans le réseau. Vu le besoin en données détaillées sur la topologie et les spécificités techniques pour le calibrage d'un modèle de réseau, le gestionnaire de réseau est celui qui est le mieux placé pour simuler des flux de gaz naturel et détecter de manière très précise des goulots d'étranglement dans le réseau de transport. PEGASUS fournit entre autres une configuration équilibrée du bilan entrées/sorties au niveau local, pour un jour de référence, avec localisation des flux d'entrée et de sortie. Pour réaliser une telle simulation, il est nécessaire de recourir à un modèle intégrant l'offre (capacité d'entrée, gestion du portefeuille, choix de l'itinéraire), la demande (gaz naturel, capacité, stockage...) et la sécurité de l'approvisionnement (critères, valeurs limites).

PEGASUS est un modèle d'équilibre partiel, de type bottom-up utilisé pour le marché du gaz naturel. Étant donné qu'il s'agit d'un modèle d'équilibre partiel (pour le gaz naturel uniquement), ses résultats doivent être validés par des modèles énergétiques, tels que PRIMES. Les deux modèles (PEGASUS et PRIMES) ne s'excluent donc pas, mais se complètent.

Scénario

L'étude BABI2009 présente un « scénario de planification » qui sera utilisé comme norme pour l'approvisionnement minimal en gaz naturel et le développement minimal d'infrastructures. Ce scénario est simulé dans des conditions normales (moyenne sur 30 ans) et extrêmes dans lesquelles les besoins et les approvisionnements doivent rester en équilibre (conditions qui arrivent statistiquement une fois tous les 20 ans). Des statistiques sont utilisées jusque 2008, les perspectives commencent en 2009.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Pour assurer une certaine cohérence entre BABI2009 et les perspectives d'électricité décrites dans l'EPE, certaines hypothèses de cette étude ont été reprises. Il s'agit principalement des hypothèses macroéconomiques à l'horizon 2008-2020 concernant, d'une part, l'évolution de la croissance économique dans les différents secteurs, et d'autre part, les prix de l'énergie. En revanche, BABI2009 part du principe qu'une pénétration plus importante du gaz naturel (que celle décrite dans le scénario de référence de l'EPE) dans les secteurs résidentiels et tertiaires serait plus propice du point de vue de la planification des infrastructures et de la sécurité d'approvisionnement.

Le « scénario de planification » élaboré dans BABI2009 s'inscrit dans le cadre de la loi du 31 janvier 2003 relative à la sortie progressive de l'énergie nucléaire. C'est pourquoi nous n'avons pas utilisé ce scénario pour évaluer la consommation future de gaz naturel dans le secteur électrique. Les résultats de ce scénario restent toutefois valables pour les autres secteurs : ils ont donc été intégrés dans l'EPG.

Ci-après, le scénario de planification porte le nom de « BABI2009_Planif ».

4.1.3. Étude de l'impact du paquet européen énergie-climat sur le système économique et énergétique belge

Objectif

Cette étude, appelée WP21-08¹¹⁷, a pour but d'analyser l'impact du paquet européen énergie-climat sur le système énergétique et économique belge. Elle comprend notamment un scénario qui transpose l'objectif européen 20/20 au cas de la Belgique et évalue l'impact, sur le système énergétique belge, de la réalisation à l'horizon 2020 des objectifs en matière de réduction des émissions de GES et d'utilisation des énergies renouvelables.

Cadre d'analyse

Cette étude analyse l'impact du paquet sur l'ensemble du système énergétique (et économique). Il s'agit donc d'une vision élargie, c'est-à-dire orientée non seulement vers le secteur de l'électricité (comme dans l'EPE), mais aussi vers tous les secteurs et toutes les formes d'énergie. Les analyses sont réalisées à l'horizon 2020.

Modèle

Il s'agit du modèle PRIMES, précédemment décrit au point 4.1.1.

Scénarios

Les scénarios étudiés dans le WP21-08 et qui ont été sélectionnés pour l'EPG sont le scénario de référence (ci-après nommé « WP21-08 Ref ») et le scénario 20/20 target (ou « WP21-08 20/20 »). Dans les deux scénarios, les perspectives sont élaborées à partir de 2007. Le scénario de référence repose sur le scénario « baseline » pour la

¹¹⁷ Le WP21-08 renvoie à la publication du Bureau fédéral du Plan : Bossier et al., *Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy*, WP21-08, novembre 2008.



Belgique tel que publié par la DG TREN (European Commission, Directorate-General for Energy and Transport (2008), European Energy and Transport, Trends to 2030 – Update 2007) moyennant quelques adaptations.

Le scénario « 20/20 target » a pour but d'analyser le plus précisément possible le paquet énergie-climat dans le contexte belge. Trois aspects sont dès lors à épingle. Premièrement, le secteur ETS ne peut dépasser un certain plafond européen d'émissions (en anglais, cap) calculé à partir d'une valeur du carbone (Carbon Value)¹¹⁸ de 33,5 euros/t CO₂. Deuxièmement, les secteurs non ETS belges doivent réduire d'ici 2020 leurs émissions de GES de 15 % par rapport à 2005 avec une valeur du carbone de 25 euros/t CO₂. Enfin, quant à l'objectif de 13 % d'énergies renouvelables, 12,3 % seront réalisés en Belgique et 0,7 % via les mécanismes de flexibilité, la valeur des énergies renouvelables appliquée (Renewable Value) étant de 49,5 euros/MWh.

Les scénarios étudiés dans le WP21-08 partent néanmoins de l'hypothèse que toutes les centrales nucléaires en activité cesseront de produire après 40 années de fonctionnement. Or, en octobre 2009, le gouvernement a déclaré vouloir prolonger de 10 ans la durée de vie opérationnelle des trois plus anciens réacteurs nucléaires belges. Cela signifie qu'en 2020, l'horizon de l'EPG, toute la capacité nucléaire actuelle sera encore opérationnelle avec comme conséquence une évolution différente pour le gaz naturel dans le secteur électrique. Dans ce nouveau contexte, il nous a semblé nécessaire d'ajuster certains résultats du WP21-08, et plus particulièrement, les perspectives du gaz naturel dans le secteur électrique dans le scénario « WP21-08 20/20 ». Le scénario qui résulte de cet ajustement sera appelé ci-après « 20/20 target_Nuc ».

4.2. Demande annuelle sectorielle en gaz naturel

Après avoir passé en revue les différentes études sur lesquelles se basent l'évaluation quantitative de l'EPG, nous allons maintenant étudier la demande annuelle en gaz naturel (la demande en molécules) pour chaque secteur. Nous avons opéré une distinction entre les secteurs de demande finale (industrie, secteurs résidentiel et tertiaire¹¹⁹) et le secteur de la production d'électricité et de vapeur. Les résultats pour ce dernier secteur ont pour avantage d'établir un pont entre les deux études prospectives décrites dans la loi du 12 avril 1965 : d'une part, l'étude prospective électricité (EPE, décembre 2009) et, d'autre part, l'étude prospective gaz naturel (EPG).

¹¹⁸ Les notions telles que les valeurs du carbone, des énergies renouvelables et la consommation d'énergie brute finale sont documentées et expliquées en détail dans la publication même (voir WP21-08, pp. 103-105).

¹¹⁹ Les transports ne sont pas pris en compte dans cet exercice étant donné qu'ils ne consomment qu'un très petit volume de gaz naturel. En effet, hormis les véhicules fonctionnant au gaz naturel comprimé (CNG), les autres véhicules à moteur n'utilisent presque pas le gaz naturel en tant que combustible. Les perspectives relatives au degré de pénétration des véhicules fonctionnant au CNG montrent que leur contribution est limitée (moins d'un 1 % de la demande totale en gaz naturel en 2020).

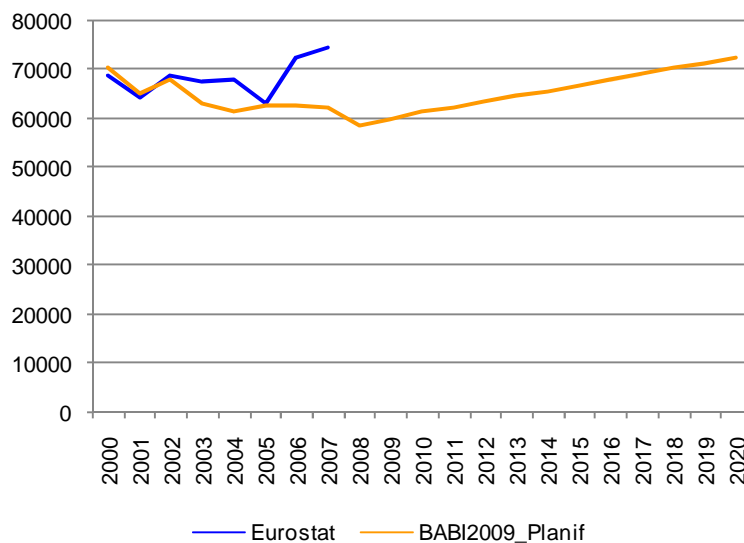
« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

4.2.1. Industrie

La consommation de gaz naturel de l'industrie¹²⁰ est répartie entre consommation énergétique (le gaz naturel est utilisé comme combustible) et consommation non énergétique (le gaz naturel est utilisé comme matière première).

Sur la base des statistiques publiées par Eurostat¹²¹ pour la période 2000-2007, entre 35 et 40 % de la consommation annuelle totale de gaz naturel sont destinés à l'industrie. La demande de gaz naturel de l'industrie est répartie de la manière suivante : environ 85 % pour les usages énergétiques et 15 % pour les usages non-énergétiques. En 2000, la consommation totale de gaz naturel de l'industrie s'établissait à 68.850 GWh et en 2007, à 74.574 GWh, soit une progression de 8 % (voir graphique 36). Les chiffres pour 2008 ne sont pas encore disponibles auprès d'Eurostat mais les données provisoires publiées par Synergrid montrent une diminution de la consommation de gaz naturel de l'industrie en 2008 par rapport à 2007 suite à la crise économique et financière.

Graphique 36 : Evolution récente de la consommation de gaz naturel dans l'industrie et perspectives à l'horizon 2020 selon le scénario BABI2009_Planif (GWh-PCS)



Sources : Eurostat, BABI (2009)

N.B. : dans BABI2009, les chiffres jusqu'en 2008 sont des observations.

¹²⁰ Qu'il s'agisse d'installations industrielles connectées au réseau de transport ou de distribution de gaz naturel.

¹²¹ Les statistiques publiées par Eurostat sont basées sur les données calculées et transmises par la DG Energie du SFP Economie.



L'étude WP21-08 s'appuie sur les statistiques publiées par Eurostat et le point de départ des projections énergétiques qui y sont décrites est l'année 2005. Ces projections sont calculées par pas de cinq ans : 2010, 2015, 2020, etc.

L'étude BABI2009 se base, quant à elle, sur les statistiques publiées par Figaz pour les années antérieures à 2000 et sur les données de comptage de Fluxys pour les années postérieures à 2000¹²². Force est de constater que les chiffres de consommation qui en découlent, s'écartent parfois sensiblement des statistiques publiées par Eurostat (voir graphique 36).

Le point de départ des simulations est ici 2008 ; le scénario de planification de cette étude intègre donc les premiers impacts de la crise économique et financière sur la consommation de gaz naturel de l'industrie. La consommation de gaz naturel de l'industrie est calculée pour chaque année de la période 2009-2020.

Mais une autre différence entre les deux études, de nature méthodologique cette fois, complique la comparaison des résultats des différents scénarios. Cette différence provient de la manière dont est comptabilisée la consommation de gaz naturel dans les centrales de cogénération dont la vapeur produite est consommée sur le site même.

Dans l'étude WP21-08¹²³, cette consommation de gaz naturel est imputée au secteur électrique, tandis que dans l'étude BABI2009, elle est attribuée à l'industrie, suivant en cela la convention comptable d'Eurostat. La différence entre les deux approches a, de plus, tendance à s'accroître dans le temps en raison du développement escompté de la cogénération industrielle.

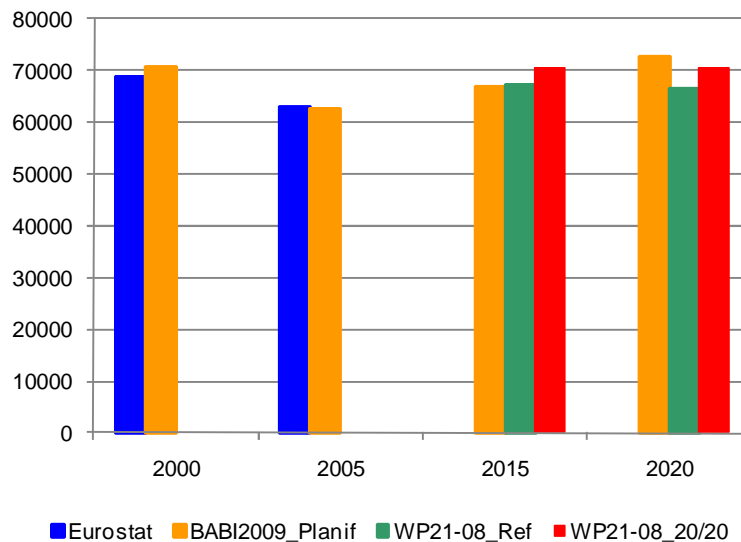
Afin de pouvoir comparer les évolutions décrites dans le WP21-08 et l'étude BABI2009, les premières ont été ajustées pour s'aligner sur la méthodologie de comptabilisation des secondes. Le graphique 37 présente ainsi sur une base comparable les perspectives d'évolution de la consommation de gaz naturel dans l'industrie dans les trois scénarios retenus : le scénario de planification de l'étude BABI2009, le scénario de référence du WP21-08 et le scénario 20/20 du WP21-08.

¹²² Validées/complétées le cas échéant par les informations fournies à la CREG par les fournisseurs.

¹²³ C'est également le cas dans l'EPE.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 37 : Evolution de la consommation de gaz naturel dans l'industrie, selon le scénario, 2000-2020 (GWh-PCS)



Sources : Eurostat, WP21-08 (2008), BABI (2009), calculs propres

En 2020, la consommation de gaz naturel de l'industrie varie selon le scénario : 72.680 GWh dans le scénario BABI2009_Planif, 66.389 GWh dans le scénario WP21-08_Ref et 70.400 GWh dans le scénario WP21-08_20/20 (en 2000, la consommation était de 70.581 GWh et en 2008 de 58.445 GWh). Le scénario BABI2009_Planif présente le niveau de consommation le plus élevé tandis que le scénario WP21-08_Ref montre le niveau de consommation le plus bas. L'écart entre les deux est d'environ 9 %.

La différence entre les deux premiers scénarios est probablement imputable à la méthodologie et à l'évolution des prix relatifs du gaz naturel et des autres formes d'énergies car les hypothèses relatives à la croissance de la valeur ajoutée dans les neuf secteurs industriels modélisés sont identiques dans les deux études. Dans l'étude BABI2009, le prix réel relatif du gaz naturel est supposé rester constant sur la période de projection alors qu'il évolue défavorablement dans l'étude WP21-08.

La différence entre les deux derniers scénarios provient, par contre, de la réaction du système énergétique à la mise en œuvre du paquet énergie-climat : un prix du carbone plus élevé combiné avec la contrainte sur le développement des sources d'énergie renouvelables entraîne des substitutions, néanmoins modestes, de l'électricité et des produits pétroliers par du gaz naturel dans l'industrie.

Les chemins d'évolution de la consommation de gaz naturel dans l'industrie se distinguent également entre scénarios, en raison principalement de la prise en compte, dans l'étude BABI2009, des premiers impacts de la crise économique et financière sur l'activité de l'industrie et par là sur sa consommation énergétique.



En résumé, sur la base des deux études récentes retenues pour cette analyse, la consommation de gaz naturel dans l'industrie devrait repartir à la hausse après une période alternant décroissance et quasi-stagnation. Dans les trois scénarios, elle retrouverait, en 2020, un niveau proche de celui enregistré en 2000 (l'écart de consommation entre les deux années se situe entre +3 % et -4 %). Ce mouvement de rattrapage est à mettre sur le compte de l'avantage compétitif du gaz naturel par rapport aux autres formes d'énergie dans le contexte, notamment, du paquet énergie-climat et des hypothèses de croissance économique de l'industrie, et en particulier de la chimie qui représente à elle seule plus de la moitié de la consommation industrielle de gaz naturel.

4.2.2. Secteur résidentiel

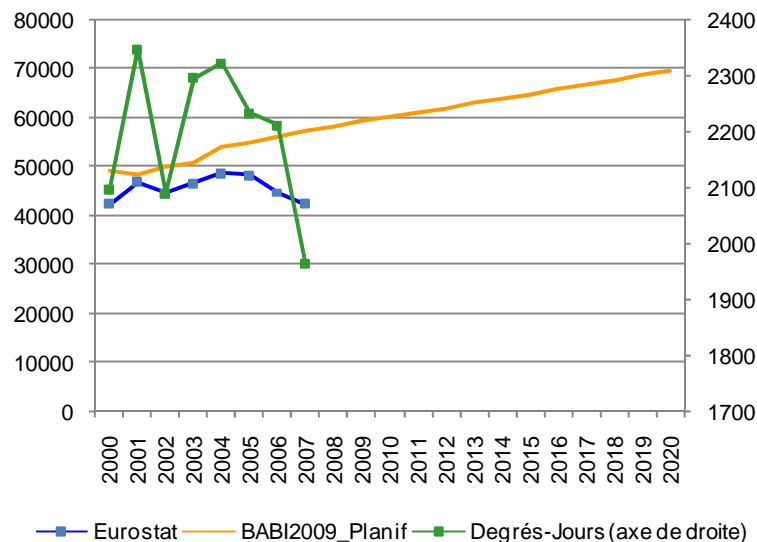
Dans le secteur résidentiel, le gaz naturel est essentiellement utilisé pour le chauffage des bâtiments. La consommation de gaz naturel est dès lors fortement tributaire des températures enregistrées au cours d'une année. Les autres usages sont la production d'eau chaude et la cuisson.

Sur la base des statistiques publiées par Eurostat¹²⁴ pour la période 2000-2007, un quart de la demande annuelle totale de gaz naturel est destiné au secteur résidentiel. Il s'agit de la consommation mesurée c'est-à-dire non corrigée pour les écarts de température. En 2000, la consommation de gaz naturel du secteur résidentiel s'établissait à 42.553 GWh et en 2007, à 42.372 GWh. Après une augmentation assez régulière entre 2000 et 2005 au rythme de 2,5 % par an en moyenne, la consommation de gaz naturel a diminué de 12 % entre 2005 et 2007. Les fluctuations de la consommation de gaz naturel reflètent assez bien les variations du nombre de degrés-jours ou en d'autres termes les variations des besoins de chauffage (voir graphique 38).

¹²⁴ Les statistiques publiées par Eurostat sont basées sur les données calculées et transmises par la DG Energie du SFP Economie.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 38 : Evolution récente de la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel et perspectives à l'horizon 2020 selon le scénario BABI2009_Planif (GWh-PCS)



Sources : Eurostat, Synergrid, BABI (2009)

N.B. : consommation mesurée pour Eurostat, consommation normalisée (nombre de degrés-jours = 2.415) pour le scénario BABI2009_Planif (les chiffres jusqu'en 2008 sont des observations).

Le concept de degré-jour est un indicateur des conditions de température au cours d'une année donnée. Plus le nombre de degré-jours relevé au cours d'une année est élevé, plus les températures extérieures ont été basses et les besoins en chauffage élevés.

L'étude WP21-08 part de l'hypothèse suivante pour évaluer la consommation énergétique future liée au chauffage des bâtiments : le nombre de degré-jours est supposé constant durant toute la période de projection et égal à celui de l'année 2000, soit 2.097 degré-jours. Elle s'appuie sur les statistiques publiées par Eurostat et le point de départ des projections énergétiques qui y sont décrites est l'année 2005.

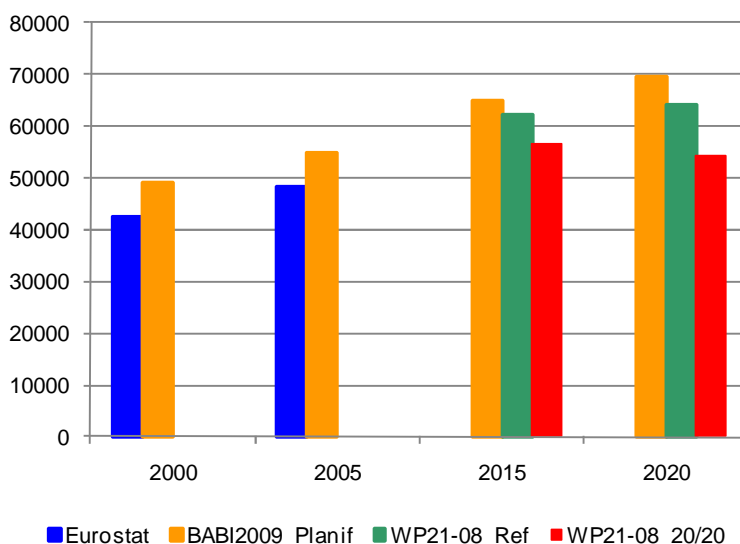
L'étude BABI2009 se base, quant à elle, sur les données historiques de prélèvements sur les réseaux de la distribution publique, publiées par Figaz puis Synergrid. Le point de départ des simulations est 2008 ; le scénario de planification BABI2009_Planif calcule l'évolution de la demande de gaz naturel dans le secteur résidentiel, normalisée pour la température. La normalisation consiste ici à prendre la moyenne du nombre de degré-jours sur la période 1976-2005 (i.e. 30 ans), soit 2.415 degré-jours. Ce choix explique pourquoi les consommations de gaz naturel calculées dans le scénario BABI2009_Planif se situent au-dessus des consommations mesurées sur la période 2000-2007 (voir graphique 38).



Afin de pouvoir comparer les évolutions de consommation décrites dans le WP21-08 et l'étude BABI2009, les premières ont été recalculées pour être compatibles avec la normalisation pour la température retenue dans l'étude BABI2009.

Le graphique 39 compare les perspectives d'évolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel entre les trois scénarios retenus : le scénario de planification de l'étude BABI2009, le scénario de référence du WP21-08 et le scénario 20/20 du WP21-08.

Graphique 39 : Evolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel, selon le scénario, 2000-2020 (GWh-PCS)



Sources : Eurostat, WP21-08 (2008), BABI (2009), calculs propres

N.B. : consommation mesurée pour Eurostat, consommation normalisée (nombre de degrés-jours = 2.415) pour les autres courbes.

En 2020, la consommation de gaz naturel du secteur résidentiel varie sensiblement entre les scénarios : 69.454 GWh dans le scénario BABI2009_Planif, 64.198 GWh dans le scénario WP21-08_Ref et 54.423 GWh dans le scénario WP21-08_20/20 (en 2000, la consommation normalisée était de 49.222 GWh et en 2008 de 58.343 GWh). Le scénario BABI2009_Planif présente le niveau de consommation le plus élevé tandis que le scénario WP21-08_20/20 montre le niveau de consommation le plus bas. L'écart entre les projections les plus extrêmes est de plus de 20 %, soit un écart bien supérieur à celui calculé pour l'industrie.

La différence entre les scénarios BABI2009_planif et WP21-08_Ref vient sans doute de la manière dont l'évolution de la part de marché du gaz naturel dans le secteur résidentiel est modélisée car les perspectives démographiques (évolution du nombre d'habitants et du nombre de ménages) sont les mêmes dans les deux études. Les taux de chauffage et de raccordement au gaz naturel et le taux de pénétration du réseau de distribution de gaz naturel sont probablement plus élevés dans l'étude BABI2009 que

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

dans le WP21-08. Dans le scénario WP21-08_Ref, la part de marché du gaz naturel pour le chauffage, la production d'eau chaude et la cuisson gagne 5 points de pourcent entre 2005 et 2020 ; elle passe de 41 % en 2005 à 46 % en 2020.

Comme c'était le cas pour la demande de gaz naturel dans l'industrie, l'écart de consommation entre les scénarios WP21-08_Ref et WP21-08_20/20 s'explique par l'impact sur le secteur résidentiel de la mise en œuvre du paquet énergie-climat : un développement plus important des pompes à chaleur pour le chauffage au détriment des systèmes de chauffage au mazout ou au gaz naturel mais surtout des économies d'énergie substantielles suscitées par la prise en compte d'un prix du carbone.

En résumé, la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel devrait continuer de croître d'ici 2020 sauf si des politiques et mesures en faveur du développement des pompes à chaleur et des chaudières à condensation au gaz naturel et de l'isolation des bâtiments sont mises en œuvre rapidement dans le cadre du paquet énergie-climat. Dans ce cas, la consommation de gaz naturel dans le secteur résidentiel pourrait rester proche du niveau de 2005. Sinon, elle pourrait progresser de 17 %, ou même de 27 %, entre 2005 et 2020 selon le degré de pénétration de cette forme d'énergie auprès des clients résidentiels.

4.2.3. Secteur tertiaire

Comme pour le secteur résidentiel, le gaz naturel est ici aussi surtout utilisé pour le chauffage des bâtiments. Néanmoins, la consommation de gaz naturel pour la production d'eau chaude et la cuisson peuvent, dans certains secteurs, être importante (dans le secteur HORECA par exemple).

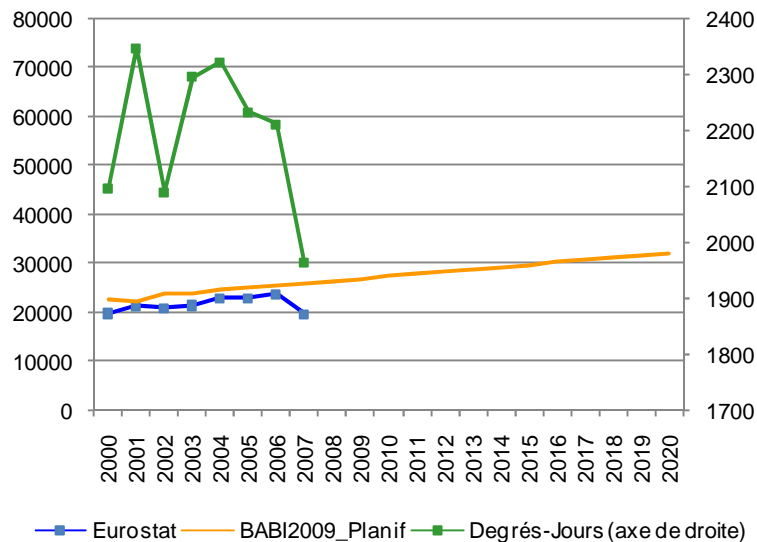
Sur la base des statistiques publiées par Eurostat¹²⁵ pour la période 2000-2007, le secteur tertiaire consomme 13 % environ de la demande annuelle totale de gaz naturel. Il s'agit de la consommation effective et non pas normalisée de ce secteur d'activité qui englobe les commerces, les services marchands et non marchands et l'agriculture.

En 2000, la consommation de gaz naturel du secteur tertiaire s'élevait à 19.965 GWh et à 19.784 GWh en 2007. Après une augmentation sensible entre 2000 et 2006 au rythme de 2,9 % par an en moyenne, la consommation de gaz naturel a chuté de près de 17 % en 2007 par rapport à 2006 (voir graphique 40). Même si la corrélation est moins forte que dans le secteur résidentiel, la consommation de gaz naturel du secteur tertiaire varie en fonction du nombre de degrés-jours. La chute de la consommation de gaz naturel en 2007 vient de ce que c'était une année relativement chaude caractérisée par des besoins de chauffage plus modérés.

¹²⁵ Les statistiques publiées par Eurostat sont basées sur les données calculées et transmises par la DG Energie du SFP Economie.



Graphique 40 : Evolution récente de la consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire et perspectives à l'horizon 2020 selon le scénario BABI2009_Planif (GWh-PCS)



Sources : Eurostat, Synergrid, BABI (2009)

N.B. : consommation mesurée pour Eurostat, consommation normalisée (nombre de degrés-jours = 2.415) pour le scénario BABI2009_Planif.

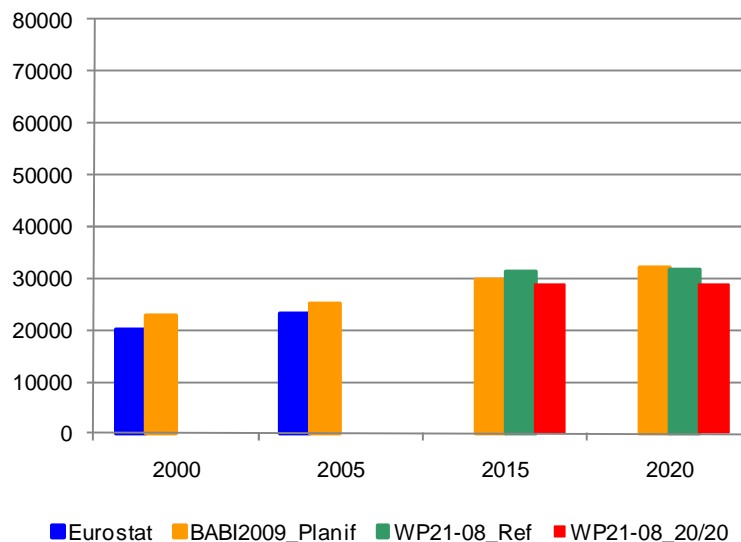
L'étude WP21-08 suppose que le nombre de degré-jours reste constant durant toute la période de projection et est égal à celui de l'année 2000, soit 2.097 degré-jours. Elle s'appuie sur les statistiques publiées par Eurostat et le point de départ des projections énergétiques qui y sont décrites est l'année 2005.

L'étude BABI2009 se base, quant à elle, sur les données historiques de prélèvements sur les réseaux de la distribution publique, publiées par Figaz puis Synergrid. Le point de départ des simulations est 2008 ; dans le scénario de planification BABI2009_Planif, l'évolution de la demande de gaz naturel dans le secteur tertiaire est normalisée sur la base d'un nombre moyen de degré-jours de 2.415. Ce choix explique pourquoi les consommations de gaz naturel calculées dans le scénario BABI2009_Planif se situent au-dessus des consommations mesurées sur la période 2000-2007 (voir graphique 40).

Comme pour le secteur résidentiel, les consommations de gaz naturel du secteur tertiaire, décrites dans le WP21-08, ont été recalculées pour être compatibles avec la normalisation pour la température retenue dans l'étude BABI2009. Le graphique 41 illustre les perspectives d'évolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire dans les trois scénarios retenus : le scénario de planification de l'étude BABI2009, le scénario de référence du WP21-08 et le scénario 20/20 du WP21-08.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 41 : Evolution de la consommation de gaz naturel dans le secteur tertiaire, selon le scénario, 2000-2020 (GWh-PCS)



Sources : Eurostat, WP21-08 (2008), BABI (2009), calculs propres

N.B. : consommation mesurée pour Eurostat, consommation normalisée (nombre de degrés-jours = 2.415) pour les autres courbes.

En 2020, la consommation de gaz naturel du secteur tertiaire est comparable dans les scénarios BABI2009_Planif (32.204 GWh) et WP21-08_Ref (31.766 GWh). Elle est par contre inférieure de quelque 10 % dans le scénario WP21-08_20/20 (28.646 GWh) par rapport aux deux autres scénarios. Pour mémoire, la consommation normalisée s'élevait à 22.801 GWh en 2000, et à 26.403 GWh en 2008.

Quel que soit le scénario, la consommation de gaz naturel du secteur tertiaire est appelée à croître entre 2005 et 2020, le taux de croissance variant entre 29 et 15 % selon le scénario. Les principaux déterminants de la demande de gaz naturel dans ce secteur sont la croissance de l'activité économique (qui est identique dans les trois scénarios), le prix relatif du gaz naturel et les incitations à réduire la consommation énergétique. C'est ce dernier déterminant qui distingue le scénario WP21-08_20/20 des deux autres car la réalisation des objectifs du paquet énergie-climat nécessite une maîtrise accrue de la consommation d'énergie, dont le gaz naturel, dans le secteur tertiaire.

En résumé, la consommation de gaz naturel devrait progresser dans le secteur tertiaire d'ici 2020 mais le taux de croissance de la demande pourrait être limité sensiblement grâce à la mise en œuvre du paquet énergie-climat : de 29 % dans les scénarios de planification ou de référence, il pourrait n'être que de 15 % entre 2005 et 2020 si des politiques et mesures ambitieuses d'économie d'énergie étaient mises en œuvre rapidement.



4.2.4. Production d'électricité et de vapeur

Le gaz naturel joue un rôle important dans le secteur de la production d'électricité et de vapeur. Alors que l'utilisation du gaz naturel comme combustible pour la production d'électricité était encore marginale au milieu du siècle dernier, aujourd'hui il en est tout autrement. En effet, en 2008, le pourcentage de production d'électricité belge à partir de gaz naturel s'élevait à 27 %.

Selon les statistiques publiées par Eurostat¹²⁶, la part du secteur de l'électricité dans la consommation annuelle totale de gaz naturel est passée de 24 % en 2000 à 29 % en 2007. C'est donc dans le secteur de l'électricité que la consommation de gaz naturel a enregistré son plus gros bond au début du millénaire : de 41.002 GWh en 2000 à 55.527 GWh en 2007, soit une hausse de 35 % en l'espace de 7 ans. Cette évolution s'explique par le fait que la majeure partie des investissements en capacité de production d'électricité réalisés au cours de cette période concernaient les centrales au gaz naturel.

Nous allons maintenant analyser, à la lumière de plusieurs indicateurs, l'importance que revêt le gaz naturel au sein du secteur de la production d'électricité et de vapeur, et ce dans différents scénarios. Dans un premier temps, nous étudions quelques scénarios de l'EPE desquels nous tirons des conclusions du point de vue du gaz naturel. Pour rappel : alors que le modèle PRIMES, utilisé dans l'analyse générale de l'EPE, constitue un modèle d'équilibre partiel pour toutes les formes d'énergie (y compris donc le gaz naturel) et tous les secteurs, l'EPE analyse uniquement le secteur de l'électricité. C'est pourquoi nous recourons dans cette partie aux scénarios de l'EPE pour analyser le secteur de l'électricité, et plus particulièrement la consommation de gaz naturel au sein de ce secteur.

Après cette première comparaison, nous procéderons à une évaluation comparative de trois scénarios de l'EPE (le scénario Base_Nuc, la valeur minimale et maximale en ce qui concerne les indicateurs liés au gaz naturel) et du scénario 20/20 target_Nuc que le BFP a évalué sur la base du scénario cible WP21-08 20/20, dans le cadre de la déclaration du gouvernement d'octobre 2009 qui visait à allonger la durée de vie des trois réacteurs nucléaires les plus anciens.

¹²⁶ Les statistiques publiées par Eurostat sont basées sur les données calculées et transmises par la DG Energie du SPF Economie.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

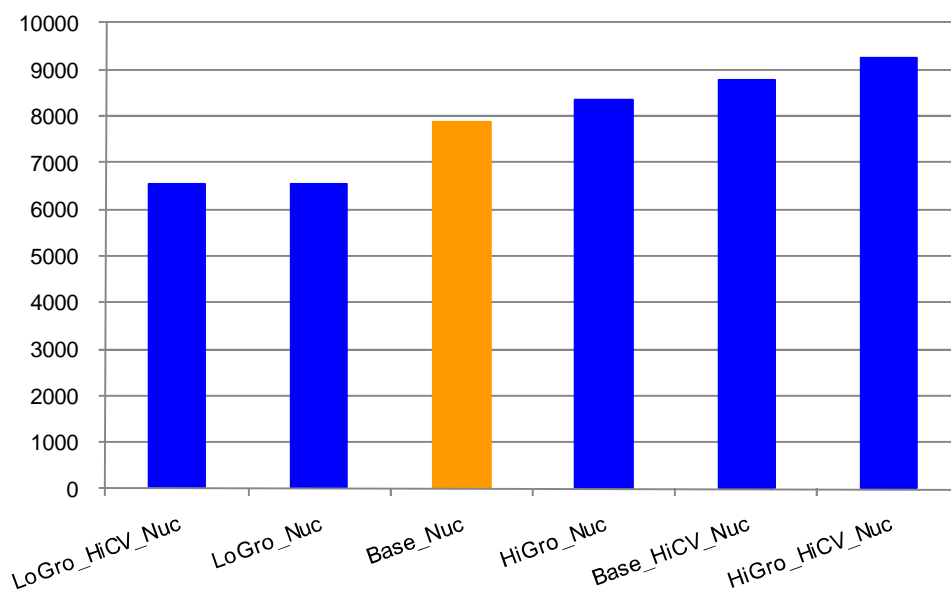
Impact de la fermeture des centrales nucléaires sur le secteur du gaz naturel

Comme la déclaration du gouvernement fédéral concernant la prolongation de la durée de vie des trois plus anciennes centrales nucléaires belges n'a pas été entérinée¹²⁷, les effets de la mise en œuvre intégrale de la loi du 31 janvier 2003 sont examinés à l'annexe 2.

Capacité installée et production dans les centrales au gaz naturel

Nous analysons, dans un premier temps, la capacité installée totale des centrales au gaz naturel. Cette appellation regroupe différents types de centrales : des centrales TGV aux turbines à vapeur, en passant par les turbines et moteurs à gaz, qu'elles soient ou non à cogénération¹²⁸, centralisées ou non.

Graphique 42 : Capacité installée totale des centrales au gaz naturel, comparaison entre les scénarios EPE, 2020 (MW)



Source : EPE (2009)

N.B. : la capacité installée des centrales au gaz naturel (y compris les centrales de cogénération au gaz naturel) s'élevait à environ 6.000 MW fin 2008.

¹²⁷ Juillet 2011.

¹²⁸ Y compris les centrales de cogénération au gaz naturel gérées par l'industrie.



Le graphique 41 représente la capacité installée totale en 2020, soit la somme des centrales existantes et en activité en 2020 et des nouveaux investissements progressivement réalisés depuis 2006.

On constate d'emblée des écarts importants entre les scénarios. La valeur la plus élevée est enregistrée par le scénario HiGro_HiCV_Nuc, elle correspond à une forte hausse de la demande en électricité et à une politique climatique ambitieuse. Dans ce scénario, le gaz naturel a été résolument choisi comme combustible fossile de prédilection. La capacité installée totale en gaz naturel progresserait de 75 % et passerait de 5.300 MW en 2005 à 9.300 MW en 2020, ce qui représente une hausse de 4.000 MW.

Le scénario LoGro_(HiCV_)Nuc¹²⁹ présente, quant à lui, la capacité installée en gaz naturel la plus faible. Rien d'étonnant, puisque ce scénario repose sur une grande efficacité énergétique et une demande en électricité plus faible. Ce scénario table sur une croissance de 1.200 MW sur la période 2006-2020.

Ce chiffre est inférieur aux investissements déjà réalisés ou programmés pour la fin 2009 (voir EPE).

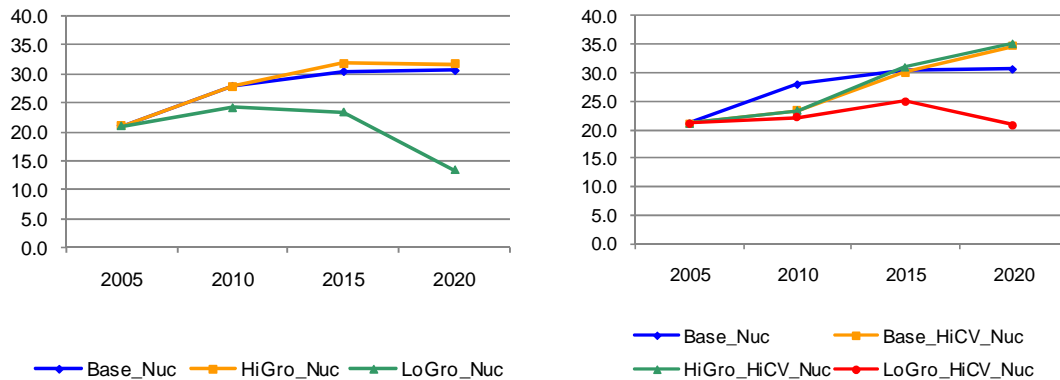
Les résultats de tous les autres scénarios se situent entre ces deux extrêmes (6.500 et 9.300 MW). Le scénario Base_Nuc prévoit une capacité de 7.900 MW, soit une hausse de 2.600 MW par rapport à 2005.

Outre la capacité, il est également intéressant d'analyser l'électricité produite par les centrales au gaz naturel. En 2020, selon le scénario, la production d'électricité évolue entre 13,4 et 35,2 TWh, la valeur du scénario Base_Nuc se situant dans le haut de la fourchette (30,6 TWh). Tout comme dans l'analyse de capacité, le scénario LoGro_Nuc débouche sur la valeur la plus faible et HiGro_HiCV_Nuc, sur la valeur la plus élevée. Notons toutefois que le taux d'utilisation des centrales au gaz naturel varie selon le scénario.

¹²⁹ Étant donné les très grandes similitudes entre les résultats des scénarios LoGro_Nuc et LoGro_HiCV_Nuc (différences inférieures à 1 %), nous n'utilisons plus par la suite qu'un seul scénario « minimal », à savoir LoGro_Nuc.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 43 : Production d'électricité à partir de gaz naturel, comparaison entre les scénarios EPE¹³⁰, évolution 2005-2020 (TWh)



Source : EPE (2009)

Outre l'analyse élaborée sur la base de l'EPE, nous avons également établi une comparaison à partir des résultats d'autres études/scénarios. Cette comparaison combine les valeurs les plus extrêmes obtenues dans l'EPE et les scénarios EPE-Base_Nuc et 20/20 target_Nuc.

Les valeurs les plus extrêmes de l'EPE représentent également les capacités limites pour l'ensemble des scénarios sélectionnés.

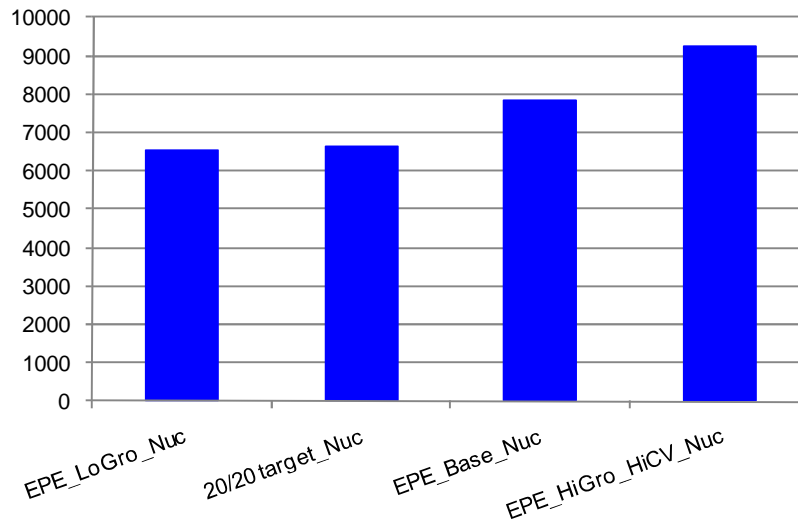
Le scénario 20/20 target_Nuc, basé sur le WP21-08, se situe en deçà du scénario EPE-Base_Nuc. Cela est dû au fait que le double objectif GES/SER simulé dans le scénario 20/20 target_Nuc pénalise la consommation de combustibles fossiles et entraîne une baisse de la demande d'électricité à moyen terme¹³¹ (environ 5 % de moins par rapport au scénario de référence WP21-08) et une hausse de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Ce scénario table également sur des importations nettes d'électricité (5,9 TWh) légèrement supérieures aux projections du scénario Base_Nuc de l'EPE (3,8 TWh).

¹³⁰ Étant donné que nous avons choisi de travailler dans l'EPG avec 6 scénarios de l'EPE (c'est-à-dire ceux se basant sur l'allongement de la durée de vie des trois plus anciennes centrales nucléaires), il nous a semblé opportun de diviser ces scénarios en deux catégories selon la portée de la politique climatique et de représenter chacune d'elles par un graphique différent. À des fins de comparaison, nous avons conservé la même échelle pour les deux graphiques et représenté la valeur du scénario Base_Nuc.

¹³¹ Seule la demande à court et moyen terme est affectée car le parc de production d'électricité par des périodes d'amortissement des investissements variant entre 20 et 30 ans en moyenne (voir aussi EPE).



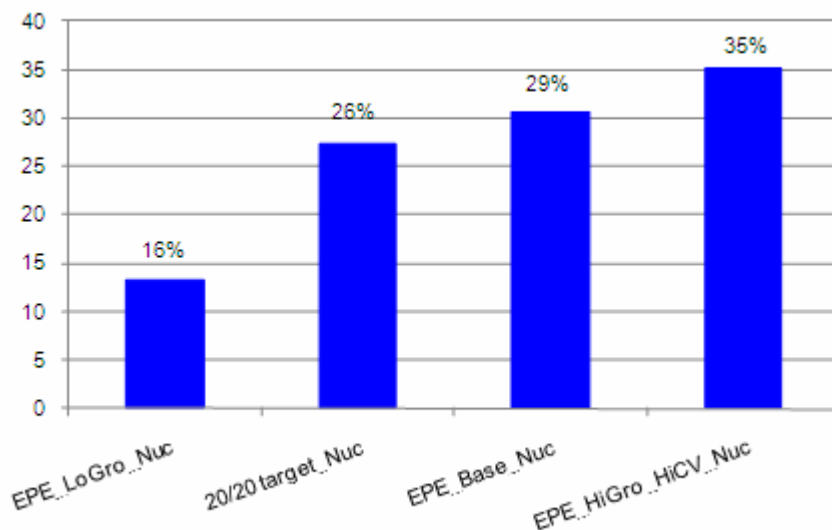
Graphique 44 : Capacité installée totale des centrales au gaz naturel, différents scénarios, 2020 (MW)



Sources : EPE (2009), WP21-08 (2008), propres calculs

Outre cette comparaison des capacités, il est également possible d'établir une comparaison pour la production électrique. Le classement respecte l'ordre de capacité.

Graphique 45 : Production d'électricité à partir de gaz naturel, différents scénarios, 2020 (TWh)



Sources : EPE (2009), WP21-08 (2008), propres calculs

N.B. : les pourcentages inscrits au-dessus des barres représentent la part des centrales au gaz naturel dans la production totale d'électricité.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

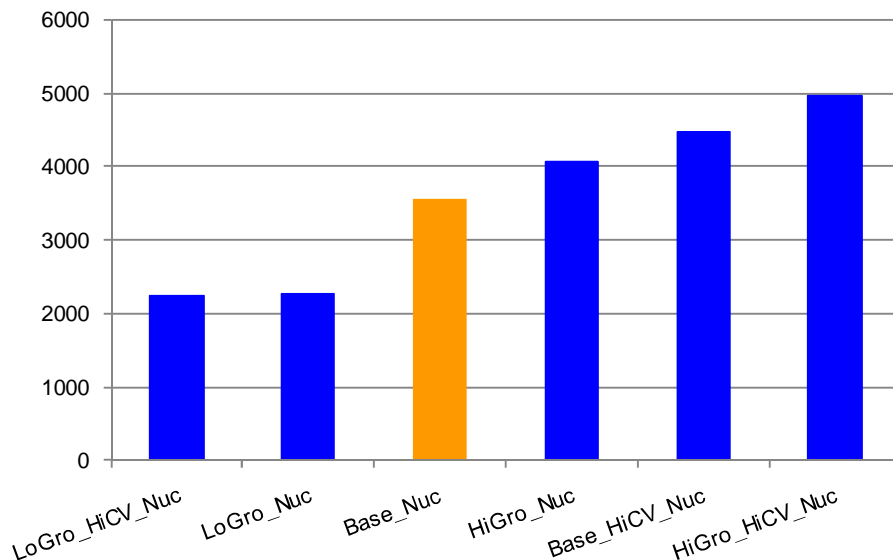
Investissements dans les centrales électriques au gaz naturel

La capacité, telle que représentée aux graphiques 42 et 44, induit des investissements supplémentaires qui devront être réalisés. Partant de la capacité pour l'année de base (2005), la capacité finale en 2020 est atteinte grâce aux investissements. Dans la présente rubrique, nous analysons ces investissements et recherchons les disparités entre les différents scénarios (EPE) à ce niveau.

Les investissements réalisés dans les centrales au gaz naturel sur la période 2006-2020, pour chaque scénario EPE sont présentés au graphique 45. Dans le scénario Base_Nuc, les investissements cumulés sur toute la période s'élèvent à 3.600 MW. Le groupe de centrales TGV joue un rôle important dans ces investissements en raison de leur taille (400 MW ou plus) et de leur fonctionnement (disponibilité, taux d'utilisation, etc.). Dans le scénario Base_Nuc, les investissements dans les centrales TGV représentent 70 % des investissements cumulés dans des centrales au gaz naturel.



Graphique 46 : Investissements cumulés dans les centrales au gaz naturel sur la période 2006-2020, comparaison entre les scénarios EPE (MW)



Source : EPE (2009)

Les différents scénarios EPE se situent, sans grande surprise, entre les scénarios LoGro_(HiCV_)Nuc et HiGro_HiCV_Nuc, formant déjà les extrêmes du graphique 42. La valeur la plus faible s'élève à 2.200 MW, la plus forte à 5.000 MW.

La différence entre la somme de la capacité existante en 2005 et les investissements cumulés, et la capacité installée totale en 2020 s'explique par les déclassements de centrales. Dans tous les scénarios, 1.020 MW sont déclassés au cours de la période couverte par l'étude.

Consommation de gaz naturel

En analysant la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique telle que présentée dans l'EPE, nous remarquons d'importantes divergences entre les scénarios. En 2020, les consommations oscillaient entre 37.300 et 79.000 GWh. Autrement dit, la consommation future de gaz naturel dépendra fortement de la croissance de la demande en électricité et de la politique climatique menée.

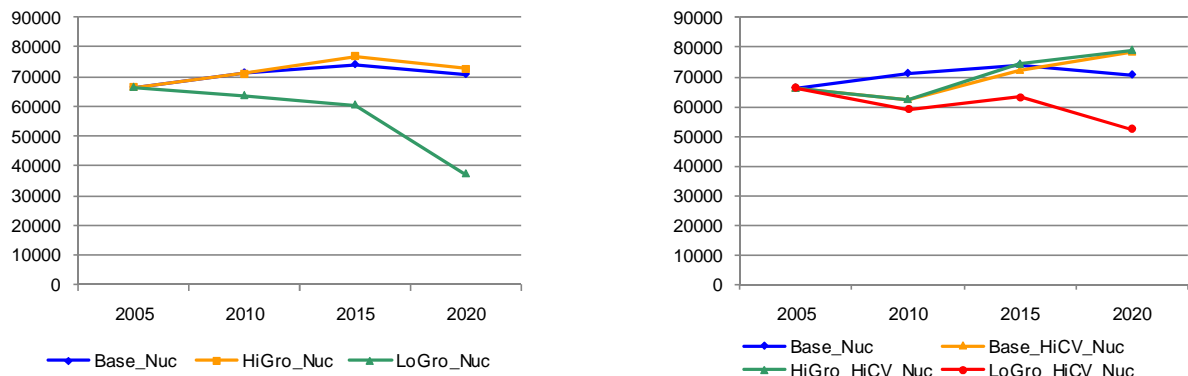
Dans le scénario Base_Nuc, la consommation de gaz naturel est de 70.700 GWh, contre 66.000 GWh en 2005. Cela représente une hausse annuelle moyenne de 0,4 % jusqu'en 2020 des besoins en gaz naturel pour la production d'électricité et de vapeur.

Selon les scénarios EPE choisis, nous constatons que les besoins en gaz naturel les plus faibles sont observés dans les scénarios où la demande en électricité est

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

inférieure à celle du scénario Base_Nuc. Les valeurs les plus élevées apparaissent dans les scénarios où la demande en électricité et/ou le prix du carbone est supérieure à celle du scénario Base_Nuc.

Graphique 47 : Besoins en gaz naturel des centrales électriques, évolution 2005-2020, comparaison entre les scénarios EPE (GWh-PCS)



Source : EPE: (2009)

L'écart entre les valeurs minimale et maximale est important et s'élève à 41.600 GWh. Il est d'ailleurs supérieur à la consommation du scénario minimum. En termes de croissance annuelle moyenne, cela implique des évolutions très différentes : dans le scénario minimum, nous observons une réduction annuelle moyenne des besoins en gaz naturel de 3,8 %, alors que dans le scénario maximum, nous constatons une croissance annuelle moyenne des besoins en gaz naturel de 1,2 %.

Afin de pouvoir confronter les chiffres de l'EPE avec les résultats des autres études, il est avant tout nécessaire de disposer de chiffres comparables sur le plan de la consommation en gaz naturel. En effet, le WP21-08 et l'EPE, d'une part, et l'étude BABI2009, d'autre part, comptabilisent différemment le gaz naturel consommé dans les centrales de cogénération industrielles. Dans les deux premières études, les besoins en gaz naturel des centrales électriques comprennent la consommation de gaz naturel dans toutes les centrales de cogénération (y compris industrielles) alors que l'étude BABI2009 classe les centrales de cogénération industrielles dans le secteur industriel.

Cette différence dans la comptabilisation du gaz naturel consommé dans les unités de cogénération industrielles n'a pas d'importance pour l'analyse comparative des projections de consommation de gaz naturel dans le secteur électrique puisque les résultats de l'étude BABI2009 ne sont pas utilisés. Il faut néanmoins en tenir compte pour éviter les doubles comptages au moment d'évaluer les perspectives d'évolution de la demande totale de gaz naturel (voir 4.2.5).

C'est pourquoi nous avons réévalué les perspectives de consommation de gaz naturel des études WP21-08 et EPE afin qu'elles soient compatibles avec la méthodologie de répartition utilisée dans l'étude BABI2009 (voir graphique 48 et graphique 49)¹³².

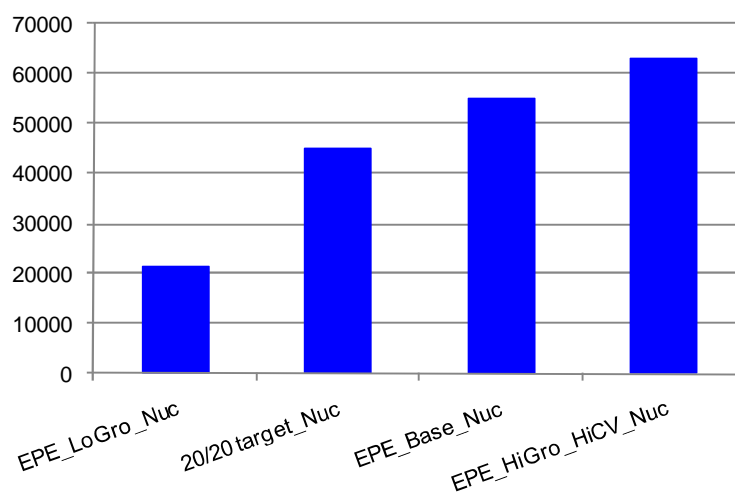
¹³² Pour ce faire, il faut soustraire la consommation de gaz naturel des centrales de cogénération industrielles, prises en considération dans l'EPE et le WP21-08, de la consommation totale de



Lorsque nous étudions les résultats, nous remarquons qu'ils sont très comparables à ceux présentés au graphique 45. Ici aussi, l'on observe un écart entre le scénario EPE-Base_Nuc et le scénario 20/20 target_Nuc. Cette différence est due au fait que le scénario 20/20 target_Nuc tient compte des objectifs relatifs à la politique climatique et aux énergies renouvelables (d'où augmentation de la production à partir de sources d'énergie renouvelables et ouverture vers une production d'électricité à partir du charbon), lesquels débouchent sur une baisse de la demande de gaz naturel dans le secteur électrique, mais aussi, dans une moindre mesure, sur des importations nettes d'électricité différentes dans les deux scénarios.

En 2020, les besoins en gaz naturel du secteur électrique se situent entre 22.000 et 63.000 GWh.

Graphique 48 : Besoins en gaz naturel des centrales électriques, 2020, différents scénarios (GWh-PCS)



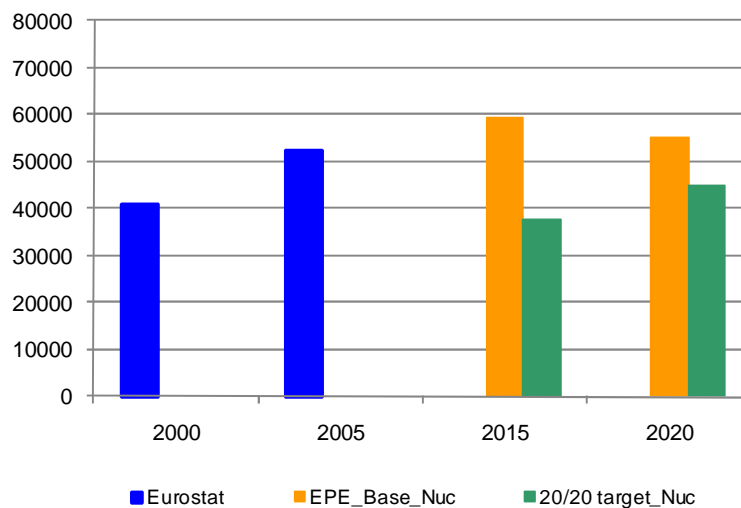
Sources : EPE (2009), WP21-08 (2008), propres calculs

Le graphique 49 présente des informations complémentaires. En effet, une partie du graphique 48 y est reprise et les statistiques pour les années 2000 et 2005 y ont été ajoutées ainsi que les résultats intermédiaires pour 2015.

gaz naturel des centrales électriques pour l'attribuer au secteur industriel. En d'autres termes, cette consommation est prise en compte dans l'analyse de la demande finale.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 49 : Statistiques et perspectives des besoins en gaz naturel des centrales électriques, comparaison entre Eurostat et différentes études, évolution 2000-2020 (GWh-PCS)



Sources : Eurostat, PRIMES, EPE (2009), WP21-08 (2008), propres calculs

En résumé, la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique connaît une évolution très contrastée selon le scénario choisi¹³³. À la fin de la période de projection (2020), l'évolution des besoins en gaz naturel pour la production d'électricité et de vapeur peut aller d'une baisse de 60 % à une hausse de 20 % par rapport à 2005. Nous remarquons également que la demande en électricité, les mesures en matière d'efficacité énergétique, les importations nettes d'électricité et les objectifs relatifs à la politique climatique et les énergies renouvelables jouent un rôle central dans la détermination des besoins en gaz naturel du secteur électrique.

De manière générale, nous pouvons conclure que, *ceteris paribus*, plus la demande en électricité est faible (en raison d'un ralentissement de la croissance économique, d'une amélioration de l'efficacité énergétique ou de l'introduction d'objectifs relatifs à la politique climatique) et/ou plus les importations nettes sont élevées, plus les besoins en gaz naturel sont faibles. La prise en compte des objectifs relatifs aux énergies renouvelables (en combinaison avec la politique climatique) entraîne également une diminution des besoins en gaz naturel dans le secteur électrique.

¹³³ Ce contraste n'est pas uniquement lié aux incertitudes planant sur l'évolution à moyen terme. En effet, même à court terme, la consommation peut considérablement varier : ainsi, la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique a atteint 64.300 GWh en 2009, contre à peine 54.700 GWh en 2008.



4.2.5. Demande totale de gaz naturel

Les perspectives d'évolution de la consommation annuelle totale de gaz naturel en Belgique d'ici 2020 sont présentées sur le graphique 50. Deux évolutions y sont reprises : la première est celle issue du scénario 20/20 target_Nuc¹³⁴, la seconde résulte de la somme des projections de la consommation de gaz naturel dans l'industrie et les secteurs résidentiel et tertiaire provenant du scénario BABI2009_Planif et des projections de la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique calculée dans le scénario EPE_Base_Nuc. Cette seconde évolution est notée BABI2009+EPE_Base_Nuc. Si la cohérence entre les études BABI2009 et EPE n'est pas garantie à tous les niveaux, elles reposent toutes deux sur les mêmes hypothèses macroéconomiques et se complètent puisque la première ne fournit pas de projections de consommation de gaz naturel dans le secteur électrique compte tenu de la prolongation de 10 ans de la durée de vie des trois plus anciennes centrales nucléaires et que la seconde se focalise sur le seul secteur électrique.

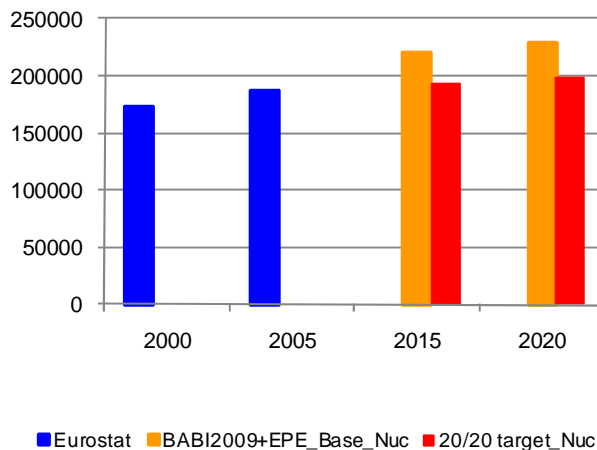
La consommation annuelle totale de gaz naturel augmente dans chacun des scénarios. La progression est la plus significative dans le scénario BABI2009+EPE_Base_Nuc : la demande de gaz naturel y croît de 18 % entre 2005 et 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,1 %. Cela représente un accroissement de quelque 38.300 GWh par rapport à la consommation de 2008.

La consommation annuelle totale de gaz naturel augmente par contre très modérément dans le scénario 20/20 target_Nuc qui tient compte des objectifs de réduction des émissions de GES et de développement des sources d'énergie renouvelables en 2020, définis dans le paquet législatif énergie-climat adopté en avril 2009. La demande de gaz naturel progresse de 2 % entre 2005 et 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,1 %. L'accroissement est de quelque 8.000 GWh par rapport à la consommation de 2008.

¹³⁴ Comme la normalisation pour la température et l'évolution de la production électrique d'origine nucléaire sont différentes des hypothèses adoptées dans l'étude WP21-08, les projections relatives au scénario 20/20 target_Nuc représentées sur le graphique 50 s'écartent quelque peu de celles publiées dans le WP21-08.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 50 : Evolution de la consommation annuelle totale de gaz naturel, selon le scénario, 2000-2020 (GWh-PCS)



Sources : Eurostat, WP21-08 (2008), BABI (2009), EPE (2009), calculs propres

N.B. : - consommation mesurée pour Eurostat, consommation normalisée (nombre de degrés-jours = 2.415) pour les scénarios ;

- le scénario BABI2009+EPE_Base_Nuc combine les évolutions du scénario BABI2009_Planif pour la consommation de gaz naturel dans l'industrie et les secteurs résidentiel et tertiaire et l'évolution du scénario EPE_Base_Nuc pour la consommation de gaz naturel dans le secteur électrique.

Dans la suite de ce chapitre, c'est le scénario BABI2009+EPE_Base_Nuc qui va servir de point de départ (ou référence) pour l'évaluation de la demande sectorielle de gaz L et H et des besoins en équilibrage saisonnier. Ce choix se justifie du point de vue de la sécurité d'approvisionnement puisque ce scénario présente les projections de consommation de gaz naturel les plus élevées sur la période 2009-2020.

4.2.6. Demande sectorielle et totale de gaz L et H

Ce point fournit un éclairage sur la répartition de la demande de gaz naturel entre gaz H et gaz L d'ici 2020. Les chiffres présentés ci-après se basent essentiellement sur les informations et résultats de l'étude BABI2009.

Avant de présenter ces chiffres, il convient de préciser les hypothèses sous-jacentes à la répartition :

- il n'y a aucune conversion entre le gaz H et le gaz L dans les zones d'irrigation actuelles (2008) pour l'approvisionnement des secteurs résidentiel et tertiaire et de l'industrie ;
- toutes les nouvelles unités de production électrique sont alimentées au gaz H. Cela signifie que l'on anticipe une poursuite de l'approvisionnement en gaz H des provinces du Limbourg et d'Anvers.



Le tableau 24 présente la répartition entre gaz H et gaz L des consommations sectorielles de gaz naturel en 2008, 2015 et 2020 selon le scénario BABI2009+EPE_Base_Nuc.

Tableau 24 : Consommations sectorielles de gaz naturel, gaz L vs gaz H, scénario BABI2009+EPE_Base_Nuc, 2008-2020

	2008			2015			2020		
	Gaz H	Gaz L	% gaz L	Gaz H	Gaz L	% gaz L	Gaz H	Gaz L	% gaz L
	GWh	GWh		GWh	GWh		GWh	GWh	
Secteur résidentiel	31.807	26.536	45 %	35.698	29.067	45 %	38.572	30.882	44 %
Secteur tertiaire	13.031	13.372	51 %	14.753	15.146	51 %	15.888	16.316	51 %
Industrie	49.099	9.346	16 %	56.360	10.667	16 %	61.146	11.534	16 %
Secteur électrique	53.382	12.38	2 %	58.338	1.118	2 %	53.984	927	1 %
Total	147.319	50.492	26 %	165.149	55.998	24 %	169.590	59.659	25 %

Sources : BABI (2009), EPE (2009), calculs propres

N.B. : les consommations des secteurs résidentiel et tertiaire sont normalisées pour la température (nombre de degrés-jours = 2.415).

La consommation de gaz H des ménages augmente légèrement plus entre 2008 et 2020 que la consommation de gaz L : 21 % contre 16 %. Cette différence vient de ce que la Région de Bruxelles-Capitale et la ville d'Anvers, intégralement approvisionnées en gaz L, sont déjà quasiment saturées en 2008. Par contre, les zones de gaz H ont encore des possibilités d'expansion. Malgré cette différence, la proportion de gaz L dans le secteur résidentiel reste importante, elle est estimée à 44 % en 2020, contre 45 % en 2008.

Dans le secteur tertiaire et l'industrie, les consommations de gaz L et de gaz H augmentent au même rythme : respectivement +22 % et +16 % entre 2008 et 2020. La demande de gaz naturel du secteur tertiaire est et reste également répartie entre les deux type de gaz naturel (49 % pour le gaz H et 51 % pour le gaz L). Par contre, l'industrie consomme essentiellement du gaz H qui représente 84 % des besoins de ce secteur.

Le déséquilibre entre gaz H et gaz L est encore plus marquant dans le secteur électrique. La part du gaz L dans la consommation totale de gaz naturel de ce secteur est actuellement de 2 % et ne serait plus que de 1 % en 2020. Il n'existe qu'une seule unité de production centralisée (Mol) et quelques unités de cogénération qui sont alimentées au gaz L. De plus, on suppose que toutes les nouvelles centrales au gaz naturel utiliseront du gaz H. La demande de gaz H augmente de 1 % entre 2008 et 2020 tandis que la demande de gaz L diminue de 25 %.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Les évolutions sectorielles pour le gaz L et le gaz H se traduisent de la manière suivante pour la demande totale, i.e. tous secteurs confondus, dans le scénario BABI2009+EPE_Base_Nuc :

- la consommation de gaz L de la Belgique augmente de 18 % entre 2008 et 2020, soit une croissance moyenne de 1,4 % par an pour cette période ;
- la consommation de gaz H de la Belgique augmente de 15 % entre 2008 et 2020, soit une croissance moyenne de 1,2 % par an pour cette période ;
- la demande de gaz L en Belgique représente un quart de la demande annuelle totale et ce pourcentage reste quasi constant pour la période de projection.

4.3. Demande saisonnière et besoins d'équilibrage

Les perspectives de consommation annuelle totale de gaz naturel ne suffisent pas pour évaluer complètement le degré de sécurité de notre approvisionnement gazier à l'horizon 2020. L'affectation importante du gaz naturel au chauffage des bâtiments conduit à de larges fluctuations de la consommation de gaz naturel entre les saisons. Ces fluctuations nécessitent un équilibrage entre l'hiver et l'été. Pour le gaz H, l'équilibrage saisonnier est assuré, en partie, par le stockage souterrain de Loenhout. Pour le gaz L, la Belgique ne dispose pas de capacités de stockage. Dès lors, le profil d'importation de gaz L doit correspondre au profil saisonnier, ce qui exige une grande flexibilité dans les contrats d'approvisionnement.

Ce point présente les fluctuations mensuelles de la demande de gaz naturel dans le scénario BABI2009+EPE_Base_Nuc et décrit les besoins correspondant en équilibrage saisonnier. L'analyse se focalise sur l'année 2020 et distingue le gaz H et le gaz L.

Elle s'inspire entièrement de l'analyse exposée à la section 6.2 de l'étude BABI2009. Comme les fluctuations saisonnières sont surtout la conséquence de la variabilité des besoins de chauffage, les besoins en équilibrage saisonnier y sont estimés pour les prélèvements sur les réseaux de distribution¹³⁵. Ensuite, l'évaluation tient compte des travaux engagés par Fluxys pour augmenter le stockage de Loenhout et qui permettront de faire passer la capacité de stockage utile de 600 Mm³ (situation début 2008) à 700 Mm³ en 2011¹³⁶. Enfin, les besoins en équilibrage saisonnier sont simulés pour deux profils de température :

- un profil de température « normal » qui est celui adopté dans le chapitre 3, à savoir le profil de température moyen sur la période de 30 ans, 1976-2005. Ce profil est reproduit au graphique 51, il correspond à un nombre de degrés-jours de 2.415 sur une base annuelle ;

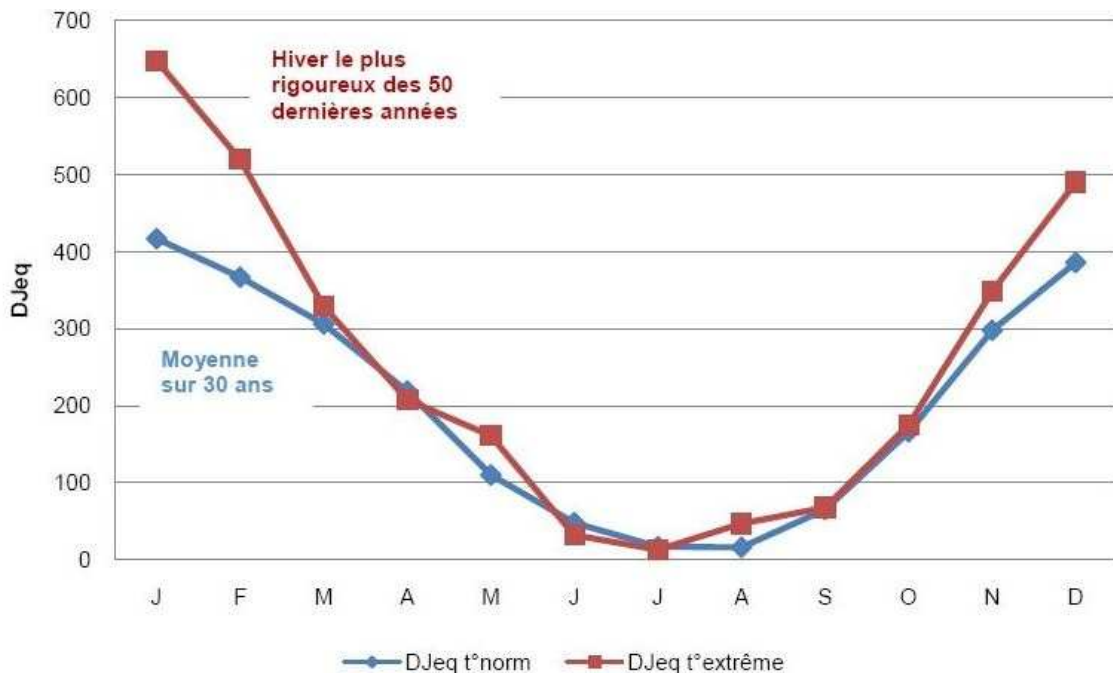
¹³⁵ Les différences entre les consommations de gaz naturel du secteur électrique rapportées dans l'étude BABI2009 et celles qui caractérise le scénario EPE_Base_Nuc n'ont donc pas d'impact sur les besoins en équilibrage saisonnier évalués dans cette section 4.3.

¹³⁶ Voir le tableau 7 de BABI (2009).



- un profil de température « extrême » qui correspond à l'hiver le plus rigoureux sur les 50 dernières années. Il s'agit de la période 1962/63 dont le profil de température est également présenté au graphique 51. Ce profil de température est utilisé pour évaluer la garantie des fournitures de gaz naturel en cas de froid extrême.

Graphique 51 : Profils de température « normal » et « extrême » (DJéq)



Source : BABI (2009)

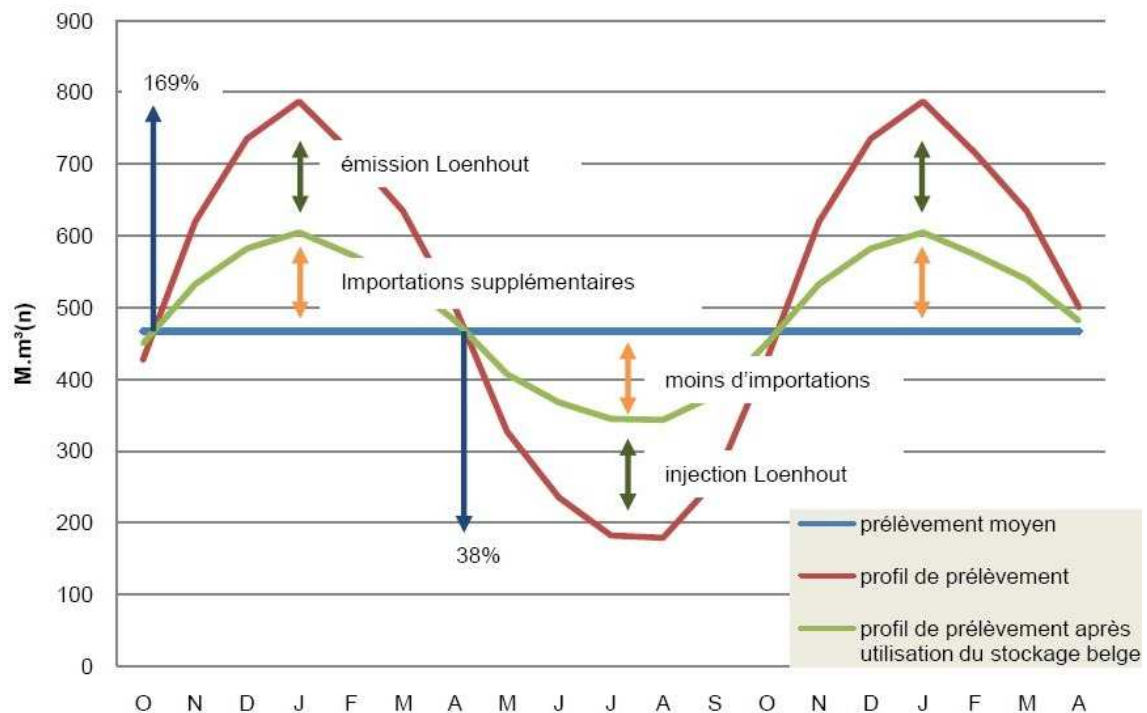
4.3.1. Besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz H

Les besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz H sont représentés au graphique 52 pour un profil de température « normal » et pour l'année 2020. Les consommations de gaz naturel y sont exprimées en millions de mètres cubes normalisés ($Mm^3(n)$). Le prélèvement mensuel moyen est égal à un douzième de la consommation annuelle de la distribution publique pour le gaz H, soit $467 Mm^3(n)$ ¹³⁷.

¹³⁷ La consommation annuelle de la distribution publique pour le gaz H est estimée à 65.172 GWh en 2020 dans le scénario BABI2009_Planif. $1 Mm^3(n)$ de gaz H = 11,63 GWh.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 52 : Besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz H pour un profil de température normal, 2020 (Mm³(n))



Source : BABI (2009)

Pour un profil de température « normal », la consommation mensuelle de gaz H sur les réseaux de distribution fluctue entre +169 % et 38 % du prélèvement mensuel moyen. Sur la base des observations, les besoins en équilibrage s'élèvent en moyenne à 21 % de la consommation annuelle de la distribution publique pour le gaz H. En 2020, cela représente 1.192 Mm³(n), comparé à 981 Mm³(n) en 2008.

Le graphique montre également que le stockage souterrain de Loenhout, extension comprise, est insuffisant pour l'équilibrage saisonnier. D'une capacité de stockage utile de 700 Mm³(n), il ne couvrirait que 57 % des besoins en équilibrage saisonnier en 2020, pour un profil de température « normal ». Le solde devra être couvert par des importations supplémentaires de gaz H.

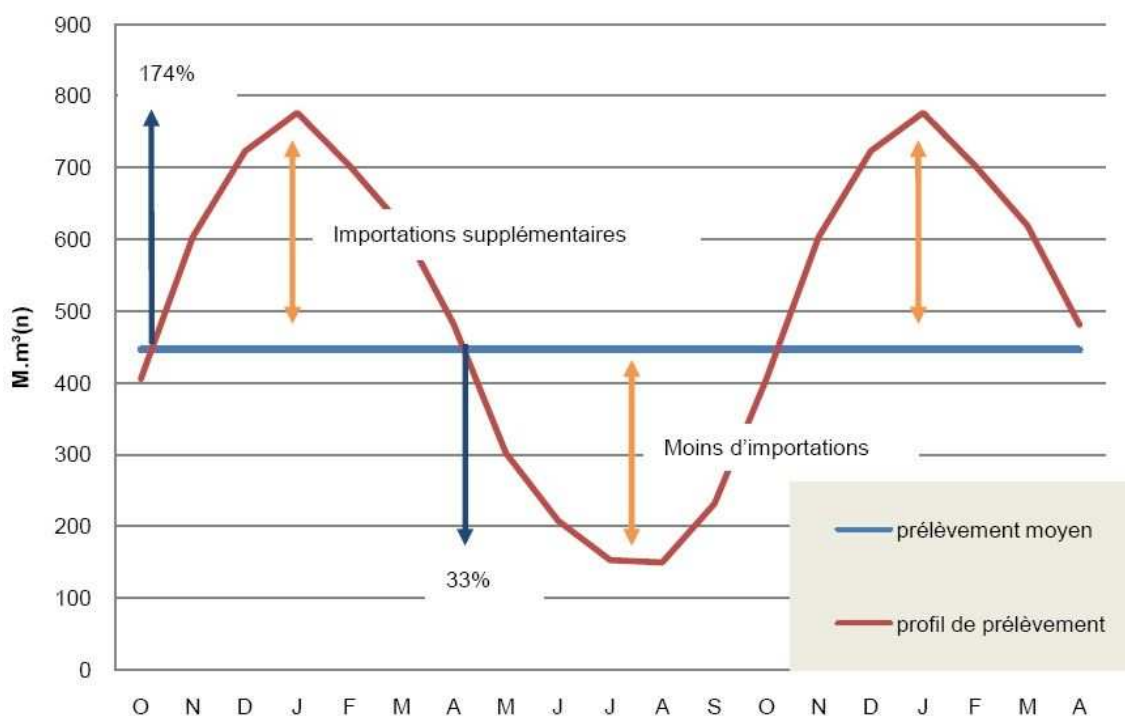
Pour un profil de température « extrême », la situation est évidemment plus tendue : la consommation mensuelle de gaz H sur les réseaux de distribution fluctuerait cette fois entre +207 % et 34 % du prélèvement mensuel moyen en 2020. Les besoins en équilibrage saisonnier s'élèveraient à 24 % de la consommation annuelle de la distribution publique pour le gaz H, soit 1.567 Mm³(n). Le stockage étendu de Loenhout ne pourra couvrir que 43 % de ces besoins en 2020.



4.3.2. Besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz L

Les besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz L sont représentés sur le graphique 53 pour un profil de température « normal » et pour l'année 2020. Les consommations de gaz naturel y sont exprimées en millions de mètres cubes normalisés (Mm³(n)). Le prélèvement mensuel moyen est égal à un douzième de la consommation annuelle de la distribution publique pour le gaz L, soit 446 Mm³(n)¹³⁸.

Graphique 53 : Besoins en équilibrage saisonnier pour le gaz L pour un profil de température normal, 2020 (Mm³(n))



Source : BABI (2009)

Pour un profil de température « normal », la consommation mensuelle de gaz L sur les réseaux de distribution fluctue entre +174 % et 33 % du prélèvement mensuel moyen. Sur la base des observations, les besoins en équilibrage s'élèvent en moyenne à 23 % de la consommation annuelle de la distribution publique pour le gaz L. En 2020, cela représente 1.230 Mm³(n), comparé à 1 040 Mm³(n) en 2008. Comme il n'existe pas de capacité de stockage pour le gaz L, les besoins d'équilibrage devront être couverts par des importations supplémentaires de gaz L.

¹³⁸ La consommation annuelle de la distribution publique pour le gaz L est de 52.329 GWh en 2020 dans le scénario BABI2009_Planif. 1 Mm³(n) de gaz L = 9,769 GWh.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Pour un profil de température « extrême », la consommation mensuelle de gaz L sur les réseaux de distribution fluctuerait entre +214 % et 30 % du prélèvement mensuel moyen en 2020. Les besoins en équilibrage saisonnier s'élèveraient à 27 % de la consommation annuelle de la distribution publique pour le gaz L en 2020, soit 1.617 Mm³(n).

5. Besoins en infrastructure de gaz naturel

Au chapitre 4, l'analyse a porté sur la demande de gaz naturel dans des conditions normales d'approvisionnement c'est-à-dire en supposant un profil de température normal. Cette analyse est basée sur les données annuelles et mensuelles observées sur le réseau de transport. Ces observations ont ensuite été utilisées comme point de départ pour estimer les consommations futures dans les conditions précitées. A ce niveau de l'analyse, la sécurité d'approvisionnement est assurée principalement par deux mécanismes : les importations de gaz naturel et le stockage saisonnier. A cette occasion, il y a lieu de constater que le stockage saisonnier constitue un mécanisme important puisqu'il permet d'absorber une partie des fluctuations de consommation principalement imputables aux variations saisonnières et aux aléas climatiques.

Cependant, pour avoir une image exhaustive de la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique à l'horizon 2020, les perspectives d'évolution de la demande annuelle et saisonnière de gaz naturel ne suffisent pas. Il faut également étudier les besoins en gaz naturel dans des conditions extrêmes d'aléa météorologique durant une période relativement courte (à savoir quelques jours). Une telle analyse peut en effet conduire à la nécessité de réaliser des investissements complémentaires sur le réseau de transport. Elle doit se baser sur les consommations horaires et journalières sur le réseau de transport. Les observations récentes sont utilisées comme point de départ pour estimer les consommations futures dans des conditions extrêmes. A ce niveau de l'analyse, la sécurité d'approvisionnement est principalement assurée par deux mécanismes : les importations de gaz naturel et l'équilibrage journalier, aussi appelé « stockage en conduite » ou « linepack » en anglais.

Du point de vue méthodologique, l'analyse présentée au chapitre 4 combine approches « bottom-up » et économique (pour l'équilibre offre/demande), tandis que l'approche adoptée dans ce chapitre 5 est essentiellement « bottom-up » en cela qu'elle se base sur les observations récentes auxquelles des taux de croissance sont appliqués. Elle fait appel également aux résultats du modèle SIMONE de Fluxys (voir annexe 3).

5.1. Evaluation de l'évolution des débits lors de la pointe de consommation

La capacité d'importation pour le marché national, appelée aussi capacité d'entrée sur le réseau de transport, est dimensionnée de façon à satisfaire la demande de gaz naturel pendant une situation extrême. Cette situation extrême est définie en fonction de la survenance concomitante des conditions suivantes :

- les ménages doivent pouvoir se chauffer pendant trois journées consécutives à une température équivalente de -11 °C ;
- le secteur tertiaire doit pouvoir se chauffer pendant trois journées consécutives à une température équivalente de -11 °C ;
- la pointe de consommation maximale de l'industrie, estimée sur une base journalière, doit pouvoir être satisfaite ;



- les centrales au gaz naturel tournent à plein régime ;
- les contrats de transport de frontière à frontière peuvent être honorés au maximum de leur capacité.

Cette section décrit les perspectives d'évolution, pour chaque secteur, de la demande horaire moyenne lors de la journée de pointe de consommation (DHJP). Cette demande correspond aux conditions extrêmes définies ci-dessus.

Les demandes horaires sectorielles (ou débits) sont ensuite additionnées pour évaluer les débits correspondant à la demande totale de gaz naturel, lors de la journée de pointe de consommation. Les débits sont évalués indépendamment pour le gaz H et pour le gaz L. Ils déterminent la capacité d'entrée requise sur le réseau de transport, respectivement H et L, pour répondre à la demande de gaz naturel pendant une situation extrême.

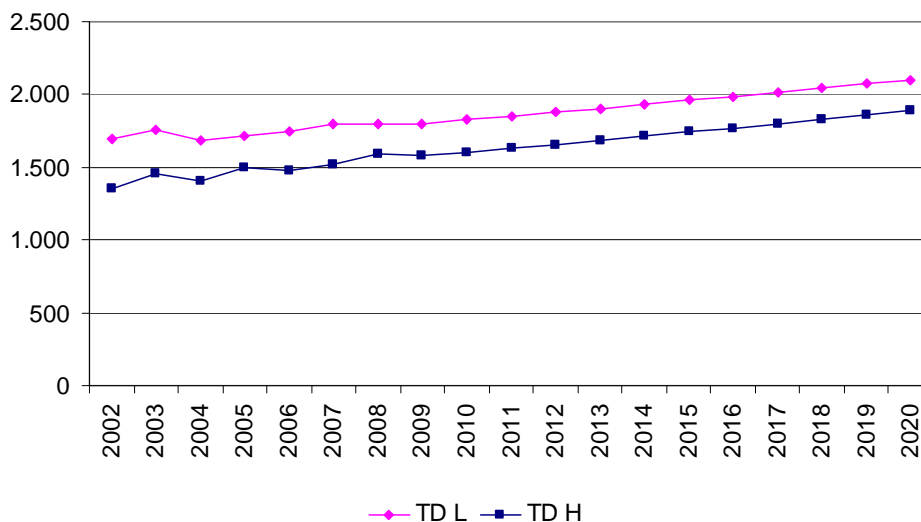
Comme dans le chapitre 3, on exprimera les quantités d'énergie en GWh, tout en gardant à l'esprit qu'il s'agit de GWh-PCS (pouvoir calorifique supérieur), l'unité la plus usuelle en matière de consommation de gaz naturel.

5.1.1. Secteur de la distribution publique

L'évolution de la DHJP dans le secteur de la distribution publique (TD) est représenté au graphique 54 pour les deux types d'approvisionnement, gaz H et gaz L. Cette évolution est calculée en appliquant à une valeur de référence un taux de croissance constant. L'hiver de référence est l'hiver 2008/09. Cet hiver est intéressant puisque pendant presque cinq jours consécutifs des températures équivalentes relativement basses (-6 °Ceq) ont été atteintes en Belgique. A ces températures basses, on associe les données de consommations mesurées sur le réseau de transport. L'ensemble des valeurs de cet hiver de référence permet d'estimer la consommation de la distribution publique avec un risque d'erreur de 1 %. Pour l'hiver 2008/09, on obtient respectivement une DHJP sur le réseau de gaz L et H respectivement de 1.800 km³(n)/h et 1.579 km³(n)/h. A ces valeurs de référence, on a appliqué un taux de croissance fixe de 1,41 % pour le réseau gaz L et 1,67 % pour le réseau de gaz H. On estime que, pour l'hiver 2019/20, la DHJP devrait être de 1.892 km³(n)/h pour le réseau de gaz H et 2.100 km³(n)/h pour le réseau de gaz L.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Graphique 54 : Evolution de la DHJP dans le secteur de la distribution publique, 2002-2020 (km³(n)/h)

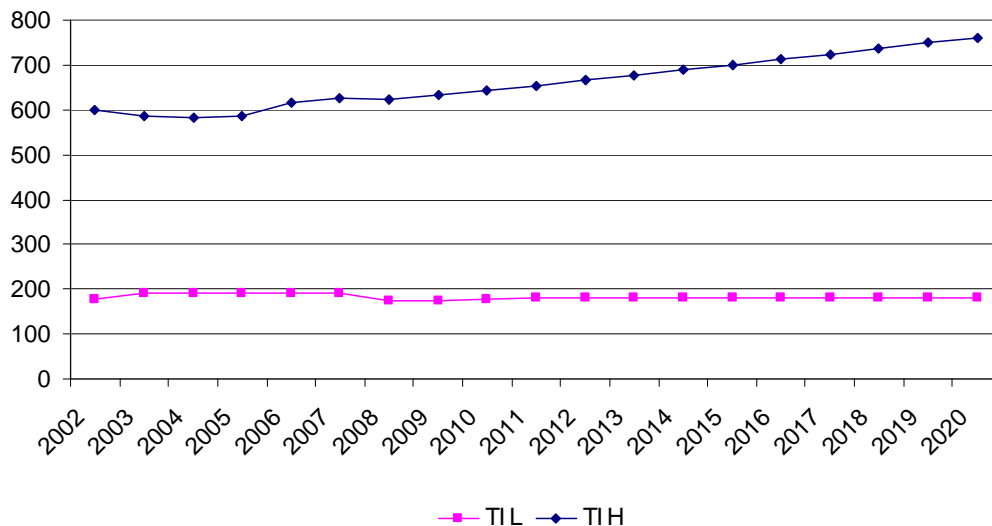


5.1.2. Industrie

L'évolution de la DHJP dans l'industrie (TI) est représentée au graphique 55, tant pour les raccordements au réseau de gaz H que de gaz L. La demande horaire de gaz naturel estimée couvre la demande de l'industrie directement raccordée au réseau de transport. Il est à noter qu'une partie de l'industrie n'est pas directement connectée au réseau de transport mais bien au réseau de distribution. On estime la part de l'industrie alimentée par la distribution publique entre 10 % et 15 % de la consommation industrielle totale de gaz naturel. Au niveau méthodologique, pour le gaz H, la croissance annuelle des besoins en DHJP est calculée en appliquant à une valeur de référence un taux de croissance constant. La valeur de référence choisie est la capacité souscrite par les shippers en janvier 2008. Cette valeur est de 622 km³(n)/h. Les valeurs de la DHJP pour les années ultérieures sont obtenues en appliquant un taux de croissance fixe de 1,70 %. Pour le gaz L, vu l'existence d'un risque de congestion pour l'hiver 13/14 (voir ci-après), il y a lieu de privilégier le raccordement de tout nouveau site industriel sur le réseau de gaz H. L'étude a pris en considération uniquement les augmentations de capacités prévisibles imputables aux sites existant sur le réseau de gaz L. Sur ce réseau, une légère augmentation de la DHJP est observée entre l'hiver 2007/08 et l'hiver 2010/11 avec des valeurs qui évoluent de 173 km³(n)/h à 182 km³(n)/h (+9 km³(n)/h). Cette demande de capacité de pointe se stabilise à cette dernière valeur jusqu'à l'hiver 2019/20.



Graphique 55 : Evolution de la DHJP dans l'industrie, 2002-2020 (km³(n)/h)



Pour l'hiver 2019/20, on estime que la DHJP de l'industrie en gaz H sera de l'ordre de 761 km³(n)/h.

5.1.3. Secteur de la production électrique

L'évolution de la DHJP dans le secteur électrique (TE) est représentée au graphique 56 pour les deux types d'approvisionnement, à savoir en gaz H et en gaz L. La demande horaire estimée couvre à la fois la demande des centrales électriques au gaz naturel directement raccordées au réseau de transport ainsi que la demande des unités de cogénération au gaz naturel raccordées au réseau de transport. Il y a lieu de signaler le développement de la cogénération en distribution publique ainsi que l'émergence des unités de cogénération industrielle.

En ce qui concerne la DHJP due à la production électrique sur le réseau de gaz L, celle-ci représente de faibles quantités (2,4 % de la DHJP totale en gaz L ou 3,7 % de la DHJP totale du secteur électrique). On estime que la DHJP restera stable entre l'hiver 2009/10 et 2019/20 et avoisinera les 53 km³(n)/h.

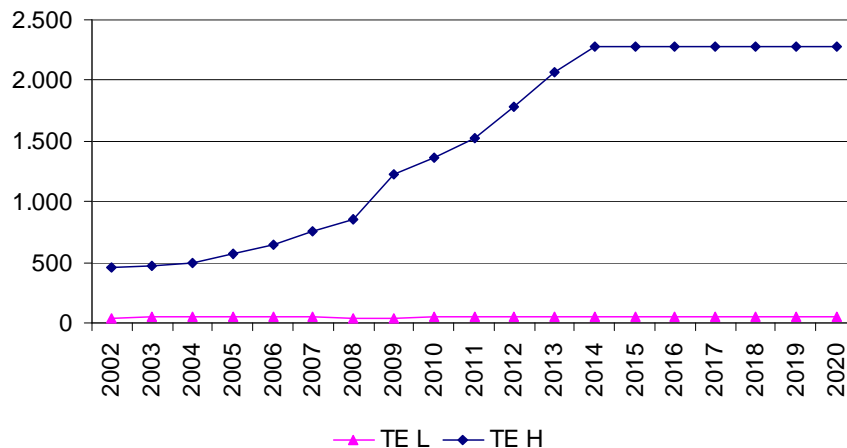
Pour ce qui est du réseau de gaz H, l'évolution de la DHJP est basée sur les projets connus par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel et ayant une probabilité de réalisation élevée. Cette connaissance porte sur les 5 prochaines années c'est-à-dire jusqu'à l'hiver 2013/14. Au-delà de cet horizon, les informations dont il dispose ne permettent pas d'estimer de manière fiable l'évolution de la DHJP due à de nouvelles implantations de centrales électriques.

Pour cette raison, la DHJP a été maintenue constante pour les hivers 2014/15 et suivants. Le taux annuel de croissance de la DHJP due à la production électrique sera

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

en moyenne de 13,7 % entre l'hiver 2009/10 et l'hiver 2013/14. La demande passera de 1.367 km³(n)/h à 2.283 km³(n)/h, soit presque un doublement de celle-ci.

Graphique 56 : Evolution de la DHJP dans le secteur électrique, 2002-2020 (km³(n)/h)



5.1.4. Prévision de l'évolution de l'offre de capacité

Le graphique suivant illustre l'évolution de la capacité d'entrée tant sur le réseau de gaz riche (H) que le réseau de gaz pauvre (L).

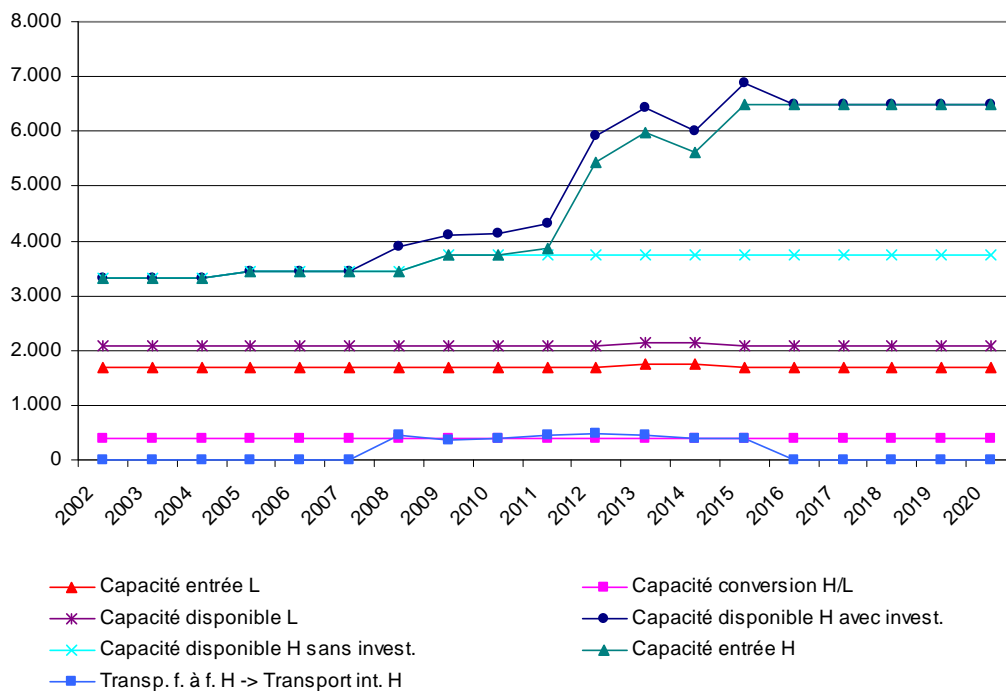
Le réseau de gaz L belge est alimenté par le réseau de transport hollandais en gaz L. La jonction entre ces deux réseaux est réalisée entre Hilvarenbeek, côté hollandais et Poppel, côté belge. La capacité d'entrée à Poppel s'élève à 2.734 km³(n)/h. Cette capacité est affectée à la fois au transport interne et au de transport de frontière à frontière. Bien que la capacité allouée au transport de frontière à frontière soit théoriquement de 1.300 km³(n)/h, en pratique, une partie de ce transport de frontière à frontière reste en Belgique et est destiné à alimenter les clients belges à hauteur de 260 km³(n)/h. La quantité pouvant réellement transiter vers la France est estimée à 1.040 km³(n)/h. La capacité de transport résultante vaut donc 1.694 km³(n)/h. A cette capacité d'importation, il faut ajouter les 400 km³(n)/h qui peuvent être produites à partir des installations de conversion du gaz H en gaz L de Lillo et Loenhout. Sur base de cette analyse, l'offre de capacité de gaz L vaut 2.094 km³(n)/h. Pour faire face à une pointe hivernale, une capacité supplémentaire de 60 km³(n)/h sera disponible durant les hivers 2012/13 et 2013/14 pour le marché belge.

Il s'agit là d'un des résultats concrets qui font suite aux discussions qui ont eu lieu au sein d'un groupe de travail créé en vue de traiter de la problématique de l'approvisionnement en gaz L, la Task Force Gaz L. Nous verrons plus loin que cet engagement du marché permettra de repousser la période de congestion à l'hiver 2014/15.



En ce qui concerne l'approvisionnement en gaz H, il y a lieu de souligner le renforcement pour les 5 prochaines années de la capacité d'entrée. Sur cette période, on peut estimer que cette capacité sera presque doublée pour passer de 3.734 km³(n)/h (hiver 2009/10) à 6.480 km³(n)/h (hiver 2014/15). De nombreux investissements contribuent à cette augmentation parmi lesquels le renforcement de la canalisation de transport RTR. Les investissements qui contribuent à cette augmentation de capacité sont décrits à la section 5.2. Comme pour le gaz L, une partie de la capacité de transport de frontière à frontière sortant de Belgique vers la France au point d'interconnexion de Blaregnies (Taisnières) est restituée au marché belge. Ce flux de gaz naturel à contre-courant du flux physique dans la canalisation de transport de gaz naturel est appelé « backhaul ». Ce flux à contre-courant entrant sur le marché belge doit être considéré comme du transport interne, puisqu'il est destiné à alimenter des clients belges. Cette quantité varie d'année en année et se situe dans une fourchette allant de 350 km³(n)/h à 500 km³(n)/h (identifiée comme « Transp. f. à f. H → Transport int. H » sur le graphique 57). La somme de la capacité d'entrée et en backhaul à Blaregnies constitue la capacité totale disponible pour approvisionner le marché interne en gaz H.

Graphique 57 : Evolution de la capacité d'entrée sur les réseaux de gaz H et L, 2002-2020 (km³(n)/h)



5.1.5. Analyse de l'état de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernale (t[°]eq -11 °C)

L'évolution de la DHJP totale belge est représentée au graphique 58 et graphique 59 pour l'approvisionnement en gaz L et H. La demande est obtenue en sommant les DHJP des secteurs de la distribution publique, de l'industrie et du secteur électrique. Cette demande totale permet de déterminer le besoin de capacité d'entrée. Ce besoin est comparé à l'offre en capacité d'entrée (voir paragraphe précédent). Les données numériques associées au graphique 58 et au graphique 59 sont reprises au tableau 25 et au tableau 26.

En outre, le marché utilise à court terme des flux de transport de frontière à frontière pour les besoins d'approvisionnement des clients finals en Belgique. Cette technique permet d'offrir de la capacité d'entrée supplémentaire pour approvisionner le marché belge (en backhaul), laquelle est contractée à Blaregnies H et à Blaregnies L.

Pour le réseau de gaz L, aucun problème de capacité ne devrait apparaître avant l'hiver 2014/15, même si l'analyse semble montrer un léger déficit durant les hivers 2011/12 et 2013/14.

En effet, il ne faut pas perdre de vue que le modèle utilisé pour définir la DHJP est basé sur la prise en compte de circonstances les plus défavorables. Cette approche consiste à estimer :

1. que la distribution publique (TD) consomme l'énergie nécessaire pour satisfaire la consommation de la distribution publique dans le cas d'un aléa météorologique extrême (-11 °C eq.) et que la valeur estimée de la consommation moyenne est augmentée pour répondre aux besoins de la TD dans 99 % des cas (risque statistique de 1 % d'obtenir une valeur supérieure à la valeur estimée) ;
2. que l'industrie utilise la souscription maximale commercialisée ;
3. que toutes les centrales électriques tournent instantanément à leur pleine capacité.

L'occurrence de ces conditions exceptionnelles étant faible, en pratique, l'existence d'un léger déficit n'avoisinant pas le pourcent, ne constitue pas un problème en soi mais bien un signal appelant la mise en œuvre d'un plan d'action.

Afin de garantir l'approvisionnement et faire face à un manque de gaz L à moyen terme, il y a lieu d'envisager la conversion progressive au gaz H de clients alimentés en gaz L.

En ce qui concerne ce point, on se référera au chapitre sur la sécurité d'approvisionnement en gaz L traitée à la section 2.9. Dans le cadre de ce dernier bilan, les taux de croissances de la demande de gaz L en distribution publique de 1,5 % et 2 % ont été revus à la baisse et fixés à 1,41 % pour les hivers 2008/09 et suivants.



Graphique 58 : Evolution de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernale sur le réseau de gaz L, 2002-2020 (km³(n)/h)

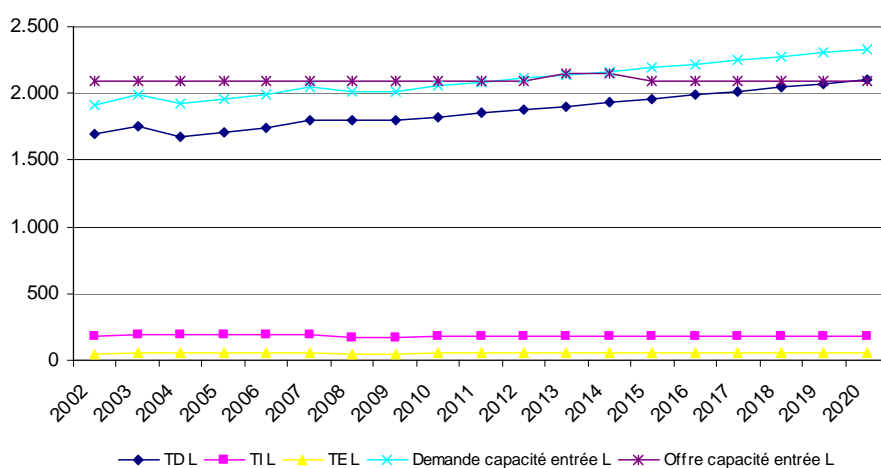


Tableau 25 : Evolution de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernale sur le réseau de gaz L, 2002-2020 (km³(n)/h)

Demande de capacité de gaz L																			
Hiver	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
TD L	1.696	1.752	1.679	1.710	1.747	1.800	1.801	1.801	1.826	1.852	1.878	1.904	1.931	1.958	1.986	2.014	2.043	2.071	2.101
Croissance									1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %	1,41 %
TIL	178	191	191	191	191	191	173	173	178	182	182	182	182	182	182	182	182	182	182
TE L	42	53	53	53	53	53	40	40	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
Total D	1.916	1.996	1.923	1.954	1.991	2.044	2.014	2.014	2.057	2.087	2.113	2.139	2.166	2.193	2.221	2.249	2.278	2.306	2.336
Offre de capacité de gaz L																			
Hiver	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
Cap. entrée transp. int.	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434	1.434
Transp. f. à f. -> transp. int.	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	320	320	260	260	260	260	260	260
Conversion H/L	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Total O	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.154	2.154	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094	2.094
Solde (Offre - Demande) de capacité de gaz L																			
Hiver	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
Résultat	178	98	171	140	103	50	80	80	37	7	-19	15	-12	-99	-127	-155	-184	-212	-242
Résultat / Total O	8,5 %	4,7 %	8,1 %	6,7 %	4,9 %	2,4 %	3,8 %	3,8 %	1,8 %	0,3 %	-0,9 %	0,7 %	-0,6 %	-4,8 %	-6,1 %	-7,4 %	-8,8 %	-10,1 %	-11,5 %

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Pour le réseau de gaz H, la demande de capacité est obtenue en additionnant les DHJP des secteurs de la distribution publique, de l'industrie et du secteur électrique et en y adjoignant les 360 km³(n)/h de gaz H nécessaire aux convertisseurs de Lillo et de Loenhout pour produire les 400 km³(n)/h de gaz L dont il est question ci-avant.

Le graphique 59 illustre l'évolution des besoins en capacité, qui est principalement imputable à la croissance de la demande de gaz naturel à des fins de production électrique. La capacité d'entrée deviendra suffisante à partir de l'hiver 2011/12. Durant les hivers 2008/09, 2009/10 et 2010/11, la capacité est suffisante moyennant la prise en compte de la capacité en backhaul à Blaregnies. A partir de l'hiver 2011/12 et suivants, la capacité d'entrée est devenue telle que la prise en compte ce backhaul n'est plus nécessaire. De plus, à partir de l'hiver 2011/12, une capacité de réserve supérieure à 1.000 km³(n)/h sera disponible sur le réseau de gaz H. Une partie de cette capacité devra être alloué à la conversion au gaz H de zones alimentées en gaz L et pourra également être utilisée dans le cadre d'éventuels nouveaux projets de centrales électriques au gaz naturel après 2015.

Graphique 59 : Evolution de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernale sur le réseau de gaz H, 2002-2020 (km³(n)/h)

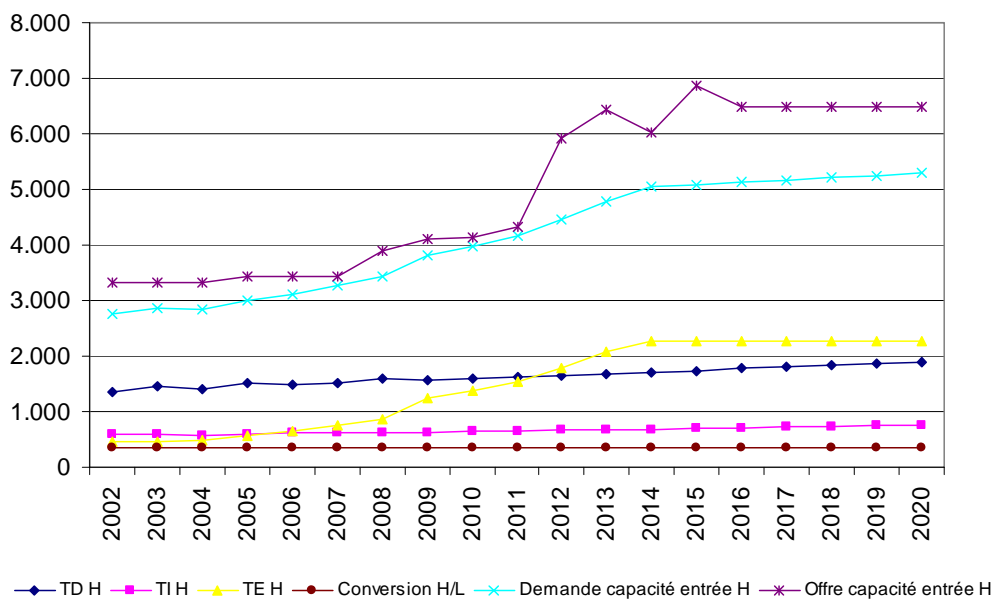




Tableau 26 : Evolution de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernale sur le réseau de gaz H, 2002-2020 (km³(n)/h)

Demande de capacité de gaz H																			
Hiver	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
TD H	1.351	1.453	1.407	1.501	1.473	1.524	1.595	1.577	1.603	1.630	1.657	1.685	1.713	1.742	1.771	1.800	1.830	1.861	1.892
Croissance									1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %	1,67 %
TI H	598	587	581	586	616	627	622	633	643	654	665	677	688	700	712	724	736	749	761
Croissance									1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %	1,70 %
TE H	460	470	489	565	648	759	856	1.231	1.367	1.528	1.788	2.068	2.283	2.283	2.283	2.283	2.283	2.283	2.283
Croissance																			
Conversion H/L	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
Total D	2.769	2.870	2.837	3.012	3.097	3.270	3.433	3.800	3.973	4.172	4.471	4.790	5.044	5.084	5.125	5.167	5.209	5.253	5.296
Offre de capacité de gaz H																			
Hiver	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
Cap. entrée transp. int.	3.324	3.324	3.324	3.434	3.434	3.434	3.891	4.104	4.130	4.318	5.907	6.428	6.014	6.873	6.480	6.480	6.480	6.480	6.480
Transp. f. à f.							457	370	396	459	483	463	393	393					
Total O	3.324	3.324	3.324	3.434	3.434	3.434	4.348	4.474	4.526	4.777	6.390	6.891	6.407	7.266	6.480	6.480	6.480	6.480	6.480
Solde (Offre - Demande) de capacité de gaz H																			
Hiver	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18	18/19	19/20
Résultat	555	454	487	422	337	164	915	674	553	605	1.919	2.101	1.363	2.182	1.355	1.313	1.271	1.227	1.184
Résultat / Total O	16,7 %	13,7 %	14,6 %	12,3 %	9,8 %	4,8 %	21,0 %	15,1 %	12,2 %	12,7 %	30,0 %	30,5 %	21,3 %	30,0 %	20,9 %	20,3 %	19,6 %	18,9 %	18,3 %

5.2. Programme indicatif d'investissement de Fluxys 2011-2021

Avertissement

Les investissements présentés ci-dessous diffèrent quelque peu de ceux pris en considération dans le cadre de l'évaluation des incidences sur l'environnement et décrits dans le rapport sur les incidences environnementales¹³⁹. En effet, l'évaluation a porté sur un projet d'EPG clôturé en mai 2010 et donc sur les investissements prévus par Fluxys à cette époque, à savoir les investissements du programme indicatif d'investissement 2008-2017 actualisés en fonction des évolutions intervenues entre le moment d'établissement de ce programme et mai 2010.

Le programme indicatif d'investissement 2011-2021 se distingue du programme indicatif d'investissement 2008-2017 essentiellement sur trois points :

- le modèle de transport : le programme indicatif d'investissement 2011-2021 intègre la possibilité d'une transition vers un modèle « entry/exit » ;
- l'évolution du transport de frontière à frontière ;
- les valeurs des DHJP pour le marché national : celles-ci ont été révisées en fonction des signaux les plus récents provenant du parc des utilisateurs finals existants et potentiels. Elles sont donc légèrement différentes des chiffres repris dans la section 5.1. C'est particulièrement le cas pour le secteur de la production d'électricité, pour lequel a été utilisée une DHJP sur le réseau de gaz H d'environ 600 km³(n)/h moins élevée en 2020.

5.2.1. Objectifs du programme d'investissement

Les investissements envisagés par Fluxys visent les objectifs suivants : la sécurité d'approvisionnement pour les consommateurs finals, le bon fonctionnement du marché du gaz naturel en Belgique et le développement continu de la Belgique en tant que plaque tournante des flux internationaux de gaz naturel en Europe occidentale.

Outre l'effet concurrence et marché, les législations européennes récentes ou en préparation (notamment le troisième paquet énergie et le futur règlement sur la sécurité d'approvisionnement) sont susceptibles d'avoir un impact sur le programme d'investissement.

Actuellement, Fluxys mène une étude sur les investissements nécessaires pour la mise en place d'un modèle de transport « entry-exit » complet, sans distinction entre la

¹³⁹ Cf. chapitre 6.



capacité d'entrée pour le transport intérieur et la capacité d'entrée pour le transport de frontière à frontière. Ce sujet est abordé plus en détails ci-après. Un projet d'“open season” nord-sud est en cours, en relation avec le nouveau terminal de GNL de Dunkerque.

Bon fonctionnement du marché du gaz naturel en Belgique

Flexibilité aux points d'entrée

Une façon de promouvoir le fonctionnement du marché du gaz naturel est d'accorder plus de flexibilité aux affréteurs dans leurs choix de points d'entrée.

Le modèle de réseau actuel avec des points d'entrée et de sortie couplés vise à éviter qu'une trop grande asymétrie se crée entre les flux aux points d'entrée et ceux aux points de livraison. Une asymétrie qui excède la capacité physique disponible pourrait mettre en péril l'approvisionnement en gaz naturel.

Fluxys a comme objectif d'offrir une plus grande flexibilité aux affréteurs dans leur choix de zone d'entrée. Son programme d'investissement en tient compte. Les efforts qui seront consentis pour passer à un modèle de réseau « full entry-exit » s'inscrivent également dans ce cadre.

Ce modèle doit permettre de fixer une capacité univoque pour chaque point d'entrée ou de sortie aux frontières, en relation avec la capacité upstream et/ou downstream du réseau voisin. Le réseau de transport de Fluxys doit pouvoir faire face à n'importe quelle combinaison d'entrées et de sorties (scénarios). Ces scénarios sont ceux où les molécules de gaz doivent parcourir la plus grande distance sur le réseau ; en d'autres termes, lorsque les principales entrées sont les plus éloignées des principales sorties. Dans le cas des scénarios pour lesquels on constate des problèmes de capacité sur le réseau de transport, on pourra soit renforcer les investissements, soit conclure des accords contractuels visant à obtenir des débits d'entrée de soutien garantis, soit réduire le flux.

Flexibilité quant aux déséquilibres

L'approvisionnement du marché belge exige également de la flexibilité pour la gestion de déséquilibres temporaires, qui peuvent surgir entre l'approvisionnement et la consommation. Un tel déséquilibre peut se présenter lorsque la prévision de la consommation de pointe est inexacte (écart entre les prévisions météo et la réalité) ou suite à des comportements imprévisibles des consommateurs finals industriels. Pour contrecarrer les déséquilibres temporaires, une série de services sont offerts, qui, à leur tour, doivent être soutenus par de la capacité physique.

Sur ce plan, le but est de maintenir l'offre au niveau des besoins du marché.

La Belgique en tant que plaque tournante des flux internationaux de gaz naturel en Europe occidentale

L'infrastructure n'est pas seulement installée pour les besoins du marché belge, mais également pour transporter de grands volumes de transport de frontière à frontière de

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

gaz naturel, nécessaires à d'autres marchés finals de consommation. En concurrence avec d'autres opérateurs en Europe, Fluxys investit en capacité de transport de frontière à frontière, ce qui d'une part, offre la possibilité de développer des synergies avec la capacité nécessaire pour les consommateurs finals en Belgique, grâce à une augmentation de la capacité d'entrée, et d'autre part, permet d'améliorer l'accès aux sources de gaz naturel pour le marché belge, et par là, la sécurité d'approvisionnement.

Grâce aux investissements continus dans le transport de frontière à frontière, le réseau est actuellement une plaque tournante importante de flux internationaux de gaz naturel et la Belgique bénéficie d'une sécurité d'approvisionnement renforcée, couplée à une diversité importante des sources d'approvisionnement.

Fluxys désire continuer à développer le rôle central de la Belgique. A l'heure actuelle, Zeebruges s'est développé pour devenir une plaque tournante dans le paysage du gaz naturel du nord-ouest de l'Europe. Le défi consiste à maintenir le dynamisme de la zone, avec de nouveaux projets économiquement fondés et des services qui élargissent davantage le rôle de Zeebruges et qui soutiennent la croissance du marché à court terme sur le Hub de Zeebruges. L'augmentation de la liquidité stimule, elle aussi, l'attrait de Zeebruges pour d'autres projets.

En résumé, les éléments suivants sont pris en considération pour l'établissement du programme d'investissement :

- le développement de capacités additionnelles pour :
 - l'activité de transport interne ;
 - l'activité de transport de frontière à frontière ;
- le développement d'un réseau de gaz naturel sûr et performant :
 - aussi bien local que national ;
 - en ce compris les synergies entre le transport de frontière à frontière et le transport ;
- les investissements qui contribuent aussi bien au développement continu de la sécurité d'approvisionnement qu'à la liquidité du marché, au bénéfice du consommateur final belge ;
- les investissements qui permettent une évolution des services offerts et des modèles utilisés afin de répondre aux demandes du marché ;
- l'identification des projets de façon transparente et en temps voulu, afin de soutenir une exécution sûre et économiquement fondée.



5.2.2. Projets

Le programme d'investissement de Fluxys 2011-2021 a été élaboré à l'aide d'un outil de simulation comportant notamment le modèle SIMONE (voir annexe 3).

Fluxys a effectué des calculs sur la base d'hypothèses de croissance de marché et d'accroissement de la demande de capacité d'entrée ainsi que de données relatives aux contrats et aux accords engageants pour le transport de frontière à frontière, combinées dans une série de scénarii. Dans ces calculs, les besoins d'équilibrage, les déséquilibres de réseau et la flexibilité d'entrée sont également pris en compte pour le fonctionnement du marché.

Ces calculs indiquent que la capacité disponible sur le réseau de transport actuel est insuffisante pour rencontrer l'accroissement prévu des besoins de capacité, aussi bien pour le transport intérieur que pour le transport de frontière à frontière. Ils montrent aussi clairement l'emplacement des points névralgiques sur le réseau de transport.

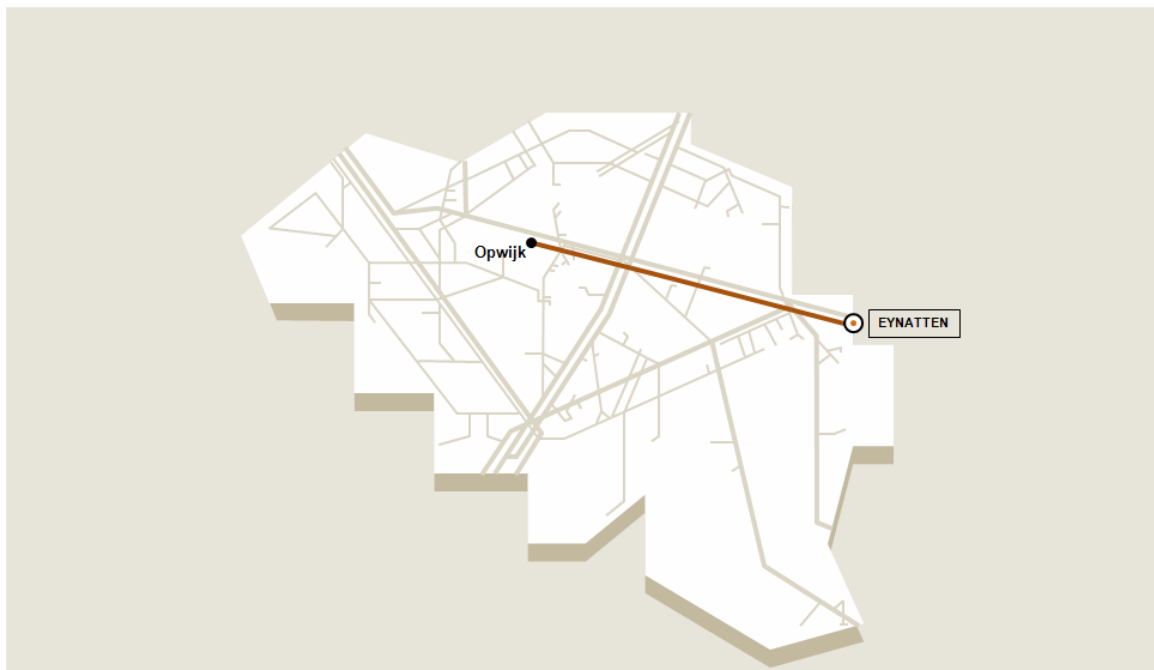
Pour résoudre les problèmes de goulot d'étranglement, plusieurs solutions alternatives sont généralement possibles. Ces variantes sont dimensionnées au moyen de simulations, sont budgétisées et comparées entre elles, aussi bien sur le plan économique que sur le plan qualitatif. Ce procédé permet un choix optimal et, par conséquent, une poursuite optimale de la mission de transport.

Dans la suite du texte, une série de projets importants résultant de l'application du procédé décrit ci-dessus sont présentés.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Doublement de la canalisation RTR entre Eynatten et Opwijk – RTRbis

Schéma 9 : Canalisation RTR entre Eynatten et Opwijk – RTRbis



Source : Fluxys (2011)

Début 2010, ont débuté les travaux visant l'installation d'une deuxième canalisation entre Eynatten et Opwijk (canalisation RTRbis), en plus de la canalisation RTR (Zeebruges-Zelzate/Eynatten) existante. Cette canalisation RTRbis est longue de 175 kilomètres et a déjà été partiellement mise en service.

L'installation de cette canalisation fait suite à l'enquête de marché internationale effectuée par Fluxys en 2005, visant à connaître l'intérêt du marché pour une capacité additionnelle de transport de frontière à frontière sur l'axe est/ouest.

Ce projet vise également une augmentation de la capacité de transport interne et de livraison au profit du marché belge. La sécurité d'approvisionnement du pays est ainsi renforcée et une opportunité supplémentaire de jouer un rôle actif est offerte aux fournisseurs de gaz naturel ayant un portefeuille de gaz naturel provenant de l'Est et/ou du Nord. La nouvelle infrastructure signifiera également qu'ils auront plus de souplesse pour acheminer le gaz naturel au point d'entrée de leur choix et qu'ils pourront donc faire jouer plus fortement la concurrence. La capacité de transport de frontière à frontière sera également augmentée pour réaliser les conventions engageantes.

Ce projet permet aussi d'accroître le linepack (stockage tampon de gaz dans les canalisations).



La nouvelle capacité de transport de et vers Zeebruges permet également de continuer à améliorer la croissance de liquidité du Hub de Zeebruges : de nouveaux volumes de gaz naturel provenant de différentes sources peuvent y être négociés.

Cet impact positif est favorable aussi bien pour les acteurs internationaux sur le marché court terme que pour les fournisseurs qui utilisent le Hub de Zeebruges comme un instrument de trading vers le marché belge.

Canalisation Wilsele-Loenhout, avec une dérivation Herentals-Ham

Fluxys projette d'installer, en 2013, une canalisation à partir de la canalisation RTR à Wilsele vers le stockage souterrain de Loenhout, en se raccordant à la canalisation Zomergem-Antwerpen-Loenhout. La canalisation aura une longueur de 71 kilomètres et aura pour but :

1. d'accroître la capacité d'approvisionnement en gaz riche (e.a. alimentation à partir de deux systèmes de canalisation) de la région anversoise ;
2. d'alimenter le stockage souterrain à Loenhout ;
3. de tenir compte de la demande en capacité croissante de la région limbourgeoise ;
4. de convertir éventuellement la zone de gaz L en gaz H en Campine.

Compression supplémentaire et deuxième barrage à Berneau

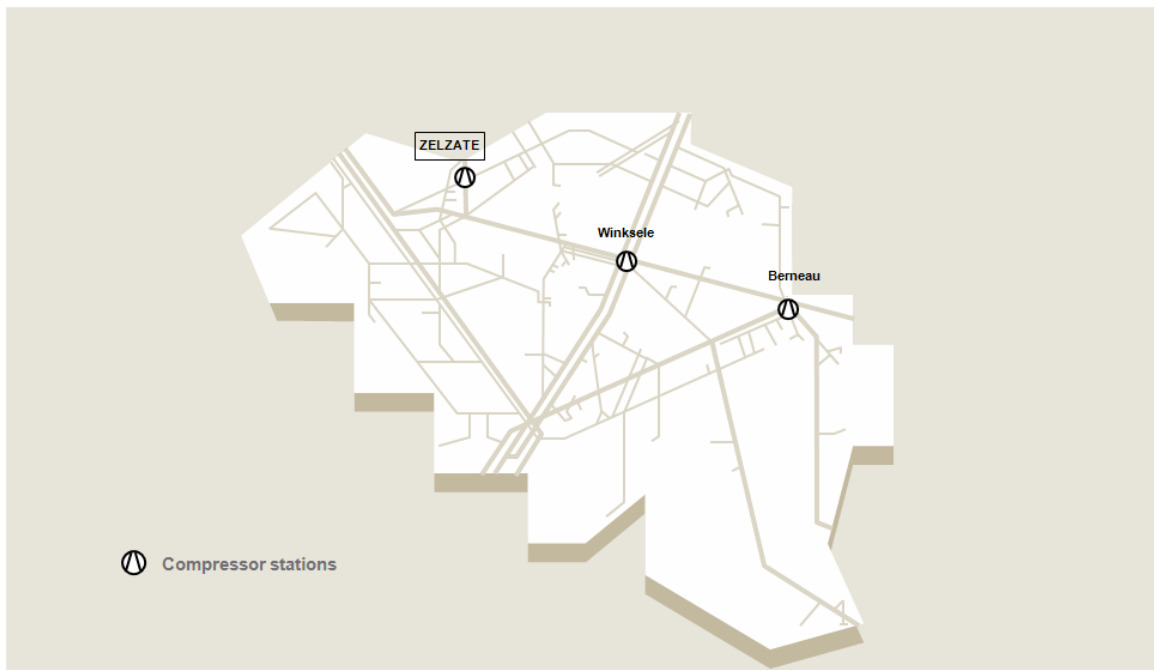
En 2010-2012, la construction d'installations de compression est également prévue à Berneau.

La compression supplémentaire permettra d'accroître la capacité d'entrée ferme sur la canalisation SEGEO vers la zone de Zeebruges, ceci permettant de faire face au scénario dans lequel, d'une part, l'entrée maximale et la sortie minimale se trouvent à l'est et, d'autre part, l'entrée minimale et la sortie maximale se situent à l'ouest.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Station de compression située sur la canalisation RTR

Schéma 10 : Station de compression située sur la canalisation RTR



Source : Fluxys (2011)

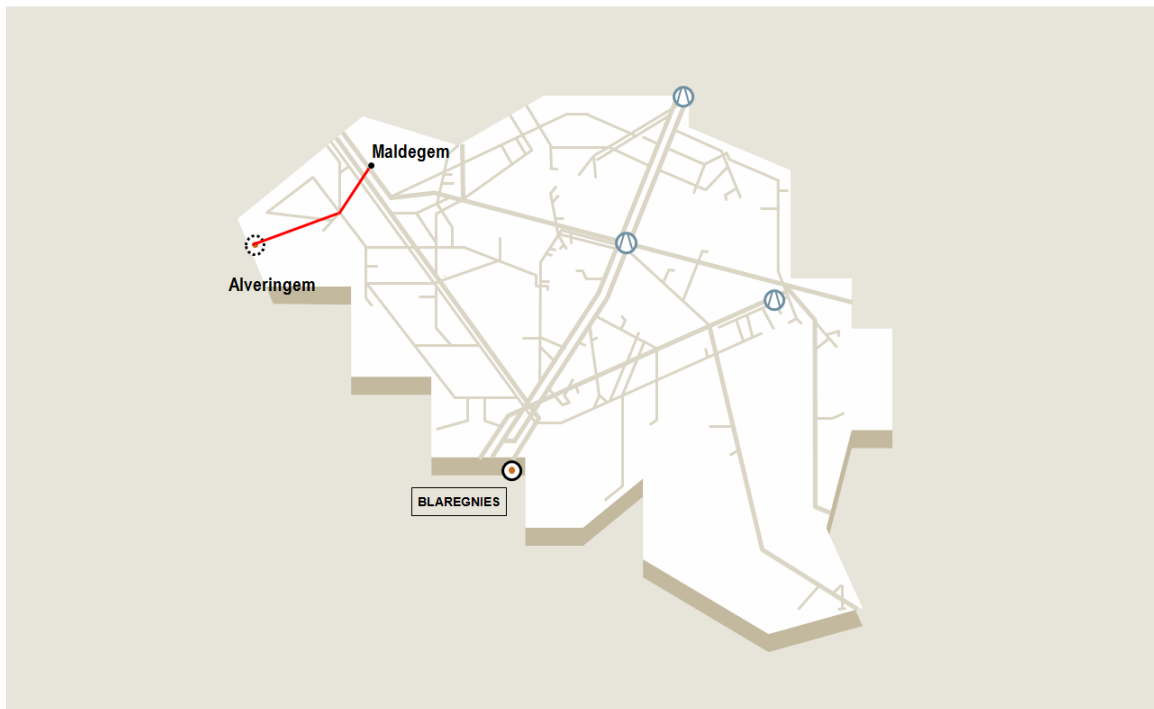
Fluxys projette l'installation d'une nouvelle station de compression située sur la canalisation RTR à Winksele dans le but d'accroître fortement la capacité d'entrée à l'Est et à l'Ouest et de maîtriser les grands flux est-ouest et ouest-est pour un certain nombre de scénarios entrée-sortie. La mise en service de la station est prévue début 2013.

Cette option a été choisie en vue d'une possible synergie avec le projet « Nord-Sud » (renforcement de la sortie vers la France), pour laquelle une station de compression à Winksele serait également nécessaire, afin de mieux équilibrer la charge des sas de transport à l'est et à l'ouest dans certains scénarios.

Tout comme le projet RTRbis, ce projet permet également une augmentation de la capacité d'entrée pour la consommation nationale. Ceci améliore le fonctionnement du marché et peut être utilisé en cas d'incident pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Renforcement au départ de et vers la France

Schéma 11 : Alveringem-Maldegem



Source : Fluxys (2011)

En 2007, Fluxys a organisé, avec GRTgaz, une enquête de marché, afin de connaître les besoins complémentaires de transport de frontière à frontière vers la France. L'augmentation de la capacité de sortie à Blaregnies peut être compensée à l'aide des projets de compression RTR à Winksele et au doublement RTR Eynatten-Opwijk (voir ci-dessus).

La décision de poursuivre le projet de terminal de GNL d'EDF à Dunkerque a également ravivé l'intérêt pour une capacité de transport entre ce terminal et le Hub de Zeebrugge, de même qu'entre le PEGnord (point d'équilibrage virtuel de GRTgaz dans le nord de la France) et le marché belge. L'« open season » y afférente est en cours et a atteint le stade des « binding commitments ». Le projet d'investissement ad hoc concerne la pose d'une nouvelle canalisation entre Alveringem (passage frontalier du côté de Furnes) et Maldegem (point de raccordement au réseau de Fluxys existant).

La mise en service de ce projet est prévue pour le courant de 2015.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Doublement de la canalisation RTR entre Opwijk et Zomergem

Schéma 12 : Doublement de la canalisation RTR entre Opwijk et Zomergem



Source : Fluxys (2011)

Dans le cadre de l'étude sur les mesures nécessaires pour passer à un modèle « entry-exit » complet sur le réseau de Fluxys et éventuellement à des quantités supplémentaires vers l'Allemagne, un certain nombre de scénarios « entry-exit » ont été mis en évidence, pour lesquels des actions supplémentaires sont requises, outre les projets de renforcement décrits ci-dessus. Il s'agit principalement des scénarios avec une entrée maximale et une consommation minimale à l'ouest, d'une part, et avec une consommation maximale et une sortie maximale à l'est, d'autre part. Ainsi que déjà mentionné, à côté des restrictions contractuelles et de l'édulcoration des scénarios, un renforcement supplémentaire du réseau constitue une possibilité parmi d'autres.

Etant donné que dans ces scénarios, la capacité ouest-est est le facteur limitatif, le renforcement optimal consiste en un doublement ultérieur de la canalisation RTR après Opwijk. C'est surtout la section Opwijk-Desteldonk qui a le plus d'effet, en raison de la suppression du goulot d'étranglement présentant la plus grande perte de pression, et qui semble suffisante pour tous les scénarios, même pour ceux avec une entrée maximale au nouveau point frontalier à Alveringem.



Extension des capacités de stockage souterrain à Loenhout

La capacité de stockage souterrain à Loenhout est étendue de 15 % jusqu'à un volume utile de 700 millions de m³(n) (volume total : 1.400 millions de m³(n)).

Par ailleurs, la flexibilité de l'utilisation du stockage est renforcée : la capacité d'émission est augmentée de 500.000 à 625.000 m³(n)/h et la capacité d'injection de 250.000 à 325.000 m³(n)/h. La finalisation de l'extension est prévue pour fin 2011.

Seconde extension du terminal de GNL

En 2007 déjà, Fluxys avait lancé une consultation du marché pour voir si les affréteurs étaient intéressés par une deuxième extension du terminal de GNL. Fin mai 2008, plusieurs affréteurs ont déposé un « non-binding capacity form ». Il ressort de la consultation qu'il existe un besoin du marché tant en matière de capacité d'appointement, que de capacité de stockage ou de capacité de regazéification.

En 2009 et 2010, ont été réalisées des études de faisabilité portant à la fois sur les aspects techniques et les aspects touchant à la sécurité. Les administrations concernées en ont débattu en détail : la construction d'un second appointement sur la darse GNL existante et l'installation d'un cinquième réservoir de stockage avec des installations de regazéification supplémentaires sur la presqu'île GNL existante sont acceptables du point de vue de la sécurité. Les procédures d'autorisation pour ces deux projets sont en cours en 2011.

En janvier 2011, le Conseil d'administration de Fluxys LNG avait déjà décidé de construire un deuxième appointement GNL, pour permettre une redondance de l'appointement existant et afin de pouvoir charger des (grands mais principalement des petits) méthaniers supplémentaires (pendant que l'on décharge simultanément sur l'appointement existant). L'appointement pourvu des installations de GNL sera mis en service en 2014. La société portuaire (MBZ) se chargera de la construction de la structure en mer tandis que les installations de GNL seront construites par Fluxys LNG.

Le 3 février 2011, dans le cadre de la consultation en cours, on a demandé aux affréteurs quel était leur intérêt engageant (« binding interest »). Les services offerts au marché consistent en des « slots » classiques (à savoir l'usage de l'appointement, du stockage temporaire dans les réservoirs de stockage de GNL et de la capacité de régazéification), en des « slots » pour pouvoir charger les méthaniers et en capacité de stockage de GNL pure.

Le calendrier de la décision définitive en matière d'investissements pour la construction du cinquième réservoir de stockage de GNL et de ses installations de regazéification est fonction, d'une part, de la demande engageante (« binding commitment ») des affréteurs, et, d'autre part, du cadre réglementaire qui est établi en concertation avec la CREG. En cas de décisions positives, le projet de cinquième réservoir de GNL et des installations de regazéification ad hoc pourra être opérationnel pour la fin 2016.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Investissements destinés au raccordement de nouveaux clients finals

Comme il a été signalé dans la section concernant les hypothèses de croissance du marché, Fluxys s'attend à une forte croissance du segment des centrales électriques alimentées en gaz naturel. Afin de permettre le raccordement de celles-ci et également d'autres nouveaux clients finals, d'importants renforcements locaux s'imposent.

Ces renforcements sont évalués dans l'ensemble du réseau afin d'aboutir à un investissement optimal.

6. Rapport sur les incidences environnementales

Comme signalé au point 1.4.1, la loi du 13 février 2006 prévoit la réalisation d'une évaluation des incidences sur l'environnement, appelée « évaluation stratégique environnementale » (ESE) ou « strategic environmental assessment » (SEA). Celle-ci se matérialise notamment par :

- un répertoire déterminant les incidences environnementales à évaluer et la méthodologie à appliquer à cet effet ;
- un rapport sur les incidences environnementales (RIE).

En juin 2010, un projet de répertoire a été soumis au Comité d'avis SEA (comité réunissant les services publics fédéraux). Les commentaires de celui-ci ont été pris en considération dans le cadre de l'élaboration du RIE. Ce dernier a été clôturé en novembre 2010.

Le RIE est disponible sur le site internet du SPF Economie (<http://economie.fgov.be>).

Les lignes qui suivent exposent successivement la méthodologie de l'ESE et les enseignements principaux du RIE.

6.1. Méthodologie de l'ESE

L'ESE a étudié les effets que peuvent exercer sur l'environnement :

1. le transport et la consommation annuels de gaz naturel, sur la base de l'analyse sectorielle de la demande annuelle et saisonnière de gaz naturel ;
2. la construction et l'exploitation des infrastructures nécessaires à cet effet, sur la base de l'analyse de la demande horaire journalière de pointe et de l'estimation de l'offre et des besoins en infrastructures de gaz naturel y associée.

L'ESE s'est penchée d'abord sur la situation actuelle, puis sur la situation future.

En ce qui concerne la situation future, l'ESE a porté sur les évolutions suivantes :

1. pour le transport et la consommation annuels de gaz naturel, sur deux (ensembles de) scénarios contrastés :
 - le scénario 20/20 target_Nuc du WP21-08 ;
 - le scénario BABI2009_Planif de BABI2009 pour l'industrie, le secteur résidentiel et le secteur tertiaire ainsi que le scénario EPE_Base_Nuc de l'étude prospective électricité 2008-2017 pour le secteur de la production d'électricité, dont les perspectives de consommation ont été additionnées.

Comme les scénarios précités s'inscrivent dans le cadre de la décision du gouvernement fédéral de prolonger de dix ans la durée de vie des trois plus



anciennes centrales nucléaires¹⁴⁰, mais que cette décision n'avait pas été entérinée au moment de la réalisation de l'ESE, une variante prévoyant la fermeture des centrales nucléaires après 40 ans¹⁴¹ a été ajoutée à ces scénarios : la variante BABI2009+EPE_Ref_scen.

2. pour la construction et l'exploitation des infrastructures, sur les investissements programmés par Fluxys.

L'ESE s'est focalisée sur les domaines environnementaux suivants : le paysage, l'air, le climat, le sol et l'occupation de celui-ci, la santé humaine, la biodiversité et les écosystèmes. Elle a permis d'identifier, d'une part, des incidences directes, d'autre part, des incidences indirectes. Ainsi, les incidences sur l'air peuvent, par exemple, produire un effet sur le sol, la faune, la flore et la santé humaine.

L'ESE a débouché sur une comparaison des différents scénarios les uns par rapport aux autres, par rapport à la situation actuelle et par rapport aux normes nationales et européennes. Par exemple, l'on a comparé les émissions de polluants atmosphériques avec les valeurs de la directive sur les plafonds d'émission nationaux (2001/81/CE – directive PEN) et avec les objectifs du protocole de Kyoto.

En raison des nombreuses incertitudes caractérisant le projet d'étude prospective gaz naturel à l'horizon 2020 (par exemple, concernant l'emplacement des nouvelles infrastructures), une évaluation quantitative a seulement pu être réalisée pour l'air et le climat ainsi que pour les domaines influencés par ceux-ci. Pour les autres domaines, seule une évaluation qualitative a pu être effectuée : l'on a décrit les effets potentiels, en renvoyant, pour une évaluation détaillée, aux études d'incidences sur l'environnement de projets (EIE).

6.2. Enseignements principaux du rapport sur les incidences environnementales

Les paragraphes qui suivent reprennent, par domaine environnemental, les incidences les plus marquantes mises en lumière dans le RIE. Ils présentent d'abord la situation actuelle (2008), puis la situation future (2020).

6.2.1. Impact sur le paysage

L'impact sur le paysage est essentiellement le fait des infrastructures. Il convient d'opérer une distinction entre les infrastructures souterraines et les infrastructures de surface. Toutes les canalisations ainsi que le stockage souterrain de Loenhout relèvent des premières. Les stations de détente, les stations de compression, les stations de mesure, les stations de régulation du débit, les stations de mélange et le terminal de GNL de Zeebrugge appartiennent aux secondes.

¹⁴⁰ Prise en octobre 2009.

¹⁴¹ Conformément à la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité (MB du 28.02.2003).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Dans la situation actuelle, les infrastructures souterraines n'ont, dans la plupart des cas, aucune incidence négative sur le paysage. Les infrastructures de surface peuvent, par contre, avoir localement un impact.

Dans la situation future, des incidences risquent de se manifester sur les caractéristiques perceptives du paysage et de causer la perte de certaines valeurs patrimoniales. Ces incidences sont essentiellement fonction de l'emplacement des infrastructures à construire et ne pourront donc être déterminées que dans le cadre des EIE de ces infrastructures.

6.2.2. Altération de l'air

Dans la situation actuelle, en matière d'émissions dans l'air, les objectifs annuels moyens fixés pour le NO₂ en Belgique sont encore dépassés dans les grandes agglomérations. L'objectif annuel moyen pour les PM10 est respecté sur l'ensemble du territoire, mais une partie importante du pays enregistre trop de dépassements de la valeur limite journalière. En matière d'immissions de NO_x, la contribution du transport et de la consommation de gaz naturel à la valeur limite pour la protection de la santé humaine s'élève à 3,5 % maximum.

Dans la situation future, pour tous les scénarios, la contribution du transport et de la consommation de gaz naturel aux immissions de NO_x est inférieure à celle de la situation actuelle, malgré une extension des infrastructures et une augmentation de la consommation. Un dépassement de la valeur limite annuelle dû au transport et à la consommation de gaz naturel n'est dès lors pas à craindre.

6.2.3. Impact sur le climat

Dans la situation actuelle, les émissions de CO₂ du transport et de la consommation de gaz naturel représentent 26,8 % de l'objectif de Kyoto pour la Belgique.

Dans la situation future, pour tous les scénarios, la contribution des émissions de CO₂ du transport et de la consommation de gaz naturel est plus élevée que dans la situation actuelle. Des trois scénarios étudiés, c'est le scénario BABI2009+EPE_Ref_scen qui présente la contribution la plus élevée et le scénario 20/20 target_Nuc la plus faible. Pour tous les scénarios, la contribution est élevée par rapport aux objectifs climatiques en vigueur pour 2008-2012 (protocole de Kyoto).

A l'heure actuelle, il est encore impossible de dire si, après 2012, des plafonds nationaux d'émission seront encore imposés et quels secteurs et activités seront encore éventuellement soumis à ces plafonds. Pour les secteurs auxquels le système d'échange de quotas d'émission de GES s'applique, il est possible que les objectifs de réduction soient fixés au niveau européen.

En outre, il convient de remarquer que le recours croissant au gaz naturel s'accompagne d'une réduction des émissions d'autres sources d'énergie (par exemple, le charbon, le mazout, etc.). Cet aspect n'est pas pris en considération dans le RIE.



6.2.4. Altération du sol

Dans la situation actuelle, le sol est menacé par les phénomènes suivants : pollution, diminution de la teneur en matières organiques, imperméabilisation, érosion, assèchement, densification, diminution de la biodiversité, salinisation et inondation, transport de masse et ravinement. Les dépôts acidifiants moyens maximaux liés au transport et à la consommation de gaz naturel sont limités à 15 Eq A/ha/an pour le territoire belge, ce qui est considéré comme acceptable.

Dans la situation future, la contribution du transport et de la consommation de gaz naturel aux dépôts acidifiants moyens diminue dans toute la Belgique et pour tous les scénarios par rapport à celle de la situation actuelle. Les scénarios BABI2009+EPE_Base_Nuc et 20/20 target_Nuc sont ceux pour lesquels la contribution est la moindre. La contribution maximale pour le territoire belge se monte à 13-14 Eq A/ha/an pour tous les scénarios et est donc considérée comme acceptable.

6.2.5. Modification de l'occupation du sol

Dans la situation actuelle, en Belgique, le sol est occupé d'une part, par des « constructions urbaines », d'« autres constructions » et des « industries » dans les zones urbaines et, d'autre part, par des prés, des champs et des bois. L'emplacement des infrastructures de gaz naturel est indiqué sur le schéma 4.

Dans la situation future, la pose d'une canalisation de gaz naturel ne devrait pas entraîner énormément de changements en termes d'occupation du sol.

6.2.6. Impact sur la santé humaine

L'impact sur la santé humaine du transport et de la consommation de gaz naturel est essentiellement fonction de la qualité de l'air et du sol. Ces aspects ont déjà été évoqués ci-dessus.

La présence d'une infrastructure de gaz naturel peut provoquer un sentiment subjectif d'insécurité chez les riverains. Les exigences légales, les contrôles et les inspections limitent les effets négatifs possibles.

6.2.7. Impact sur la biodiversité

Dans la situation actuelle, environ 12,6 % du territoire belge sont protégés dans le cadre de Natura 2000. 59 types d'habitats y sont recensés. 1,1% du territoire est classé réserve naturelle.

Les effets principaux du transport et de la consommation de gaz naturel sont les suivants : l'emprise d'espace par les infrastructures, l'emprise d'espace par la zone réservée obligatoire au-dessus des canalisations, la disparition d'un biotope précieux, la fragmentation et l'effet barrière ainsi que les nuisances sonores.

Les mêmes effets peuvent se produire dans la situation future. L'emprise sera la même pour les différents scénarios et, dans tous les cas, supérieure à celle de la situation actuelle. Pour la fragmentation et l'effet barrière, comme la localisation des nouvelles

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

installations n'est pas encore connue, l'on ne peut que suggérer des conditions préalables : la construction d'installations doit, dans la mesure du possible, être évitée aux endroits où peut se produire une fragmentation ou un effet barrière. Pour les nuisances sonores, les effets sont limités lorsque l'on tient compte de la présence de zones naturelles lors du choix de l'emplacement des infrastructures. Cependant, ce n'est qu'au niveau de l'EIE que ces nuisances peuvent être étudiées en détail.

6.2.8. Impact sur les écosystèmes

Par écosystème, on entend l'ensemble formé par, d'une part, la faune et la flore, d'autre part, le sol, l'air et l'eau dans lesquels celles-ci évoluent. Comme aucun impact n'est attendu sur l'eau, ce domaine environnemental n'a pas été étudié dans le RIE. La faune, la flore, le sol et l'air ont été évoqués plus haut.

Dans la situation future, il apparaît que, dans les grandes villes, il subsiste un risque de dépassement de la limite de sensibilité inférieure fixée pour le NO₂, ce qui pourrait avoir un impact sur les écosystèmes. De même, un dépassement de la valeur limite annuelle établie pour le NO₂ pour la protection de la végétation demeure possible.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

7. Consultations

Comme indiqué aux points 1.4.1 et 1.5.1, tant la loi du 12 avril 1965 que la loi du 13 février 2006 prévoient que l'EPG soit soumise, à l'état de projet, à consultation.

Dans les points ci-dessous sont exposés brièvement l'organisation et les résultats des différentes consultations.

7.1. Organisation des consultations

Menées conjointement pour des raisons pratiques, les consultations prévues par les lois du 12 avril 1965 et du 13 février 2006 se différencient l'une de l'autre par l'objet et les entités consultées. C'est pourquoi, elles sont évoquées séparément dans les lignes qui suivent.

7.1.1. Consultations prévues par la loi du 12 avril 1965

La loi du 12 avril 1965 prévoit que « le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, le gestionnaire d'installation de stockage du gaz naturel, le gestionnaire d'installation de GNL, la [CREG] et la Banque nationale de Belgique sont consultés » et que « le projet d'étude prospective est soumis pour avis à la Commission interdépartementale du Développement durable et au Conseil central de l'Économie. Les avis sont transmis dans les soixante jours de la demande d'avis. A défaut d'avis, la procédure d'établissement de l'étude prospective est poursuivie. »

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, le gestionnaire d'installation de stockage du gaz naturel, le gestionnaire d'installation de GNL (Fluxys), la CREG et la BNB ont été consultés par le biais de leur participation aux travaux du groupe qui a établi le projet d'EPG.

A la fin décembre 2010, la Commission interdépartementale pour le Développement durable (CIDD) et le Conseil Central de l'Économie (CCE) ont été invités à remettre un avis sur le projet d'EPG.

Les deux instances ont répondu. Cependant, aucune des deux n'a émis d'avis.

La CIDD a préféré s'abstenir, car « les experts qui pourraient se prononcer sur le projet et formuler un avis sont également ceux qui ont rédigé le projet ». En effet, la CIDD est composée de représentants de l'Administration fédérale. Par conséquent, les experts sur qui la CIDD devrait s'appuyer pour remettre un avis au sujet du projet d'EPG sont les fonctionnaires de la DG Énergie ou les experts du BFP. Or, ceux-ci sont les auteurs de l'EPG.

Le CCE a, quant à lui, indiqué qu'il n'était « actuellement pas en mesure de consacrer, à l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à l'horizon 2020, l'examen approfondi qu'elle requiert, ni, a fortiori, d'émettre un avis à son sujet et ce, essentiellement, pour deux raisons. D'une part, parce que [ses] membres constatent que le document qui leur est soumis pour avis devrait, selon les informations dont ils disposent, être actualisé par le nouveau Règlement européen sur la sécurité



d'approvisionnement et qu'ils préfèrent dès lors ne pas se prononcer sur un document qui, dans ces circonstances, ne peut être considéré que comme provisoire. D'autre part, parce qu'ils sont d'avis qu'il serait opportun d'élargir l'analyse au niveau européen en raison de la forte interconnexion entre les différents marchés du gaz. »

7.1.2. Consultations prévues par la loi du 13 février 2006

La loi du 13 février 2006 prévoit la consultation, au sujet du projet d'EPG et du RIE :

- d'instances concernées (Comité d'avis SEA ; Conseil fédéral du développement durable – CFDD ; gouvernements des régions...). « Les avis sont transmis dans les soixante jours de la demande d'avis. A défaut, la procédure est poursuivie. »
- du public. Cette « consultation du public est annoncée, au plus tard quinze jours avant son début, par avis inséré au Moniteur belge, sur le site du Portail fédéral, et au moins par un autre moyen de communication choisi par l'auteur du plan. La consultation publique dure soixante jours et est suspendue entre le 15 juillet et le 15 août. »

Consultation des instances

A la fin décembre 2010, cinq instances ont été consultées : le Comité d'avis SEA, le CFDD et les gouvernements des trois régions (ministres en charge de l'Environnement et de l'Energie).

Le Comité d'avis SEA, le CFDD, la Région de Bruxelles-Capitale (ministre en charge de l'Environnement et de l'Energie), la Wallonie (ministre en charge de l'Energie) et la Région flamande (ministre en charge de l'Energie) ont répondu.

Tous ont émis un avis, sauf le CFDD, qui s'en explique ainsi : « Il semblerait que le document soumis pour avis au Conseil doit être actualisé par le nouveau Règlement européen sur la sécurité d'approvisionnement. Dans ce contexte, le Conseil préfère ne pas émettre d'avis et ce, exceptionnellement. »

Consultation du public

Une consultation du public, axée sur un site internet, a été organisée, du 12 janvier au 12 mars 2011.

Cette consultation du public a été annoncée au Moniteur belge, sur le site du Portail fédéral et sur le site internet du SPF Economie à la fin décembre 2010. Elle a fait l'objet d'un communiqué de presse et d'un courriel aux parties prenantes de la DG Energie et de la Direction générale Environnement du SPF Santé publique, Sécurité de la Chaîne alimentaire et Environnement au début janvier 2011.

Elle a donné lieu à deux réactions : de la part de la CREG et de FEBELIEC¹⁴².

¹⁴² FEBELIEC (Federation of Belgian Industrial Energy Consumers) représente les consommateurs industriels d'électricité et de gaz naturel en Belgique.

7.2. Résultats des consultations

Les avis et réactions sont disponibles sur le site internet du SPF Economie (<http://economie.fgov.be>).

Les lignes qui suivent en résument la teneur et indiquent la manière dont ils ont été pris en considération.

7.2.1. Teneur des avis et réactions

Les avis et réactions contiennent des commentaires positifs, des commentaires négatifs, des demandes de clarification et des suggestions d'améliorations, qui ont trait tant à la forme qu'au fond des documents soumis à consultation.

Parmi les commentaires positifs, l'on soulignera :

- le caractère « intéressant » de l'étude ;
- la bonne description du fonctionnement du marché du gaz naturel et des incertitudes en jeu.

Les commentaires négatifs et les suggestions d'améliorations font principalement état :

- en ce qui concerne le projet d'EPG :
 - de faiblesses dans le processus d'établissement ;
 - d'une obsolescence du contexte législatif et de sa mise en œuvre ;
 - d'une obsolescence des données ;
 - de faiblesses dans la méthodologie ;
 - d'une insuffisance dans l'étendue des analyses ;
 - d'un manque de recommandations ;
- pour ce qui est du RIE :
 - d'une obsolescence du contexte législatif et de sa mise en œuvre ;
 - d'une insuffisance de l'horizon temporel ;
 - de faiblesses dans la méthodologie ;
 - d'une limitation de l'étendue de l'évaluation.



7.2.2. Manière dont les avis et réactions ont été pris en considération

Il convient ici de distinguer le projet d'EPG du RIE. En effet, contrairement au projet d'EPG, le RIE ne doit pas être adapté suite aux consultations. Cependant, comme la DG Energie souhaitait publier ce document sur le site internet du SPF Economie, il a, lui aussi, subi quelques adaptations. Dans ce contexte, n'ont été retenues que les demandes de clarification et les suggestions d'améliorations relatives à la forme du document.

En ce qui concerne le projet d'EPG, certains commentaires négatifs et suggestions d'améliorations relatives au fond du document ont été écartés, car ils se sont révélés incorrects ou en dehors du champ de l'étude. D'autres ont été retenus, mais seront réexaminés et/ou appliqués lors de l'établissement des EPG suivantes, car ils impliquent une refonte trop profonde du projet d'EPG ou l'actualisation d'autres études de trop longue haleine. Le solde a donné lieu à des modifications du projet d'EPG.

Les demandes de clarification et les suggestions d'améliorations relatives à la forme du document ont généralement entraîné des adaptations du projet d'EPG.

L'annexe 4 présente quelques exemples de la manière dont les avis et les réactions ont été pris en considération.

SYNTHÈSE ET ÉLÉMENTS-CLÉS

Au terme de la présente étude, il convient :

- de rappeler les principaux résultats qu'elle a livrés ;
- d'attirer l'attention sur quelques éléments qui influenceront la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique à l'avenir.

Evolution récente de la consommation annuelle de gaz naturel en Belgique

Répartition de la consommation annuelle pour une année de référence

Le tableau 27 présente un résumé de la consommation annuelle belge pour 2008, année choisie comme référence, par secteur d'activité, à savoir la distribution publique (TD), l'industrie connectée au réseau de transport (TI) et la production d'électricité (TE), ainsi que par type de réseau de gaz naturel, c'est-à-dire le réseau de gaz naturel à bas pouvoir calorifique (L) et le réseau de gaz naturel à haut pouvoir calorifique (H). Pour la distribution publique, la consommation est normalisée suivant un profil de température annuel donné.

Tableau 27 : Consommation annuelle de gaz naturel de la Belgique par secteur d'activité et par type de réseau, 2008 (GWH/an)

	L+H	H	L
TD	94.369	49.121	45.249
TD/Total	48,0 %	35,0 %	80,5 %
Réseau/L+H		52,1 %	47,9 %
TI	47.751	39.616	8.135
TI/Total	24,3 %	28,2 %	14,5 %
Réseau/L+H		83,0 %	17,0 %
TE	54.489	51.682	2.806
TE/Total	27,7 %	36,8 %	5,0 %
Réseau/L+H		94,8 %	5,2 %
Total	196.609	140.419	56.190
Réseau/L+H		71,4 %	28,6 %

La consommation annuelle totale approche les 200.000 GWh. La consommation de gaz H représente près des $\frac{3}{4}$ de cette consommation.

Si l'on examine la situation par secteur, la distribution publique constitue le principal consommateur de gaz naturel, puisqu'elle compte pour presque 50 % de la consommation totale. On observe également une répartition presque identique entre les réseaux L et H. Les secteurs de l'industrie et de la production électrique se partagent les 50 % restants de manière presque égale. Ces deux secteurs sont principalement alimentés par le réseau de gaz H (respectivement à raison de 83 % et 95 %).



Si l'on examine la situation par type de réseau, on constate que le profil de répartition diffère fortement en fonction du secteur considéré. Sur le réseau de gaz H, chaque secteur représente environ 1/3 de la consommation. Sur le réseau de gaz L, la distribution publique est, de loin, le principal consommateur (80 %).

Evolution de la consommation annuelle

L'examen de l'évolution de la consommation annuelle de gaz naturel porte sur la période 2001-2008.

Afin de dégager une tendance globale, on examine les principales tendances par secteur d'activité, à la lumière des données reprises dans le tableau 28.

Tableau 28 : Evolution de la consommation annuelle de gaz naturel en Belgique, par secteur d'activité et par type de réseau, 2001-2008 (GWh/an)

	TD			TI			TE			Total		
	L+H	H	L	L+H	H	L	L+H	H	L	L+H	H	L
2001	84.383	42.920	41.463	46.646	38.000	8.645	40.909	39.009	1.900	171.937	119.929	52.008
...
2007	95.802	50.188	45.614	49.873	40.860	9.013	56.674	53.757	2.917	202.349	144.805	57.544
2008	94.369	49.121	45.249	47.751	39.616	8.135	54.489	51.682	2.806	196.609	140.419	56.190
2001-2008	1,6 %	1,9 %	1,3 %	0,3 %	0,6 %	-0,9 %	4,2 %	4,1 %	5,7 %	1,9 %	2,3 %	1,1 %
2001-2007	2,1 %	2,6 %	1,6 %	1,1 %	1,2 %	0,7 %	5,6 %	5,5 %	7,4 %	2,8 %	3,2 %	1,7 %
2007-2008	-1,5 %	-2,1 %	-0,8 %	-4,3 %	-3,0 %	-9,7 %	-3,9 %	-3,9 %	-3,8 %	-2,8 %	-3,0 %	-2,4 %

De nouveau, les chiffres de la *distribution publique* ont été obtenus après normalisation de la consommation suivant un profil de température annuel donné.

Sur la période 2001-2008, la consommation annuelle de la distribution publique a augmenté. La croissance moyenne sur cette période est de 1,6 %. Cette croissance est plus marquée pour le réseau de gaz H (1,9 %) que pour le réseau de gaz L (1,3 %). Si l'on exclut 2008, l'on obtient, pour la période 2001-2007, un taux de croissance annuel moyen de 2,1% tous réseaux confondus et des taux de croissance annuels moyens respectifs de 2,6 % et 1,6 % pour le réseau de gaz H et le réseau de gaz L.

L'année 2008 rompt avec la tendance à l'augmentation. En effet, l'on observe une chute de la consommation de la distribution publique de 1,5 % par rapport à 2007. Cette tendance surprenante eu égard à l'accroissement du nombre de raccordements aux réseaux de gaz naturel, peut s'expliquer ainsi : l'augmentation attendue de la consommation est contrebalancée par une utilisation plus rationnelle de l'énergie résultant soit d'un changement de comportement des consommateurs dans un contexte économique difficile, soit des effets significatifs de la mise en œuvre de mesures d'économie d'énergie (telles que l'amélioration de l'isolation, le recours à des appareils plus performants etc.). Cette tendance à la diminution est plus marquée sur le réseau de gaz H (-2,1 %) que sur le réseau de gaz L (-0,8 %).

Pour ce qui est de l'*industrie*, la consommation annuelle stagne depuis 2003, tant sur le réseau de gaz H que sur le réseau de gaz L. Cette consommation se stabilise respectivement à 40.000 GWh/an et 10.000 GWh/an pour le réseau de gaz H et le réseau de gaz L. L'année 2008 se distingue par un recul de la consommation industrielle totale de gaz naturel de 4,3 % (-9,7 % sur le réseau de gaz L).

La consommation de gaz naturel par les *centrales électriques* est en augmentation constante pour le réseau de gaz H sur la période 2001-2007. La croissance annuelle moyenne observée est de 5,6 %. La production électrique sur le réseau de gaz L est faible et n'a pas d'influence significative sur la consommation totale de gaz naturel par les centrales électriques. Comme pour le secteur de la distribution publique, l'année 2008 se démarque par une chute de la consommation d'environ 4 % par rapport à 2007, amenant la croissance totale sur la période 2001-2008 à 4,2 %.

Portée par la croissance de la distribution publique et de la production électrique, la croissance moyenne annuelle *globale* (tous secteurs confondus) s'élève à 2,8 % sur la période 2001-2007. Un recul de la consommation ayant été enregistré en 2008 pour tous les secteurs, la période 2001-2008 se caractérise par un taux de croissance moyen annuel global inférieur : 1,9 %.

Besoins d'équilibrage saisonniers

Suivant le secteur pris en considération, le profil de prélèvement est plus ou moins fortement influencé par la température extérieure. On constate que la consommation de l'industrie et de la production électrique est faiblement corrélée avec la température extérieure. A contrario, dans la distribution publique, le gaz naturel étant principalement utilisé pour le chauffage, on observe de fortes variations saisonnières, qui nécessitent des outils particuliers.

Les manques durant l'hiver comme les surplus durant l'été nécessitent une gestion de portefeuille dans le chef des fournisseurs et des affréteurs de gaz naturel. Ils peuvent recourir à un certain nombre d'instruments de gestion de la demande saisonnière que sont :

- le stockage de gaz naturel en Belgique (Loenhout pour le gaz H) ou ailleurs ;
- la flexibilité des contrats d'approvisionnement ;
- l'achat et la vente de gaz naturel à court terme ;
- les transactions de swaps entre le marché belge et le marché de transport de frontière à frontière.

Le rapport entre les consommations de gaz naturel pendant le mois de pointe et le mois creux est de 2,2. C'est sur le réseau de gaz L que le rapport de consommation entre le mois de pointe et le mois creux est le plus important, il est de 4,1.

Les besoins d'équilibrage saisonniers moyens sur la période 2004-2008 valent environ 24.000 GWh, ce qui représente 12 % de la consommation annuelle (196.000 GWh). Sur ces 24.000 GWh, environ 22.000 GWh sont destinés au secteur de la distribution publique, soit plus de 90 %. La capacité de stockage de Loenhout (7.560 GWh) couvre environ 70 % des besoins d'équilibrage sur le réseau de gaz H, lesquels s'élèvent à 10.907 GWh. Sur le réseau de gaz L, l'équilibrage saisonnier est principalement assuré par la flexibilité des contrats.



Perspectives d'évolution de la demande de gaz naturel en Belgique à l'horizon 2020

Pour évaluer l'évolution de la demande de gaz naturel d'ici 2020, plusieurs scénarios ont été analysés sur la base d'études récentes. Le cadre de cette analyse est décrit au chapitre 4. Il en ressort les perspectives sectorielles suivantes.

La consommation de gaz naturel dans l'*industrie* (quel que soit le réseau auquel elle est raccordée) devrait repartir à la hausse après une période alternant décroissance et quasi-stagnation. Elle retrouverait, en 2020, un niveau proche de celui enregistré en 2000 : entre 70.400 GWh et 72.680 GWh selon le scénario, comparé à 70.581 GWh en 2000 ; en 2008, la consommation de gaz naturel de l'industrie était de l'ordre de 58.000 GWh¹⁴³.

Ce mouvement de rattrapage est à mettre sur le compte de l'avantage compétitif du gaz naturel par rapport aux autres formes d'énergie dans le contexte, notamment, du paquet énergie-climat et des hypothèses de croissance économique de l'industrie, et en particulier de la chimie, qui représente, à elle seule, plus de la moitié de la consommation industrielle de gaz naturel.

La consommation de gaz naturel dans le *secteur résidentiel* devrait continuer de croître d'ici 2020 sauf si des politiques et mesures en faveur du développement des pompes à chaleur et des chaudières à condensation au gaz naturel et de l'isolation des bâtiments sont mises en œuvre rapidement dans le cadre du paquet énergie-climat. Dans ce cas, la consommation (normalisée) de gaz naturel dans le secteur résidentiel pourrait rester proche du niveau de 2005. Sinon, elle pourrait progresser de 17 %, ou même de 27 %, entre 2005 et 2020 selon le degré de pénétration de cette forme d'énergie auprès des clients résidentiels.

La consommation (normalisée) de gaz naturel devrait progresser dans le *secteur tertiaire* d'ici 2020, mais le taux de croissance de la demande pourrait être limité sensiblement, grâce à la mise en œuvre du paquet énergie-climat : de 29 % dans les scénarios qui ne tiennent pas compte des nouveaux objectifs « gaz à effet de serre » et « renouvelables » pour la Belgique, le taux de croissance pourrait n'être que de 15 % entre 2005 et 2020 si des politiques et mesures ambitieuses d'économie d'énergie et de promotion des énergies renouvelables étaient mises en œuvre rapidement.

La consommation de gaz naturel dans le *secteur électrique* connaît une évolution très contrastée en fonction du scénario étudié. En 2020, les besoins en gaz naturel en tant que combustible pour la production d'électricité peuvent varier d'une forte baisse de 60 % à une hausse de 20 % par rapport à 2005. Les variables « demande électrique », « mesures d'efficacité énergétique », « importations nettes d'électricité », « politique climatique » et « politiques en faveur des renouvelables » jouent un rôle central dans la détermination des besoins en gaz naturel du secteur électrique.

¹⁴³ La différence avec le chiffre présenté au tableau 28 (47.751 GWh) vient de la consommation de l'industrie connectée à la distribution publique.

De manière générale et *ceteris paribus*, on peut dire que plus basse est la demande électrique (en raison d'une croissance économique plus faible, d'une meilleure efficacité énergétique ou de la mise en œuvre de politiques climatiques) et/ou plus élevées sont les importations nettes d'électricité, plus modérés seront les besoins en gaz naturel. La mise en œuvre des objectifs en matière de renouvelables (dans le cadre du paquet énergie-climat) entraîne également une baisse des besoins en gaz naturel dans le secteur de la production d'électricité.

Au niveau de la *demande totale* de gaz naturel, l'analyse conclut à une augmentation entre 2005 et 2020 quel que soit le scénario étudié. La fourchette haute donne une progression de 18 % entre 2005 et 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,1 %. La fourchette basse (qui résulte de la prise en compte de l'impact du paquet énergie-climat) correspond à une croissance plus modérée de l'ordre de 2 % entre 2005 et 2020, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,1 %.

Les perspectives de consommation annuelle totale de gaz naturel ne suffisent pas pour évaluer complètement le degré de sécurité de notre approvisionnement gazier à l'horizon 2020. Pour cela, il faut étudier la demande de pointe.

Demande de pointe et besoins en capacité

La capacité d'importation pour le marché national, appelée aussi capacité d'entrée sur le réseau de transport, et la capacité de transport sont dimensionnées de façon à satisfaire la demande de gaz naturel pendant une situation extrême, soit la demande de pointe. Cette situation extrême est définie en fonction de la survenance concomitante des conditions suivantes :

- les ménages doivent pouvoir se chauffer pendant trois journées consécutives à une température équivalente de -11 °C ;
- le secteur tertiaire doit pouvoir se chauffer pendant trois journées consécutives à une température équivalente de -11 °C ;
- la pointe de consommation maximale de l'industrie, estimée sur une base journalière, doit pouvoir être satisfaite ;
- les centrales électriques au gaz naturel tournent à plein régime ;
- les contrats de transport de frontière à frontière peuvent être honorés au maximum de leur capacité.

La demande de pointe correspond à la demande horaire moyenne lors de la journée de pointe de consommation (DHJP).



Perspectives d'évolution de la demande de pointe

Les perspectives d'évolution de la demande de pointe sont celles des secteurs directement connectés au réseau de transport de gaz naturel.

Pour la *distribution publique*, on estime que la DHJP sera de l'ordre de 1.892 km³(n)/h et 2.100 km³(n)/h respectivement pour le gaz H et pour le gaz L pendant l'hiver 2019/20.

Pour l'*industrie*, on estime que la DHJP pour le gaz H sera de l'ordre de 761 km³(n)/h pendant l'hiver 2019/20.

En ce qui concerne la *production d'électricité*, la DHJP sur le réseau de gaz L représente de faibles quantités (2,4 % de la DHJP total en gaz L ou 3,7 % de la DHJP totale du secteur électrique). On estime que la DHJP restera stable entre l'hiver 2009/10 et l'hiver 2019/20 et avoisinera les 53 km³(n)/h. En ce qui concerne le réseau de gaz H, l'évolution de la DJHP est basée sur les projets connus du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel avec une probabilité de réalisation élevée. Cette connaissance porte sur 5 ans, c'est-à-dire jusqu'à l'hiver 2013/14. Au-delà de cet horizon, les informations dont dispose le gestionnaire de réseau de transport ne permettent pas d'estimer de manière fiable l'évolution de la DJHP. Pour cette raison, la DHJP a été maintenue constante pour les hivers 2014/15 et suivants. On estime que le taux annuel de croissance de la DHJP due à la production électrique sera, en moyenne, de 13,7 % entre l'hiver 2009/10 et l'hiver 2013/14. La demande passera de 1.367 km³(n)/h à 2.283 km³(n)/h, soit presque un doublement de la DHJP.

Perspectives de l'offre de capacité

Le réseau belge de gaz L est alimenté par le réseau de transport Hollandais en gaz L. La jonction entre ces deux réseaux est réalisée entre Hilvarenbeek, côté hollandais et Poppel, côté belge. La capacité d'entrée à Poppel destinée au transport (hors transport de frontière à frontière donc) s'élève à 1.694 km³(n)/h. A cette capacité d'importation, il faut ajouter les 400 km³(n)/h qui peuvent être produits à partir des installations de conversion du gaz H en gaz L de Lillo et Loenhout. L'offre de capacité de gaz L vaut donc 2.094 km³(n)/h. En outre, pour faire face à une pointe hivernale, une capacité supplémentaire de 60 km³(n)/h sera disponible durant les hivers 2012/13 et 2013/14 pour le marché belge (suite aux travaux de la Task Force gaz L).

Pour le gaz H, un renforcement de la capacité d'entrée est prévu pour les 5 prochaines années, qui fera passer cette capacité de 3.734 km³(n)/h (hiver 2009/10) à 6.480 km³(n)/h (hiver 2014/15). Parmi les investissements qui contribueront à cette augmentation, l'on citera le renforcement de la canalisation de transport RTR.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Analyse de l'état de l'offre et de la demande dans les conditions de pointe hivernales (t_{eq} -11 °C)

Pour le réseau de gaz L, on peut estimer qu'il ne devrait pas y avoir de problème de capacité jusqu'à l'hiver 2014/15, même si l'analyse semble montrer un léger déficit durant les hivers 2011/12 et 2013/14.

En effet, il ne faut pas perdre de vue que le modèle utilisé pour définir la DHJP est basé sur la prise en considération des circonstances les plus défavorables. En pratique, ces conditions seront rarement toutes rencontrées simultanément.

Afin de garantir l'approvisionnement et faire face à un manque de gaz L à moyen terme, il y a lieu d'envisager la conversion progressive au gaz H de clients alimentés en gaz L.

Pour ce qui est du réseau de gaz H, la demande de capacité est obtenue en additionnant les DHJP des secteurs de la distribution publique, de l'industrie et du secteur électrique et en y adjoignant les 360 km³(n)/h de gaz H nécessaires aux convertisseurs de Lillo et de Loenhout pour produire les 400 km³(n)/h de gaz L.

L'évolution des besoins en capacité est principalement imputable à la croissance de la demande de gaz naturel à des fins de production électrique. Il a lieu de constater que la capacité de transport interne est suffisante pour alimenter le marché belge. De plus, à partir de l'hiver 2011/12, une capacité de réserve d'environ 1.000 km³(n)/h est disponible sur le réseau de gaz H. Une partie de cette capacité devra être allouée à la conversion au gaz H de zones alimentées en gaz L et pourra également être utilisée dans le cadre d'éventuels nouveaux projets de centrales électriques au gaz naturel après 2015.

Enfin, il n'est pas inutile de rappeler que le marché utilise, à court terme, des flux de transport de frontière à frontière pour les besoins d'approvisionnement des clients finals en Belgique. Cette technique permet d'offrir de la capacité d'entrée additionnelle pour approvisionner le marché belge (en backhaul), laquelle est contractée à Blaregnies H et à Blaregnies L.



Quelques éléments déterminants pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique à l'avenir

Rôle central du gaz naturel dans l'approvisionnement énergétique de la Belgique

En ce qui concerne la Belgique, le rôle important du gaz naturel dans l'approvisionnement énergétique et, en particulier, dans l'approvisionnement en électricité, avait déjà été pointé dans l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017. Avec une politique climatique dynamique et la mise en œuvre de l'objectif « renouvelables », la part du gaz naturel dans le mix énergétique belge devrait augmenter, quoique de façon modérée.

Recommandation

La Direction générale de l'Energie recommande de maintenir un niveau de vigilance élevé par rapport à la situation énergétique de la Belgique, en particulier en ce qui concerne son degré de dépendance par rapport aux importations de gaz naturel dans les années à venir. A cette fin, l'étude prospective concernant la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel sera un outil précieux.

Une avancée significative en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel : le nouveau règlement européen et le « Gas coordination group »

Le recours accru de l'Union européenne à de l'énergie importée constitue un risque important pour la sécurité de son approvisionnement énergétique.

Afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement de l'Europe en gaz naturel, l'Union européenne a adopté un nouveau règlement (994/2010), qui remplace la directive 2004/67/CE. Les grands principes de ce règlement sont les suivants :

- permettre aux acteurs de marché (shippers, gestionnaires de réseau...) de faire face à des perturbations de l'approvisionnement en amont aussi longtemps que possible avant que les Etats n'interviennent ;
- disposer pour cela d'infrastructures de transport suffisantes, d'une transparence du marché permettant de se rendre compte de la situation et de possibilités de gestion de la demande, particulièrement pour les grands consommateurs industriels ;
- au cas où le marché serait incapable de gérer la situation, s'assurer que les Etats membres prennent les mesures appropriées, de façon coordonnée, au niveau régional et au niveau européen.

En outre, ce règlement requiert plus de transparence et d'informations des Etats membres concernant les grands projets d'investissement, notamment en transport et en stockage de gaz naturel.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Les récentes crises d'approvisionnement (par exemple, les crises entre la Russie et l'Ukraine et entre la Russie et la Biélorussie) ont montré combien il était important que les Etats membres se consultent et se coordonnent le plus rapidement possible pour dresser le bilan de leur situation en termes d'approvisionnement et qu'ils se concertent pour envisager les mesures adéquates et pour parler d'une seule voix avec les principaux fournisseurs de gaz naturel. Pour cela, le rôle du « Gas Coordination Group », composé de représentants des États membres, des instances représentatives du secteur ainsi que des consommateurs et présidé par la Commission européenne, est crucial.

La Belgique, plaque tournante du transport de frontière à frontière de gaz naturel

La stratégie d'investissement en infrastructure gazière de la Belgique, en mettant en valeur la situation géographique centrale du pays en Europe du Nord-Ouest, lui a permis de devenir une plaque tournante du transport de frontière à frontière du gaz naturel dans cette région. Cette stratégie a eu pour corollaire un renforcement de la sécurité d'approvisionnement du pays.

En effet, la Belgique possède une infrastructure de transport de gaz naturel très importante, qui la relie directement à des sources d'approvisionnement variées, par l'intermédiaire de larges canalisations internationales (comme l'Interconnector ou le Zeepipe), d'interconnexions avec les pays limitrophes ou encore du terminal gazier de Zeebruges.

Si la consommation domestique de la Belgique tourne actuellement autour des 20 milliards de m³ par an¹⁴⁴, ce sont près de 90 milliards de m³ par an (capacité contractée) qui transitent par notre réseau de transport de gaz naturel, du Nord vers le Sud de l'Europe, de la Russie et de l'Europe de l'Est vers le Royaume-Uni, de ce dernier vers le continent...

Le terminal gazier de Zeebruges occupe également une place importante dans l'approvisionnement de l'Europe du Nord-Ouest. Sa capacité de réception est estimée à plus ou moins 10 % de la capacité transfrontalière totale de l'Europe. La flexibilité offerte par le commerce de GNL est primordiale en cas d'interruption du flux en provenance d'une source « terrestre » (canalisation) ou en cas de conditions météorologiques extrêmes.

Outre sa fonction de terminal, Zeebruges remplit également une fonction de hub, qui lui confère un rôle important dans le commerce international du gaz naturel dans cette région. Cela signifie aussi que les fournisseurs belges peuvent, à tout moment, compter sur une source d'approvisionnement supplémentaire, ce qui augmente le niveau de concurrence.

¹⁴⁴ 19 milliards de m³ par an en 2010.



Recommandation

La position de plaque tournante du transport de frontière à frontière du gaz naturel de la Belgique en Europe du Nord-Ouest plaide en faveur d'un élargissement, à terme, de l'analyse des perspectives de consommation et des besoins en capacités de transport de gaz naturel de la Belgique aux pays voisins. Dorénavant, les autorités en charge de la planification des investissements des différents pays devraient travailler ensemble. Les gestionnaires de réseau européens souhaitent, eux aussi, une concertation en ce domaine, pour éviter des surinvestissements coûteux.

Cas spécifique du gaz L

Une « Task Force gaz L », réunissant les acteurs concernés, a été mise en place à l'initiative du ministre de l'Energie, pour évaluer si l'offre satisfera la demande à moyen et long termes, examiner les possibilités de pallier les déficits éventuels et définir une politique énergétique.

Une des mesures analysées consiste à optimiser la capacité de transport au point d'entrée/sortie franco-belge (réduction du transport de frontière à frontière vers la France, permettant une mise à disposition complémentaire pour le marché belge). Cette mesure contribue à permettre le report temporaire de l'hiver critique de deux ans et pendant deux années. Cette période doit être mise à profit pour préparer les actions techniques, économiques et réglementaires qui s'imposent.

C'est cependant une autre option, la conversion partielle d'une zone (zone de la Campine limbourgeoise) qui a été retenue, car elle présente plusieurs avantages :

- résoudre de manière définitive la problématique de l'approvisionnement en gaz L de cette zone ;
- convertir en gaz H une partie significative de la clientèle industrielle alimentée en gaz L ;
- absorber la croissance du marché du gaz L par réallocation des volumes libérés par la conversion de cette zone ;
- réduire de manière progressive le taux de croissance global du marché du gaz L, dans la mesure où la conversion des zones à forte croissance en gaz L peut être techniquement privilégiée (ce qui est le cas de la zone de la Campine limbourgeoise).

Selon la Task Force, il importe de veiller à ce que le marché du gaz L stagne au niveau de la capacité d'entrée et à ce que la croissance soit couverte par la conversion de clients du gaz L au gaz H. Si l'on peut compter sur une assistance du transport de frontière à frontière de gaz L en direction de la France via des garanties contractuelles et si la politique énergétique défend cette option, il n'est pas nécessaire que de nouveaux clients soient convertis du gaz L au gaz H d'ici l'hiver 2019-2020. Cela

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

signifie aussi qu'une attention politique de la Belgique vis-à-vis des pays concernés est nécessaire.

Problématique des délais

La problématique des délais, mise en évidence dans l'étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017 pour la production et le transport d'électricité, est également présente dans le secteur du gaz naturel, quoique sans doute de manière moins criante.

Néanmoins, dans le secteur du transport de gaz naturel, les délais sont très longs (de 4 à 5 ans), ce qui rend difficiles et risquées les négociations commerciales. Comme pour les lignes électriques, la pose de nouvelles canalisations de transport requiert de nombreuses procédures et de nombreuses autorisations émanant de différents niveaux de pouvoir (fédéral, régional, local...).

Recommandation

La Direction générale de l'Energie recommande, à l'instar du gestionnaire de réseau de transport (Fluxys), d'améliorer l'efficacité (de l'application) des procédures d'octroi des autorisations (par exemple, via un guichet unique).

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

ANNEXES

Annexe 1 : Degrés-jours et degrés-jours équivalents

Pour plus d'explications sur les degrés-jours, l'on consultera le site <http://www.synergrid.be>.

Pour un jour donné, les degrés sont égaux à la différence entre 16,5 °C et la température moyenne mesurée par l'IRM à Uccle.

Par exemple, si la température moyenne d'un jour a été de -2 °C, le nombre de degrés-jours pour cette journée est de 18,5 °C (DJ = 16,5 - (-2)). Si la température moyenne d'une journée est supérieure à 16,5 °C, on prend la valeur 0.

Dans la présente étude, les « degrés-jours équivalents » (DJéq), tels que définis par Synergrid, sont utilisés comme référence pour les besoins en gaz naturel réels pour le chauffage. On tient donc compte du tampon thermique des bâtiments via l'enregistrement des besoins en chauffage des deux jours précédents.

Deux exemples de calcul :

jour 1 : température moyenne en journée de 18 °C	jour 1 : température moyenne en journée de -2 °C
jour 2 : température moyenne en journée de 14 °C	jour 2 : température moyenne en journée de +3 °C
jour 3 : température moyenne en journée de 12 °C	jour 3 : température moyenne en journée de -4 °C
alors	alors
DJ (jour 1) = 0	DJ (jour 1) = 18,5
DJ (jour 2) = 2,5	DJ (jour 2) = 13,5
DJ (jour 3) = 4,5	DJ (jour 3) = 20,5
DJéq (jour 3) = 3,45	DJéq (jour 3) = 18,2

Dans l'étude, la demande de gaz naturel estimée pour le chauffage sur les réseaux de distribution est corrigée pour la température.

Pour la correction des consommations annuelles et mensuelles d'après un « profil de température normal » (t° norm.), les degrés-jours équivalents moyens sont pris pour la période 1976-2005. Le nombre moyen de DJéq sur une base annuelle pendant ces 30 ans s'élève à 2.415 DJéq.

Pour la correction des consommations annuelles et mensuelles d'après un « profil de température extrême » (t° extrême), les degrés-jours équivalents sont pris pour la période 1962/63, caractérisée par un hiver extrêmement froid. Le DJéq annuel pour le profil de température extrême s'élève à 3.040 DJéq. Les besoins en chauffage pour ce profil de température sont par conséquent supérieurs de 26 % au profil moyen pendant la période 1976-2005.

Les deux profils de température sont représentés au tableau 29.



Tableau 29 : Profil de température normal et profil de température extrême (DJéq)

	DJéq (t° norm.)	DJéq (t° extrême)
J	417	648
F	367	520
M	306	329
A	219	208
M	110	161
J	48	32
J	17	13
A	16	47
S	65	68
O	166	175
N	298	349
D	386	490
Total	2.415	3.040

Annexe 2 : Impact de la fermeture des centrales nucléaires sur le secteur du gaz naturel

La loi du 31 janvier 2003¹⁴⁵ stipule que les centrales nucléaires destinées à la production industrielle d'électricité à partir de la fission de combustibles nucléaires seront désactivées quarante ans après la date de leur mise en service industrielle et ne pourront plus produire d'électricité dès cet instant. En octobre 2009, le gouvernement a déclaré, à la suite de la publication du rapport GEMIX décrivant le mix énergétique idéal pour la Belgique à l'horizon 2020 et 2030, vouloir prolonger de dix ans la durée de vie des trois centrales nucléaires les plus anciennes et, ce faisant, a modifié le calendrier initial de la sortie progressive du nucléaire.

Etant donné que cette déclaration n'a pas été entérinée¹⁴⁶, nous analysons, dans cette annexe, les effets de la mise en œuvre intégrale de la loi du 31 janvier 2003. Pour rappel, le chapitre 4 décrit les besoins futurs en gaz naturel du secteur de la production électrique dans le cas de la prolongation de la durée de vie opérationnelle des trois centrales nucléaires les plus anciennes, puisque c'était l'idée qui prédominait au moment de l'élaboration de la présente étude prospective.

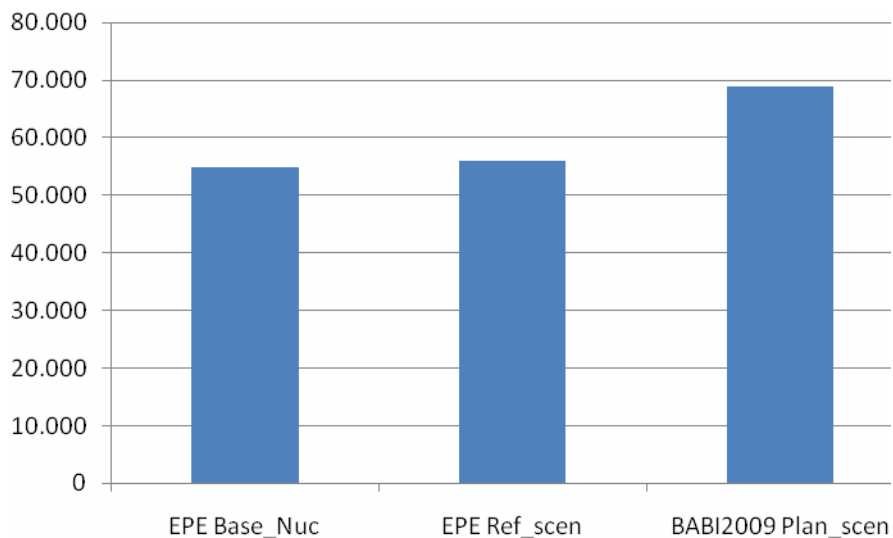
Pour pouvoir quantifier cet impact, nous devons disposer de scénarios qui reposent sur l'hypothèse de la fermeture des trois réacteurs nucléaires les plus anciens. Le scénario de référence de l'étude prospective électricité (EPE) en est un exemple : il table sur la fermeture, en 2015, des trois centrales nucléaires les plus anciennes. Pour mesurer l'impact de la fermeture de ces unités sur les besoins en gaz naturel du secteur électrique, nous confrontons ce scénario de référence (EPE Ref_scen) avec le scénario Base_Nuc (sans sortie du nucléaire en 2015). Ensuite, les résultats des scénarios EPE sont comparés aux résultats du « scénario de planification » de l'étude BABI2009, qui s'inscrit également dans la philosophie de sortie du nucléaire.

¹⁴⁵ Sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité (MB du 28.2.2003).

¹⁴⁶ Juillet 2011.



Graphique 60 : Impact de la sortie du nucléaire sur les besoins en gaz naturel du secteur de la production d'électricité et de vapeur, comparaison EPE et BABI2009, 2020 (GWh-PCS)



Sources : PRIMES, EPE (2009), CREG (2009)

Le graphique 60 met en évidence que les besoins en gaz naturel sont comparables dans les deux scénarios EPE, à savoir le scénario Base_Nuc, qui ne prévoit pas de désactivation de centrales après 40 années de service, mais bien une prolongation de durée de vie de 20 ans¹⁴⁷, et le scénario de fermeture (scénario EPE Ref_scen). L'écart se limite à 1.100 GWh. En d'autres termes, les besoins en gaz naturel en cas de fermeture des trois centrales les plus anciennes sont, en 2020, près de 2% plus élevés qu'en cas de prolongement de durée de vie. Cet écart somme toute négligeable est dû au fait que le scénario de référence de l'EPE se caractérise par un niveau d'importation sensiblement plus élevé (12,7 TWh contre 3,8 TWh dans le scénario Base_Nuc en 2020). Cela signifie que l'énergie nucléaire produite est en grande partie remplacée par des importations et que les besoins en gaz naturel, du moins à l'horizon 2020, ne sont pas sensiblement affectés.

L'écart entre les deux scénarios EPE est bien moindre que l'écart entre les scénarios EPE et le scénario BABI2009. Cela s'explique par la méthodologie sous-jacente aux deux études. En effet, l'étude BABI2009 intègre toutes les unités dont la construction a été annoncée d'ici 2020, alors que les scénarios EPE se fondent sur les

¹⁴⁷ Les scénarios « nucléaires » alternatifs dans l'EPE (dont Base_Nuc) ne correspondent pas exactement aux déclarations gouvernementales d'octobre 2009. Les scénarios Nuc dans l'EPE se basent sur un prolongement de 20 ans de toutes les centrales nucléaires en service, alors que le gouvernement ne parle que d'un prolongement de 10 ans de la durée de vie opérationnelle des trois centrales les plus anciennes (Doel 1 et 2, Tihange 1). A l'horizon 2020, cela ne fait toutefois aucune différence.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

investissements totaux dans les centrales au gaz naturel décidés en 2006 et sur les investissements endogènes (estimés opportuns par le modèle). L'écart au niveau des besoins en gaz naturel pour la production électrique entre BABI2009 (avec sortie du nucléaire) et le scénario Base_Nuc (sans sortie du nucléaire) représente environ 14.000 GWh.

Annexe 3 : Description du simulateur SIMONE

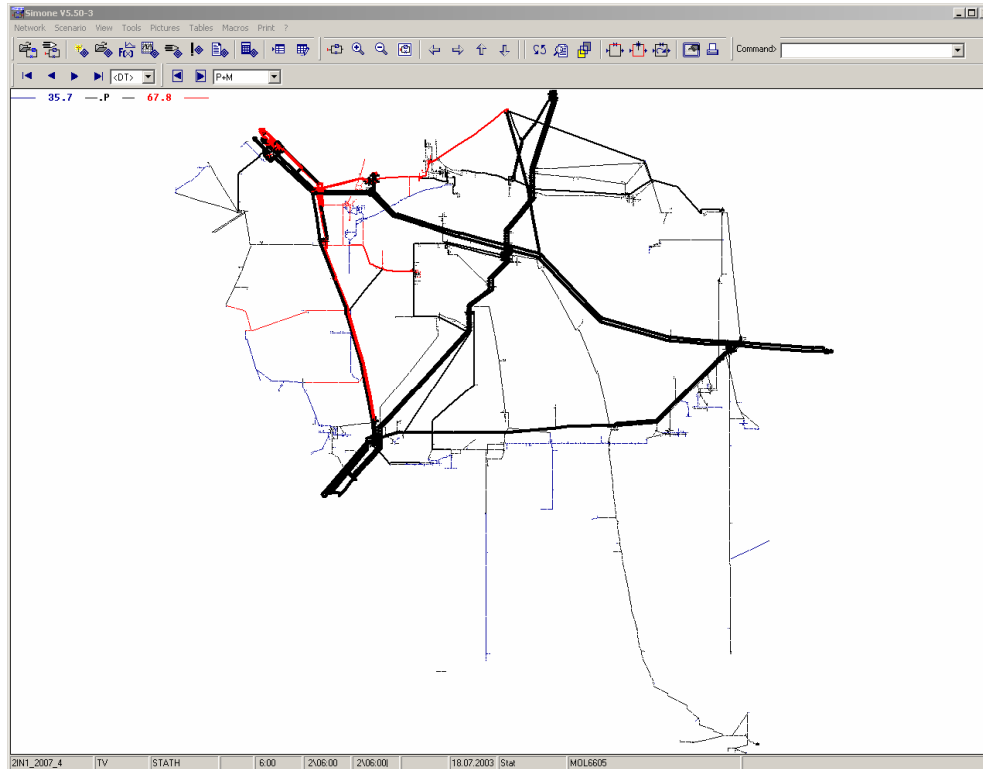
Description de l'outil de simulation

Fluxys utilise le logiciel de simulation SIMONE (version 5.54) livré par Liwacom pour simuler le réseau de transport de gaz naturel. Ce logiciel permet des simulations tant statiques que dynamiques. Dans le premier cas, il y a équilibre entre les flux de gaz naturel d'entrée et de sortie, qui sont alors constants, en on calcule une situation d'équilibre non dépendante du temps ; dans le deuxième cas, on peut prévoir tous les flux d'un profil temporel, et on calcule l'état du réseau en fonction du temps en conséquence de ces flux. Le calcul se fait par la mesure, à chaque emplacement géographique du réseau, de la pression et du débit de gaz, avec en plus certains paramètres dérivés (la vitesse du gaz, sa composition, sa température, etc.).

La topologie du réseau de transport (voir photo 2) a été incluse dans le simulateur, sous forme suffisamment détaillée pour permettre une simulation entièrement fonctionnelle des mouvements du gaz naturel dans le réseau :

- tous les points d'entrée du réseau pour les flux de gaz naturel d'entrée, avec toutes les limites de pression et de débit et la résistance au flux des stations de mesure ;
- toutes les conduites de transport, avec les données exactes de longueur, de diamètre et d'élévation par rapport au niveau de la mer ;
- toutes les stations de réduction de pression, de régulation du débit et de compression, avec leurs caractéristiques de flux et avec les fermetures nécessaires pour rendre possibles toutes les configurations fonctionnelles du transfert de gaz naturel ;
- tous les consommateurs finals avec leur pression garantie, pour les flux de transfert de gaz naturel sortants ;
- tous les points de sortie du réseau pour les flux de gaz naturel de transport de frontière à frontière de sortie, avec toutes les limites de pression et de débit et la résistance au flux des stations de mesure.

Photo 2 : Topologie du réseau de transport



Source : Fluxys (2008)

Les données à transférer au simulateur avant de pouvoir faire un calcul sont :

- les débits ou les conditions de pression pour tous les points d'entrée ;
- les débits ou les conditions de pression pour tous les points de sortie ;
- la configuration du transfert de gaz naturel dans toutes les stations (source d'entrée et destination de sortie) et la régulation de la station (pression de sortie ou d'entrée, débit, etc.), et dans le cas d'une simulation dynamique, le profil des débits et le tampon horaire pour la régulation. La saisie de ces données se fait soit manuellement, par l'interface utilisateur de SIMONE, soit depuis un autre logiciel, par l'intermédiaire de l'API (Application Programming Interface).

Après l'exécution de la simulation, les résultats peuvent être visualisés par l'interface utilisateur du logiciel lui-même, ou récupérés par un autre logiciel, par l'intermédiaire de l'API, pour une analyse plus détaillée.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Application de l'outil de simulation par Fluxys

Comme décrit ci-dessus, le logiciel de simulation SIMONE est le moteur de calcul qui calcule l'état du réseau résultant d'un scénario donné de flux d'entrée et de sortie et d'une configuration de réglages. La préparation des données à envoyer au simulateur, le démarrage de la simulation et la récupération des résultats de la simulation pour interprétation et traitement ont lieu dans une application de l'environnement Excell, qui communique avec le simulateur par l'API.

Le modèle commercial de Fluxys offre une flexibilité d'équilibrage de base liée à la capacité ; en sus, les shippers peuvent obtenir une flexibilité supplémentaire. Une grande partie de cette tolérance d'équilibrage est réalisée, du point de vue technique, par le linepack (tampon de gaz naturel dans le réseau entre la situation de pression extrêmement élevée et de pression extrêmement basse). Ceci veut dire qu'il est nécessaire, dans la simulation, de vérifier non seulement la capacité statistique du réseau, mais également la disponibilité de linepack. Ceci se fait soit par une simulation dynamique, soit par une simulation statique de deux situations de pression extrême, où la différence entre la quantité de gaz naturel présente dans le réseau en situation de haute pression et de basse pression donne le linepack disponible. La situation de haute pression est celle où la pression maximale admise règne aux points d'entrée ou de sortie des stations de compression, la situation de basse pression est celle où la pression minimale garantie règne chez les consommateurs finals ou aux points de sortie.

Pour la vérification de la capacité disponible aux points d'entrée, on a choisi la méthode statique, c'est à dire l'évaluation des pressions minimales garanties sur le réseau dans la situation de haute pression, et l'évaluation du linepack disponible par rapport au linepack nécessaire (pour satisfaire les besoins de flexibilité), par le calcul de la situation de haute pression et de la situation de basse pression. Cette méthode permet un processus itératif qui permet de maximiser la capacité d'entrée par le réglage optimal des éléments actifs du réseau (stations de réduction de pression, de réglage du débit, de compression). Ce calcul donne les limitations du réseau au niveau des entrées, et donc les investissements nécessaires sur les axes principaux pour étendre la capacité d'entrée.

Pour la vérification de la capacité de prélèvement local, la méthode dynamique convient mieux, car elle permet de vérifier la pression minimale au niveau du point de prélèvement par l'application du profil de prélèvement. C'est cette pression minimale garantie qui détermine quels investissements locaux sont nécessaires.

Les deux méthodes sont appliquées par Fluxys pour fixer les investissements nécessaires et leur timing, sur la base d'hypothèses de croissance, tant au niveau de l'entrée que du prélèvement, et d'analyses de la pire éventualité pour le transport de frontière à frontière et pour le transport interne.

De plus, la méthode statique est utilisée pour la vérification de capacité côté entrée, suite à la demande de capacité de transport par un convoyeur, et préalablement au passage d'un contrat de capacité. On vérifie alors également la capacité de sortie correspondante, sur la base de simulations dynamiques antérieures du réseau local sur lequel se trouve le consommateur final.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Annexe 4 : Exemples de la manière dont les avis et les réactions émis lors des consultations ont été pris en considération

Le tableau 30 illustre la manière dont les avis et réactions formulés lors des consultations menées en application des lois du 12 avril 1965 et du 13 février 2006 ont été traités.

Il reprend, de manière synthétique, quelques commentaires, sélectionnés en fonction de leur fréquence et/ou de leur intérêt. Pour chacun d'eux, il indique le thème et le(s) auteur(s), la réponse donnée et la possibilité d'en tenir compte, en précisant le moment (dans le cadre de l'EPG actuelle et/ou dans celui des EPG suivantes) et éventuellement la manière.

Il se penche d'abord sur les commentaires concernant le projet d'EPG, puis sur ceux relatifs au RIE, en distinguant les grandes catégories mentionnées au point 7.2.1.



Tableau 30 : Exemples de la manière dont les avis et les réactions émis lors des consultations ont été pris en considération

Commentaire		Réponse	Possible d'en tenir compte ?/ Moment ¹⁴⁸ / Manière
Thème	Auteur(s)		
Projet d'EPG			
<i>Faiblesses dans le processus d'établissement</i>			
Implication trop tardive des régions, en aval de l'établissement du projet d'EPG	Région de Bruxelles-Capitale Wallonie	Ni la loi du 12 avril 1965 ni celle du 13 février 2006 ne prévoient de concertation avec les régions au cours de l'établissement du projet d'EPG. La loi du 13 février 2006 impose que l'avis des régions soit demandé, mais au sujet du projet d'EPG et du MER, c'est-à-dire lorsque le projet d'EPG est terminé.	Peut-être/ EPG suivantes
<i>Obsolescence du contexte législatif et de sa mise en œuvre</i>			
Non prise en considération du règlement (UE) n°994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil	CCE ¹⁴⁹ CFDD ¹⁴⁹ CREG Région flamande	Le règlement 994/2010, qui était à l'état de proposition au moment de la rédaction du projet d'EPG, est décrit de façon détaillée au point 2.7. du projet d'EPG. Cet acte législatif n'a pu être pris en considération, car il a été adopté bien après la clôture des analyses contenues dans le projet d'EPG (la rédaction des textes s'est terminée en mai 2010).	Oui/ EPG actuelle et EPG suivantes/ <ul style="list-style-type: none"> EPG actuelle : actualisation des parties descriptives, mais non des parties analytiques EPG suivantes : prise en considération dans l'ensemble de l'étude
Non prise en considération de l'arrêté royal du 23 décembre 2010 relatif au code de bonne conduite en matière d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, à l'installation de stockage de gaz naturel et à l'installation de GNL et portant modification de l'arrêté royal du 12 juin 2001 relatif aux conditions générales de fourniture de gaz naturel et aux conditions d'octroi des	CREG Région flamande	L'arrêté royal relatif au code de bonne conduite est évoqué à la p. 79 (version FR)/76 (version NL) du projet d'EPG, où il est question de la révision de l'arrêté royal du 4 avril 2003. Cet acte législatif n'a pu être pris en considération, car il a été adopté bien après la clôture des analyses contenues dans le projet d'EPG (la rédaction des textes s'est terminée en mai 2010).	Oui/ EPG actuelle et EPG suivantes/ <ul style="list-style-type: none"> EPG actuelle : actualisation des parties descriptives, mais non des

¹⁴⁸ EPG actuelle et/ou EPG suivantes.

¹⁴⁹ Le CCE et le CFDD n'ont pas émis d'avis à proprement parler, mais les raisons qu'ils allèguent pour cela constituent une forme d'avis.

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

autorisations de fourniture de gaz naturel			parties analytiques
			<ul style="list-style-type: none"> • EPG suivantes : prise en considération dans l'ensemble de l'étude
<i>Obsolescence des données</i>			
Inadéquation de 2005 comme année de référence des simulations réalisées avec le modèle PRIMES	CREG	L'année de référence utilisée pour des projections énergétiques est un facteur important, mais il n'est pas le seul. De plus, parmi l'ensemble des facteurs qui déterminent la consommation d'une forme d'énergie à un horizon de 10-15 ans ¹⁵⁰ , l'année de référence n'est pas le plus conséquent. Les facteurs les plus conséquents sont la croissance économique, le prix des énergies et, dans le secteur électrique, les importations nettes d'électricité et l'hypothèse relative au nucléaire. A posteriori, le choix de l'année 2005 comme année de référence s'avère un choix pertinent dans la mesure où les années plus récentes et, plus précisément 2008, 2009 ou 2010, sont des années marquées par la crise économique et financière et donc non représentatives des consommations de l'industrie et du secteur électrique à un horizon de 10-15 ans (cf. avis de la Wallonie).	Non
Absence de lien avec le plan décennal de développement du réseau européen élaboré par l'ENTSOG	CREG	Le 1 ^{er} plan décennal a été publié par ENTSOG le 17 février 2011, soit bien après la clôture du projet d'EPG (mai 2010).	Oui/ EPG suivantes
Caractère dépassé du programme indicatif d'investissement 2008-2017 de Fluxys, étant donné la publication d'un programme indicatif d'investissement 2010-2019 (2011)	CREG	Le programme indicatif d'investissement 2010-2019 de Fluxys a été publié après la clôture du projet d'EPG (mai 2010). Cependant, une grande partie des évolutions intervenues entre le moment d'établissement du programme 2008-2017 et celui du programme 2010-2019 ont été intégrées dans le projet d'EPG.	Oui/ EPG actuelle et EPG suivantes/ <ul style="list-style-type: none"> • EPG actuelle : actualisation des parties à caractère descriptif, mais non des parties à caractère analytique • EPG suivantes : prise en considération dans l'ensemble de l'étude

¹⁵⁰ Le rôle de l'année de référence d'une projection diminue lorsque l'horizon de la projection augmente.



Faiblesses dans la méthodologie

Nécessité d'un modèle qui génère des débits, tel que PEGASUS	CREG	La DG Energie a développé une méthodologie permettant de générer le même type de résultats que celui fourni par PEGASUS.	Non
<i>Insuffisance dans l'étendue des analyses</i>			
Insuffisance des paramètres à la base de l'évaluation de la demande, dont :			
<ul style="list-style-type: none"> intégration insuffisante de la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, étant donné que la déclaration du gouvernement fédéral d'octobre 2009 de prolonger de 10 ans la durée de vie des trois plus anciennes centrales nucléaires n'a pas été entérinée 	Région de Bruxelles-Capitale Wallonie	<p>Ce type de limite est inhérent à un exercice tel que l'EPG, caractérisé par un long processus d'établissement. Dans le cas de l'EPG, la procédure prévue par la loi du 12 avril 1965, déjà lourde, est encore alourdie par celle de la loi du 13 février 2006, particulièrement complexe. Par conséquent, entre le moment où l'analyse quantitative est réalisée et celui où le projet d'EPG et le RIE sont soumis à consultation, il s'écoule un temps important. Pendant ce temps, peuvent se produire de multiples événements économiques, politiques, législatifs... susceptibles d'avoir une influence sur le contenu de l'EPG.</p> <p>En ce qui concerne la question nucléaire, les auteurs de l'EPG ont été confrontés à une évolution politique particulièrement contrastée entre le début du processus d'établissement, au printemps 2007, et la clôture, au printemps 2010, du projet d'EPG. En effet, durant cette période, le gouvernement fédéral a décidé de prolonger la durée de vie des trois plus anciennes centrales nucléaires, sur la base des conclusions du groupe GEMIX, et a démissionné, sans avoir eu le temps d'entériner cette décision.</p>	Oui/ EPG actuelle et EPG suivantes/ EPG actuelle : déjà pris en considération
<ul style="list-style-type: none"> négligence du développement du biogaz 	Région de Bruxelles-Capitale Région flamande Wallonie	<p>Sur le plan de la consommation, le biogaz est pris en considération dans le projet d'EPG, via sa présence parmi les SER apparaissant dans les études à la base de l'analyse du chapitre 4.</p> <p>Sur le plan des infrastructures, le biogaz n'est pas pris en considération dans le projet d'EPG, car :</p> <ul style="list-style-type: none"> les perspectives de raccordement d'installations de biogaz au réseau de transport à l'horizon du projet d'EPG sont actuellement négligeables. L'injection de biogaz (après épuration et enrichissement) aura surtout lieu au niveau du réseau de distribution, qui ne fait pas partie du champ de l'EPG ; le raccordement d'installations de biogaz au réseau de transport nécessite encore une étude de l'impact de la composition de ce type de gaz sur les infrastructures de transport ainsi que sur les appareils à gaz. 	Oui/ EPG actuelle et EPG suivantes/ EPG actuelle : déjà pris partiellement en considération
Négligence du transport de frontière à frontière	CREG Région flamande Wallonie	Le projet d'EPG tient compte du transport de frontière à frontière : dans le chapitre 5, la capacité de transport disponible pour la consommation interne est obtenue en soustrayant de la capacité	Oui/ EPG actuelle et EPG suivantes/ EPG actuelle :

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

		totale la capacité nécessaire pour honorer les contrats de transport de frontière à frontière.	déjà pris en considération
<i>Manque de recommandations</i>			
Concernant une définition légale des conditions météorologiques extrêmes	Région flamande	<p>Dans un souci de continuité, les hypothèses qui ont été retenues pour le projet d'EPG sont les critères d'approvisionnement entérinés par le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz naturel avant la libéralisation, puis retenus par la CREG pour réaliser les deux plans indicatifs qui ont suivi la libéralisation.</p> <p>En 2007-2008, l'idée de réglementer en la matière a été abandonnée, sachant que, par ailleurs, dans un délai raisonnable, des critères d'approvisionnement verraient le jour dans le cadre du règlement 994/2010.</p> <p>Les critères qui auront été retenus dans le cadre du règlement 994/2010 devraient servir, selon toute vraisemblance, d'hypothèses de base pour les EPG suivantes.</p>	Non
RIE			
<i>Obsolescence du contexte législatif et de sa mise en œuvre</i>			
Non prise en considération du paquet énergie-climat	Comité d'avis SEA Wallonie	<p>Ce type de limite est inhérent à un exercice tel que l'EPG, caractérisé par un long processus d'établissement. Dans le cas de l'EPG, la procédure prévue par la loi du 12 avril 1965, déjà lourde, est encore alourdie par celle de la loi du 13 février 2006, particulièrement complexe. Par conséquent, entre le moment où l'analyse quantitative est réalisée et celui où le projet d'EPG et le RIE sont soumis à consultation, il s'écoule un temps important. Pendant ce temps, peuvent se produire de multiples événements économiques, politiques, législatifs... susceptibles d'avoir une influence sur le contenu de l'EPG.</p> <p>Il est vrai que tous les scénarios ne tiennent pas compte du paquet énergie-climat. C'est notamment le cas de ceux issus de l'EPE 2008-2017, dont l'analyse quantitative a été réalisée avant l'adoption du paquet. Néanmoins, cette lacune est compensée par l'utilisation des résultats de l'étude de l'impact du paquet européen énergie-climat sur le système économique et énergétique belge.</p>	Oui/ EPG actuelle et EPG suivantes/ EPG actuelle : déjà pris en considération
<i>Insuffisance de l'horizon temporel</i>			
Dans la mesure où certaines incidences sur l'environnement se feront surtout sentir à long terme (après 2020)	Comité d'avis SEA	<p>Cette problématique peut être prise en considération de deux manières :</p> <ul style="list-style-type: none"> par la répétition périodique (prévue par la loi) de l'établissement de l'EPG et, partant, du RIE : ces incidences sur l'environnement seront étudiées de manière plus approfondie dans le cadre des EPG suivantes ; par l'extension de l'horizon temporel de l'EPG et, partant, du RIE : bien qu'il ait déjà été étendu de 3 ans par rapport au minimum légal (10 ans) dans l'EPG actuelle, il pourrait être augmenté davantage pour ce qui est du 	Oui/ EPG suivantes



transport et de la consommation de gaz naturel. En effet, PRIMES permet de réaliser des simulations sur une période allant jusqu'à 30 ans. Néanmoins, étendre l'horizon temporel de l'EPG actuelle impliquerait une nouvelle analyse, demanderait plusieurs mois et reviendrait à élaborer une nouvelle étude. Par ailleurs, il faut garder à l'esprit que bien qu'elle soit qualifiée de « prospective » dans la loi du 12 avril 1965, l'EPG ne relève pas de la démarche prospective, qui intègre le « temps long » et se caractérise par un horizon temporel bien supérieur à celui de l'EPG (de l'ordre de plusieurs dizaines d'années). En conclusion, une augmentation de l'horizon temporel n'est pas envisageable dans le cadre de l'EPG actuelle, mais pourra être envisagée, dans une certaine mesure, dans celui des EPG suivantes.

Faiblesses dans la méthodologie

Manque de pertinence de la comparaison des scénarios entre eux et avec la situation actuelle

Comité d'avis SEA

Le choix des scénarios a été réalisé lors de l'établissement du projet d'EPG et constitue un « input » du RIE.

Pour pouvoir évaluer l'impact d'un phénomène, il est nécessaire de comparer la situation planifiée avec une situation de référence, pour laquelle des données fiables sont disponibles. C'est la raison pour laquelle la situation actuelle a été choisie comme situation de référence.

Peut-être/
EPG suivantes

Limitation de l'étendue de l'évaluation

Insuffisance de la prise en considération des incidences sur l'environnement des infrastructures nouvelles et des effets cumulés des infrastructures existantes et nouvelles (construction et exploitation)

Comité d'avis SEA

Le RIE est basé sur les données du projet d'EPG ainsi que sur les données mises à disposition par Fluxys concernant les unités de transport existantes et les nouvelles infrastructures prévues. Les données disponibles ont été entièrement intégrées dans le RIE.

Etant donné que les principales canalisations nouvelles seront posées sur le même tracé que des canalisations existantes, l'impact restera limité lors de la phase d'exploitation et il n'y aura qu'un impact temporaire lors de la phase de construction.

Plus précisément, les incidences des infrastructures de gaz naturel sont prises en considération pour 5 des 8 thèmes étudiés (air, climat, sol, santé humaine, écosystèmes). Pour des thèmes tels que le paysage, l'occupation du sol et la biodiversité, l'impact dépend de l'emplacement des futures infrastructures (qui ne sont pas encore connues). Pour les principales liaisons est-ouest et nord-sud, on a par ailleurs opté pour un doublement du tracé existant, afin de ne pas être confronté, lors de la phase d'exploitation, à des incidences supplémentaires en matière d'effet barrière et de modification de l'occupation du sol. De plus, les incidences telles que l'effet barrière, les nuisances sonores, la modification de l'occupation du sol et autres, qui concernent des extensions plus limitées des infrastructures (principalement le raccordement de nouvelles centrales au gaz) doivent être étudiées

Non

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

dans un RIE de **projet**. S'agissant du présent RIE, qui est un RIE de **plan**, la description de ces incidences est adaptée au niveau de l'ESE.

<p>Négligence des interactions entre les différentes sources d'énergie et de leurs effets positifs ou négatifs sur l'environnement</p>	<p>Comité d'avis SEA</p>	<p>Le RIE se base sur les données du projet d'EPG ainsi que sur les données de Fluxys. Le projet d'EPG n'a pas permis d'extraire des données relatives à un glissement au sein des sources d'énergie. Les études de base donnent, quant à elles, plus d'informations, mais à un niveau d'agrégation supérieur.</p> <p>Enfin, il convient de rappeler ici qu'une EPG a pour objectif de concourir à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la Belgique. Comme en atteste l'article 15/13 de la loi du 12 avril 1965, dans lequel est défini son contenu, l'EPG doit se focaliser sur le gaz naturel. C'est un exercice différent de celui mené par le groupe GEMIX, chargé, en 2008-2009, de déterminer le mix énergétique idéal pour la Belgique aux horizons 2020 et 2030.</p>	<p>Oui/ EPG actuelle/ Partiellement : sur base des documents sur lesquels repose l'EPG (WP21-08...), on abordera, d'une manière descriptive, les incidences d'une substitution.</p>
--	--------------------------	--	---

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

BIBLIOGRAPHIE

Documents

Belgique, *Plan d'action national en matière d'énergies renouvelables (conformément à la Directive 2009/28/CE)*, novembre 2010.

Bossier F., D. Devogelaer, D. Gusbin, F. Verschueren, *Impact of the EU Energy and Climate Package on the Belgian energy system and economy*, WP 21-08, Bureau fédéral du Plan, novembre 2008.

Bureau fédéral du Plan en FOD Economie (AD SEI), *Perspectives de population 2007-2060*, Planning Paper 105, mai 2008.

Bureau fédéral du Plan, *La politique climatique post-2012 : analyse de scénarios de réductions d'émissions aux horizons 2020 et 2050*, étude commandée par le Ministre de l'Environnement, juillet 2006 .

Bureau fédéral du Plan, *Perspectives économiques 2009-2014*, mai 2009.

Commission européenne, DG Environnement, *L'action de l'UE pour lutter contre le changement climatique - Le système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE)*, 2009.

Commission européenne, DG TREN, *European Energy and Transport : trends to 2030 – Update 2007*, avril 2008.

Commission européenne, Eurostat, *Statistiques Environnement en Energie*.

CREG, *Etude relative au besoin en approvisionnement en gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le développement de l'infrastructure 2009-2020*, 13 juillet 2009.

Devogelaer D., D. Gusbin, *Perspectives énergétiques pour la Belgique à l'horizon 2030 dans un contexte de changement climatique*, Planning Paper 102, Bureau fédéral du Plan, octobre 2007.

Institut des Comptes nationaux, *Budget économique 2009-2011*, Bureau fédéral du Plan, septembre 2009.

SPF Economie (DG Energie), Bureau fédéral du Plan, *Etude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité 2008-2017*, décembre 2009.

Sites internet

Association Royale des Gaziers Belges (ARGB), <http://www.gaznaturel.be/>

BP, Statistiques, <http://www.bp.com>

Commission européenne, http://ec.europa.eu/index_en.htm



CRISP, <http://www.crisp.be/>

Eurostat, Statistiques européennes, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

Fluxys, <http://www.fluxys.com>

Sibelga, Statistiques, <http://www.sibelga.be>

Synergrid, Statistiques, <http://www.synergrid.be>

Thomson Reuters, <http://online.thomsonreuters.com/datastream/>

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Unités

km³(n)	kilo (mille, 10 ³) mètre cube normalisé
Mm³(n)	mega (million, 10 ⁶) mètre cube normalisé
Gm³(n)	giga (milliard, 10 ⁹) mètre cube normalisé
tep	Tonne équivalent pétrole

Acronymes

AWG-KP	Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol
AWG-LCA	Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative Action under the Convention
BABI2009	Etude relative au besoin en approvisionnement en gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le développement de l'infrastructure 2009-2020
BFP	Bureau fédéral du Plan
BNB	Banque nationale de Belgique
BRUGEL	Bruxelles Gaz Electricité (Commission de régulation pour l'énergie en Région de Bruxelles-Capitale)
CCE	Conseil Central de l'Economie
CECA	Communauté européenne du Charbon et de l'Acier
CFDD	Conseil fédéral du développement durable
CH₄	Méthane
CIDD	Commission interdépartementale pour le Développement durable
CO₂	Dioxyde de carbone



COP	Conference of the Parties
COV	Composé organique volatil
CPAS	Centre public d'action sociale
CREG	Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
CV	Certificat vert
CWaPE	Commission wallonne pour l'énergie
DG TREN	Directorate-General for Transport and Energy
DHJP	Demande horaire moyenne lors de la journée de pointe de consommation
DJ	Degré-jour
DJeq	Degré-jour équivalent
EIE	Etudes d'incidences sur l'environnement de projets
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPE	Etude prospective électricité
EPG	Etude prospective gaz (naturel)
ESE	Evaluation stratégique environnementale
ETS	Emission Trading System
Gaz-F	Gaz fluorés
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GTS	Gas Transport Services
NEC	National Emission Ceilings
NH₃	Ammoniac
N₂O	Protoxyde d'azote

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

NOx	Oxydes d'azote
PAEE	Plan d'action d'efficacité énergétique
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PECC	Programme européen sur le changement climatique
PIB	Produit intérieur brut
RBC	Région de Bruxelles-Capitale
REDD+	Reducing Emissions from Deforestation and Forest Degradation
RER	Réseau express régional
RF	Région flamande
RIE	Rapport sur les incidences environnementales
SER	Sources d'énergie renouvelables
SO₂	Dioxyde de soufre
TD	Consommation de gaz naturel du secteur de la distribution publique
TE	Consommation de gaz naturel du secteur de la production électrique directement connecté au réseau de transport
TI	Consommation de gaz naturel du secteur de l'industrie directement connecté au réseau de transport
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
UE	Union européenne
URE	Utilisation rationnelle de l'énergie
VREG	Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteit en de Gasmarkt
W	Wallonie
WP21-08	Etude de l'impact du paquet européen énergie-climat sur le système économique et énergétique belge

GLOSSAIRE

Accès des tiers au réseau (ATR)	Droit reconnu à chaque utilisateur (client, distributeur, producteur) d'accéder aux réseaux de transport et de distribution moyennant la signature d'un contrat d'accès et le paiement d'un droit d'accès.
Affréteur	Toute personne physique ou morale ayant conclu un contrat d'acheminement avec Fluxys.
Biogaz	Résultat de la fermentation anaérobie (en l'absence d'oxygène) des déchets organiques (les déchets ménagers, les boues des stations d'épuration, les effluents agricoles et les effluents des industries agroalimentaires etc.). Il contient, entre autres, du méthane (50 %), identique au gaz naturel. Il peut faire l'objet d'une valorisation électrique ou thermique.
Bottom-up	Correspondant au mouvement ascendant des informations de la base vers le haut.
Consommateur résidentiel	Consommateur dont l'essentiel de la consommation de gaz naturel est destiné à l'usage domestique.
Code de bonne conduite	Enonce entre autres que les opérateurs de transport de gaz naturel doivent publier les conditions principales d'accès à leurs infrastructures. Ces conditions principales, approuvées par la CREG en 2004, constituent un ensemble de règles opérationnelles et commerciales qui définissent le cadre dans lequel Fluxys et Fluxys LNG concluent des contrats avec les utilisateurs de l'infrastructure de transport, de stockage et de GNL.
Congestion	Toute situation dans laquelle la demande de capacité ferme est supérieure à la capacité disponible.
Demande de pointe	Demande horaire moyenne lors de la journée de pointe de consommation.
Ecosystème	Unité biologique de base formée par le milieu et les organismes qui y vivent (animaux et végétaux).
Energie éolienne	Energie produite à partir d'un équipement doté d'ailes ou de pales qui font tourner un axe afin de capter l'énergie cinétique du vent. La quantité d'énergie éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent.



Equilibre du réseau

Equilibre atteint sur un réseau de transport par période d'équilibrage par le fait que la quantité de gaz naturel injectée par les utilisateurs du réseau dans le réseau de transport est égale à la quantité de gaz naturel qu'ils prélèvent sur celui-ci (arrêté royal du 04.04.2003 relatif au code de bonne conduite en matière d'accès aux réseaux de transport pour le gaz naturel, art. 2.36 - MB du 02.05.2003).

Eurostat

Direction générale de la Commission européenne chargée de l'information statistique à l'échelle communautaire (appellation officielle : Office statistique de l'Union européenne).

Figaz

Fédération des Industries du Gaz.

Gaz conventionnel

Forme la plus exploitée de gaz naturel. Son processus de formation est similaire à celui du pétrole. C'est principalement ce type de gaz naturel qui alimente le marché international du gaz naturel et ses réseaux de transport par gazoducs et méthaniers.

Gaz non conventionnel

Gaz naturel piégé dans des roches de faible perméabilité et difficiles d'accès. Son extraction nécessite des méthodes spécifiques coûteuses (forages horizontaux et fracturation de la roche par propulsion à haute pression d'un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques).

Il existe plusieurs sortes de gaz non conventionnel, dont :

- le gaz de schiste, ancêtre géologique du gaz conventionnel, qui se forme dans des roches à grains fins comme l'argile ;
- le gaz de charbon (ou grisou), vapeurs de méthane emprisonnées dans le minerai de charbon.

Gazoduc

Canalisation destinée au transport de matières gazeuses sous pression, la plupart du temps des hydrocarbures, sur de longues distances.

Gazoduc de transport interne ou de frontière à frontière

Conduite destinée à l'acheminement sous haute pression du gaz traité (déshydraté, désulfuré...) aux portes des zones urbaines ou des sites industriels de consommation.

Hub de Zeebruges

Un des principaux marchés à court terme du gaz naturel en Europe continentale.

Zeebruges est le centre du réseau de transport de gaz naturel en

« Créer les conditions d'un fonctionnement compétitif, durable et équilibré du marché des biens et services en Belgique. »

Belgique et du réseau de gaz naturel d'Europe occidentale. C'est à Zeebruges qu'arrive par bateau le gaz naturel liquéfié et que se croisent deux axes de transport essentiels : l'axe Est/Ouest reliant la Russie au Royaume-Uni et l'axe Nord/Sud reliant la Norvège au sud de l'Europe.

Immission

Concentration mesurée dans l'environnement et résultant des émissions des activités humaines.

La mesure de l'immission d'un milieu est représentative de la qualité de ce milieu.

Intercommunale

Association de communes dans le but de gérer des matières d'intérêt public.

Le rôle des intercommunales en Belgique est de fédérer, sur le territoire de plusieurs communes, des services communs. Ainsi, une même intercommunale peut offrir, par exemple, des services de fourniture d'électricité sur le territoire de plusieurs communes.

Interconnexion

Ligne de transport qui traverse ou franchit la frontière entre deux Etats membres, à la seule fin de relier les systèmes de transport de ces États (directive européenne 2003/55/CE, art. 2.17).

Linepack

Tampon de gaz naturel dans le réseau entre la situation de pression extrêmement élevée et de pression extrêmement basse.

Non-binding capacity form

En français : souscription de capacité non-engagée.

Offshore

En mer, au large des côtes (utilisé pour la localisation des parcs d'éoliennes).

Open season

Procédure de consultation et d'appel au marché pour réaliser de nouveaux investissements et faciliter l'attribution de nouvelles capacités.

PCI

Quantité de chaleur libérée par la combustion complète de $1\text{m}^3(\text{n})$ de gaz sous une pression atmosphérique standard de 1,01325 bar, lorsque l'eau contenue dans les produits de la combustion reste à l'état de vapeur. Il s'exprime en $\text{kWh}/\text{m}(\text{n})^3$.

PCS

Quantité de chaleur ($\text{kWh}/\text{m}(\text{n})^3$) libérée par la combustion complète de $1\text{m}^3(\text{n})$ de gaz sous une pression atmosphérique standard de 1,01325 bar, lorsque l'eau contenue dans les produits de la combustion est ramenée à l'état liquide. Il s'exprime en $\text{kWh}/\text{m}(\text{n})^3$.

Point d'entrée

Tout point physique d'un réseau de transport permettant l'injection du gaz naturel sur ce même réseau.



Probabilité d'occurrence	Probabilité qu'un risque survienne.
Shipper	En français : affréteur (voir ci-dessus).
Station de compression	Installation qui permet de maintenir la pression dans le réseau de transport de gaz naturel. Le transport du gaz naturel par canalisation nécessite une certaine pression. Or, la pression du gaz naturel diminue peu à peu suite aux frottements des molécules contre les parois des conduites.
Synergrid	Fédération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz en Belgique.
Terminal de GNL	Installation conçue pour décharger et charger les navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL). Au terminal de Zeebruges, le GNL est conservé dans un stockage tampon pendant quelques jours et est ensuite injecté dans le réseau après avoir été regazéifié.
Trading	Opération d'achat et de vente réalisée dans l'espoir d'en tirer un profit à court terme.
Transaction SPOT	Transaction dont le prix est fixé au moment de l'accord, mais qui peut être ajusté avec un court préavis.
Upstream	Terme couramment utilisé pour désigner le secteur responsable de la recherche de pétrole et de gaz naturel sous la terre ou sous l'eau, ainsi que du forage des puits d'exploration et d'exploitation.
Veiller à l'intégrité du réseau	Garantir l'équilibre du réseau de gaz naturel et veiller à son bon fonctionnement par l'utilisation de différentes règles techniques et commerciales.



Rue du Progrès, 50
B-1210 Bruxelles
N° d'entreprise : 0314.595.348
<http://economie.fgov.be>