



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tél. :02/289.76.11  
Fax :02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION  
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

**RAPPORT ANNUEL 2009 DE LA  
BELGIQUE**

**A**

**LA COMMISSION EUROPÉENNE**

9 juillet 2009

## TABLE DES MATIERES

<b>1.</b>	<b>Avant-propos</b>	<b>6</b>
<b>2.</b>	<b>Principaux développements sur les marchés de l'électricité et du gaz</b>	<b>8</b>
2.1.	Marché de gros	8
2.2.	Marché de détail	13
2.3.	Infrastructure	20
2.4.	Régulation / Découpage	21
2.5.	Sécurité d'approvisionnement	30
2.6.	Conclusions générales en ce qui concerne le cadre légal	32
<b>3.</b>	<b>Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité</b>	<b>33</b>
3.1.	Régulation [Article 23(1) sauf « h »]	33
3.2.	Aspects concurrentiels [Article 23(8) et 23(1)(h)]	48
<b>4.</b>	<b>Régulation et fonctionnement du marché du gaz naturel</b>	<b>77</b>
4.1.	Régulation [Article 25(1)]	77
4.2.	Aspects concurrentiels [Article 25(1)(h)]	92
<b>5.</b>	<b>Sécurité d'approvisionnement</b>	<b>114</b>
5.1.	Electricité [Article 4 et 2005/89/EC Article 7]	114
5.2.	Gaz [Article 5 et 2004/67/EC Article 5]	124
<b>6.</b>	<b>Obligations de service public [Articles 3(9) électricité et 3(6) gaz]</b>	<b>147</b>
6.1.	Niveau fédéral	147
6.2.	Niveau régional	148

### Annexe 1 :

Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique  
Année 2008 - Statistiques de marché

## LISTE DES TABLEAUX

1.	Fourniture nette aux clients raccordés aux réseaux à tension supérieure à 70 kV pour les années 2007 et 2008	8
2.	Evolution du switching	14
3.	Dynamique du switching	15
4.	Structure de propriété d'Elia (27/04/2009)	44
5.	Parts de marché fournisseur sur la base du nombre de points d'accès, répartis par clients résidentiels (mesurés annuellement)	53
6.	Parts de marché fournisseur exprimées en nombre total de clients Professionnels électricité (points d'accès)	53
7.	HHI et HHInd électricité	54
8.	Indice de concentration	54
9.	Facteurs incitant le client à changer de fournisseur (électricité)	57
10.	Evolution des prix (au 31/12/2008)	61
11.	Evolution des prix (au 31/12/2007)	61
12.	Plaintes et demandes d'informations	61
13.	Nombre de MWh fournis en 2008	65
14.	Nombre total de points de fourniture au dernier jour du mois de décembre 2008	68
15.	Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2007-2008 en €/MWh	69
16.	Parts de marché des fournisseurs exprimées en nombre total de clients résidentiels gaz naturel	99
17.	Parts de marché des fournisseurs exprimées en nombre total de clients professionnels gaz naturel (point d'accès)	100
18.	Gaz HHI et HHLne	100
19.	Indice C3 gaz naturel	100
20.	Facteurs incitant le client à changer de fournisseur (gaz naturel)	103
21.	Changement de fournisseur (gaz naturel)	104
22.	Nombre de MWh fournis en 2008	107
23.	Nombre total de points de fourniture au dernier jour de décembre 2008	108
24.	Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2007-2008 en €/MWh	109
25.	Energie et puissance de pointe demandées au cours de la période 2006-2008	114
26.	Projections de l'énergie et de la puissance de pointe demandées au cours de la période 2009-2013	114
27.	Répartition de la capacité installée par type de centrale connectée au réseau ELIA en 2008	116
28.	Répartition de l'énergie produite par type d'énergie primaire en 2008	117
29.	Puissance de production installée (en kW) par source d'énergie et par année de mise en service	123
30.	Consommation totale de gaz naturel belge sur la période 2004-2008 (H+L, en GWh)	124
31.	Répartition de la consommation belge totale de gaz naturel en gaz et en gaz L sur la période 2004-2008	125
32.	Répartition par secteur de la demande belge de gaz naturel entre 2001 et 2008	126
33.	Parts des importateurs de gaz naturel actifs (H+L, parts dans l'énergie transportée)	129

34.	<b>Estimation de la capacité d'importation par an et de la capacité de débit/heure de la zone d'importation de Zeebrugues en 2008</b>	<b>134</b>
-----	---	------------

## LISTE DES FIGURES

1.	<b>Flux de gaz naturel en Belgique : transit/importations (ratio et tendance)</b>	<b>11</b>
2.	<b>Dynamique de marché - électricité</b>	<b>14</b>
3.	<b>Dynamique de marché – gaz naturel</b>	<b>15</b>
4.	<b>Evolution des moyennes mensuelles de la capacité proposée en J-1 sur l'interconnexion avec la France</b>	<b>34</b>
5.	<b>Electricité , sur la base des volumes</b>	<b>51</b>
6.	<b>Electricité, sur la base de points d'accès</b>	<b>52</b>
7.	<b>Evolution de la facture d'électricité pour les clients résidentiels présentant une consommation (1.600 kWh de consommation de jour et 1.900kWh de nuit sur une base annuelle)</b>	<b>58</b>
8.	<b>Evolution de la facture d'électricité pour les petits clients professionnels électricité présentant une consommation de 50 MWh (29.000 kWh de consommation de jour et 21.000 kWh de consommation de nuit sur une base annuelle)</b>	<b>59</b>
9.	<b>Eléments du prix de l'électricité pour les clients résidentiels présentant une consommation moyenne</b>	<b>60</b>
10.	<b>Eléments du prix de l'électricité pour les petits clients professionnels présentant une consommation de 50 MWh</b>	<b>60</b>
11.	<b>Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en Région de Bruxelles-Capitale sur base de l'énergie livrée en 2008</b>	<b>67</b>
11bis.	<b>Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en Région flamande sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2008</b>	<b>67</b>
12.	<b>Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2007-2008 en E/MWh</b>	<b>70</b>
13.	<b>Actionnariat de Fluxys (au 31.12.2008)</b>	<b>89</b>
14.	<b>Marché du gros : volume des ventes en 2008</b>	<b>93</b>
15.	<b>Parts de marché des fournisseurs exprimés en nombre total de clients résidentiels gaz naturel</b>	<b>98</b>
16.	<b>Gaz naturel, sur base de points d'accès</b>	<b>99</b>
17.	<b>Evolution de la facture de gaz naturel pour les clients résidentiels se chauffant au gaz naturel avec une consommation moyenne (23.260 kWh sur une base annuelle)</b>	<b>101</b>
18.	<b>Eléments du prix du gaz naturel pour les clients résidentiels qui se chauffent au gaz naturel présentant une consommation moyenne</b>	<b>102</b>
19.	<b>Parts de marché des fournisseurs de gaz naturels actifs en Région de Bruxelles-Capitale sur base de l'énergie livrée en 2008</b>	<b>106</b>
20.	<b>Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs en Région de Bruxelles-Capitale sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2008</b>	<b>107</b>
21.	<b>Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2007-2008</b>	<b>109</b>
22.	<b>Distribution par secteur de la demande belge de gaz H et L en 2008 et 2007 (en TWh)</b>	<b>126</b>

23.	Evolution de la consommation de gaz naturel par secteur pendant la période 1990-2008 (1991=100), adaptée selon les variations de climat	127
24.	Flux de gaz naturel en Belgique : importation* versus transit	128
25.	Parts des importateurs actifs sur le réseau de transport de gaz naturel en 2008	130
26.	Les routes d'approvisionnement pour le marché du gaz naturel belge 2004-2008 (H+L, parts mesurées en énergie)	131
27.	Répartition de l'approvisionnement en gaz naturel sur les points d'entrée en 2008 (% volume annuel)	132
28.	Répartition de la consommation de gaz naturel au sein de l'UE en 2007 (en milliards de m <sup>3</sup> (n))	133
29.	Demande de volume Totale (TWh, t <sup>o</sup> norm, H+L	135
30.	Sources d'approvisionnement pour le marché belge en 2008 via l'approche de portefeuille (H+L, parts en énergie)	136
31.	Les types de contrats d'approvisionnement pour le marché belge 2000-2008 (H+L, parts en %)	145

## 1. Avant-propos

Le présent rapport, élaboré en étroite collaboration avec les régulateurs régionaux (la VREG pour la Flandre, CWaPE pour la Wallonie et BRUGEL pour Bruxelles) et la Direction générale Energie du Service Public Fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie, couvre l'année 2008.

L'année 2008 a été marquée par d'importantes évolutions du paysage énergétique belge.

Une première évolution marquante qui s'est produite au cours de l'année passée est liée à la fusion de GDF et Suez, non seulement parce que cette fusion a donné naissance à un important acteur au niveau mondial, mais aussi parce qu'elle est liée à la prise d'un certain nombre de mesures visant à améliorer la concurrence sur le marché belge, principalement dans le secteur du gaz naturel. Conformément à ses engagements à l'égard de la Commission européenne, Suez a entre-temps cédé ses parts dans Distrigas et a permis au holding Publigas d'acquérir la majorité du capital de Fluxys. Le transfert par Suez de sa participation dans Distrigas à Eni n'a été définitivement scellé qu'à la fin du mois d'octobre 2008, ce qui implique que les conséquences de cette transaction sur le marché du gaz naturel ne se feront véritablement sentir qu'à partir de 2009. Les transactions liées au paquet d'actions de Suez dans Fluxys ne seront quant à elles entièrement accomplies qu'en 2009. La suppression de la participation majoritaire de Suez dans Fluxys renforce l'indépendance du gestionnaire de réseau.

Notons également la création de Fluxys International, comportant des dispositions particulières afin de garantir une certaine indépendance liée au fonctionnement du terminal de Zeebruges et aux investissements dans ce dernier.

Dans le secteur de l'électricité, l'annonce de l'échange d'environ 1.700 MW de capacité de production entre Electrabel et E.ON a constitué l'événement le plus notable de l'année 2008. Suez s'y était engagée envers l'Etat belge dans le cadre de la « Pax electrica II ».

Toutes ces évolutions peuvent être qualifiées de structurelles et volontaristes, étant donné qu'elles modifient sensiblement la structure des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Bien qu'elles soient nécessaires pour l'amélioration du fonctionnement du marché et de la concurrence, l'avenir nous dira si elles sont suffisantes pour garantir les meilleurs prix aux consommateurs.

En outre, l'année 2008 a été caractérisée par un certain nombre d'évolutions qui peuvent avoir une influence importante sur le fonctionnement de la concurrence sur le marché de l'électricité et le marché du gaz naturel. Ainsi, la capacité belge d'importation de gaz naturel liquéfié a été

doublée en 2008 (en raison de la mise en service par Fluxys LNG d'un quatrième réservoir de stockage et de la multiplication par deux de l'installation de gazéification sur le site du terminal GNL à Zeebruges) ; différents transformateurs-déphaseurs ont été mis en service, ce qui a une influence favorable sur la possibilité d'échange d'énergie électrique avec les pays voisins ; et le principe de « netting » des nominations contraires a été introduit sur les interconnexions avec la France et les Pays-Bas, ce qui a eu pour résultat une utilisation plus efficace de la capacité d'interconnexion sur le réseau électrique.

Faisons également référence à l'élargissement des compétences de la CREG, qui s'est vue attribuer de nouvelles missions liées au contrôle des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Désormais, la CREG est chargée de la surveillance de la concurrence sur les marchés et du monitoring des marchés, tout en veillant aux intérêts essentiels des consommateurs ; elle peut formuler des avis et proposer toute mesure en matière de prix ou favorisant le bon fonctionnement et la transparence sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel. Cet élargissement des missions du régulateur fédéral, dont les compétences se limitaient jusqu'à présent aux activités du réseau de transport et de distribution, se rapporte spécifiquement aux activités permettant la concurrence, à savoir la production, l'importation et la fourniture, qui déterminent la majeure partie de la facture finale des consommateurs.

L'année 2009 sera aussi assurément une année très importante pour le marché belge de l'énergie. Outre l'acquisition effective en 2009 d'une participation majoritaire par le holding Publigaz dans le gestionnaire du réseau Fluxys, l'acquisition d'une participation majoritaire par EdF dans le deuxième producteur belge SPE a également été annoncée entre-temps. Au niveau européen, l'adoption en 2009 du troisième paquet législatif relatif au marché interne énergétique formera bien entendu une nouvelle étape importante dans l'évolution et la libéralisation des marchés de l'énergie.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Possemiers', with a long horizontal stroke extending to the left.

François Possemiers  
Président du Comité de direction

## 2. Principaux développements sur les marchés de l'électricité et du gaz

### 2.1 Marché de gros

#### a. Développement relatif à la concentration du marché

##### *Electricité*

Le tableau ci-dessous indique les parts de marché d'Electrabel S.A. et des autres fournisseurs en ce qui concerne la fourniture d'électricité nette<sup>1</sup> aux grands clients industriels raccordés au réseau de transport fédéral (réseau dont la tension est supérieure à 70 kV et pour lequel le règlement technique est d'application). D'après une première estimation, la part de marché d'Electrabel S.A. s'élève à environ 84,0%, ce qui équivaut à une diminution d'environ 3,7 points de pourcentage par rapport à 2007. Le volume total d'énergie prélevé par les clients finals du réseau de transport a baissé de 14.211,3 GWh en 2007 à 13.653,6 GWh en 2008. Aucun point d'accès du réseau de transport fédéral n'a changé de fournisseur en 2008.

Tableau 1 : Fourniture nette aux clients raccordés aux réseaux à tension supérieure à 70 kV pour les années 2007 et 2008

<b>Fournisseurs</b>	<b>Site de consommation 1<sup>er</sup> jan. 2008</b>	<b>Site de consommation 31 déc. 2008</b>	<b>Energie prélevée en 2007 (GWh)</b>	<b>Energie prélevée en 2008 (GWh)</b>
Electrabel S.A.	63	67	12.468,6 (87,7 %)	11.470,3 (84,0 %)
Autres fournisseurs	13	13	1.742,7 (12,3 %)	2.183,3 (14,0 %)
<b>Total</b>	<b>72*</b>	<b>76*</b>	<b>14.211,3</b>	<b>13.653,6</b>

\* Quatre sites de consommation ont été approvisionnés en même temps par deux fournisseurs

Source : Elia (données provisoires, janvier 2009)

##### *Gaz naturel*

En ce qui concerne l'évolution de la concentration sur le marché de gros du gaz se reporter au chapitre 4.2.1. ainsi qu'aux statistiques de marché liées à l'année 2008 repris dans l'annexe 1.

<sup>1</sup> Ces chiffres ne tiennent pas compte de l'énergie fournie directement par la production locale.



## **b. Intégration du marché**

### ***Electricité***

En Belgique, les importations physiques nettes d'énergie électrique se sont élevées à environ 10,6 TWh en 2008<sup>2</sup>, soit une augmentation de quelques 4 TWh par rapport à 2007. Cette évolution ramène les importations physiques nettes à un niveau comparable à celui de 2006 (10 TWh). En 2008, les importations physiques brutes se sont élevées à environ 17,1 TWh contre 15,7 TWh en 2007. Les exportations physiques brutes se sont réduites quant à elles à 6,6 TWh en 2008 contre 9,0 TWh en 2007.

Le volume global des capacités commerciales proposées aux frontières au cours de l'année 2008 n'a pas subi d'évolution significative par rapport à l'année précédente.

En ce qui concerne le calcul des capacités commerciales, une part importante des capacités physiques est réservée comme marge de sécurité pour les flux de bouclage au travers de la Belgique, vu leur importance et leur imprévisibilité.

La gestion des congestions sur les frontières belges est organisée au moyen d'enchères explicites aux horizons annuels et mensuels et sur base d'enchères implicites à l'horizon journalier (mécanisme de couplage des marchés organisés en J-1), ci-après Belpex DAM ou DAM pour *Day-Ahead Market*. L'interconnexion avec la France dispose en outre d'un mécanisme d'allocation de la capacité infra-journalière basé sur un prorata amélioré depuis mai 2007. Un mécanisme semblable sera installé en 2009 sur l'interconnexion avec les Pays-Bas.

Le DAM entre la Belgique (Belpex DAM), les Pays-Bas (APX DAM) et la France (Pownext DAM) a été couronné de succès en 2008 : les trois marchés n'ont en effet que rarement fonctionné de manière isolée, soit 0,8% du temps. Belpex DAM affiche les mêmes prix que Pownext DAM pendant 84 % du temps et qu'APX DAM pendant 84 % du temps.

Les rentes de congestions s'élèvent à un total de 82,7 M€ en 2008.

### ***Gaz naturel***

Le réseau de transport de gaz naturel belge assure à la fois l'approvisionnement en gaz naturel du marché national et le transit de gaz naturel destiné aux autres marchés européens. Il existe un approvisionnement en gaz naturel depuis la Norvège, les Pays-Bas, le Royaume-Uni,

---

<sup>2</sup> Source : ELIA - données provisoires, janvier 2009.

l'Allemagne (notamment pays de transit pour le gaz naturel russe) et les pays qui produisent du gaz naturel liquide. Le transit de gaz naturel est destiné principalement aux Pays-Bas, à l'Allemagne, au Grand-duché de Luxembourg, à la France et à l'Europe du Sud.

Sur la période 2000-2008, 42,1 % des flux de gaz naturel en moyenne étaient destinés à l'approvisionnement national et 57,9 % au transit. (40 milliards de m<sup>3</sup>(n)) par an ont été transportés sur le réseau.

Les flux de gaz naturel suivent le profil de la consommation finale annuelle en Belgique. Les importations sont passées de 172.721 GWh en 2000 à 192.524 GWh en 2008. L'augmentation s'est principalement produite durant la période 2002-2005, ensuite les importations semblent stagner. Les flux de gaz naturel, mesurés aux points d'importation, peuvent osciller en raison de l'utilisation du stockage de gaz naturel. On constate par exemple qu'en 2007, la quantité de gaz utilisée depuis le stockage souterrain est plus importante que la quantité injectée (différence de 1.147 GWh), ce qui explique pourquoi, en 2007, les importations de gaz étaient inférieures à la consommation nationale.

Les flux de transit sont, contrairement aux flux d'importation, moins stables. Durant la période 2000-2003, les flux de transit ont connu une forte croissance, passant de 225.193 GWh à 300.242 GWh (+33,3%) avant de connaître une tendance à la baisse, et de passer à 235.617 GWh en 2008, un niveau qui ne dépasse celui de 2000 que de 4,6%.

Etant donné que le rapport entre le transit et les importations, à savoir l'évolution de cet indicateur, constitue une donnée importante au niveau de l'évaluation et de la poursuite du développement de l'économie du gaz naturel en Belgique, la figure suivante approfondit ce point.

La figure suivante illustre la progression du ratio transit/importation, ce qui permet de distiller une tendance linéaire.

Figure 1 : Flux de gaz naturel en Belgique : transit/importations (ratio et tendance)



Source : CREG

Les flux de transit sont plus importants que les flux d'importation sur toute la période mais l'importance du transit par rapport aux importations semble changer après le pic atteint en 2003.

Si la consommation de gaz naturel semble stagner en Belgique, la croissance des marchés pour lesquels le gaz de transit est destiné semble, elle aussi, stagner. Par ailleurs, la mobilité des affréteurs/fournisseurs en Belgique a augmenté, tant en termes de choix de routes que de *sourcing*. Ceci signifie que les flux de transit peuvent être plus volatiles. On ne confirme toutefois pas que la tendance à la baisse serait de nature structurelle, étant donné l'intérêt des affréteurs de transit de réserver, à l'avenir, de la capacité en Belgique. Mais la réservation de capacité ne signifie pas nécessairement une fourniture/utilisation continue du gaz naturel au sein d'un marché libéralisé sur lequel l'arbitrage entre les sources et les marchés constitue le moteur des bénéfices détenus par les négociants en gaz naturel.

### c. Développement des OTC, PXs, échanges de gaz et hubs

#### ***Electricité***

En 2008, le volume négocié sur le Belpex DAM s'élève à 11,1 TWh, ce qui correspond à environ 12,6 % de la consommation belge d'électricité. Il était de 7,6 TWh en 2007, soit 8,5 % de la consommation belge d'électricité.

En 2008, les prix sur les marchés organisés belges, français et néerlandais ont été relativement proches et ont subi une augmentation importante de 67 % pour atteindre une valeur moyenne de 70,6 €/MWh.

Le 13 mars 2008, Belpex a lancé un nouveau segment de marché, à savoir le Belpex CIM ou commerce intra-day. Ce marché, contrairement au Belpex DAM, n'est pas couplé à Powernext ou APX. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2008, SPE est *liquidity provider* ou fournisseur de liquidité pour ce segment de marché. De mi-mars à fin décembre, environ 89 GWh ont été négociés sur le Belpex CIM. Pendant près de 20 % des heures, on observe un échange d'énergie via le Belpex CIM.

A la fin 2008, le prix du Belpex DAM a connu une forte diminution qui s'est poursuivie au début de l'année 2009. Durant cette période, la consommation électrique belge a diminué d'environ 10 % en raison de la crise économique.

Aucun signe révélant une réorientation ou un « shift » vers des transactions moins transparentes de type OTC, n'a été identifié en 2008, compte tenu de la croissance des volumes échangés sur la bourse d'électricité et du nombre de participants (32 fin 2008 pour 24 fin 2007).

### ***Gaz naturel***

Concernant le trading du gaz naturel sur le marché du gros en Belgique, les échanges s'opèrent principalement via des transactions de type OTC sur le hub de Zeebruges. Ce hub coexiste néanmoins avec la bourse belge du gaz naturel, APX Gas ZEE, lancée en 2005.

Le commerce à Zeebruges s'est fait remarquer par une hausse annuelle d'environ 13% (un total de 505,6 TWh ou 2,5 fois la consommation de gaz naturel en Belgique), ceci alors que le nombre de membres est resté stable. La croissance du commerce s'est cependant pleinement exprimée durant le 4<sup>ème</sup> trimestre de 2008. Le développement entier du « Zee Platform Service », déjà lancé à la fin 2007 sous une forme plus limitée, en combinaison avec l'entrée en vigueur de la capacité de *throughput* doublée sur le terminal GNL de Zeebruges, est considéré comme la cause de cette augmentation.

A l'inverse, la bourse APX Gas ZEE a accusé une légère diminution des volumes en 2008 (un total de 279 GWh). Trois nouveaux membres sont arrivés, portant à 15 le nombre de membres.

## **2.2. Marché de détail**

### **a) Evolution de la concentration du marché**

En ce qui concerne l'évolution de la concentration sur les marchés de détail, se reporter aux chapitres 3.2.2. et 4.2.2., ainsi qu'aux statistiques de marché liées à l'année 2008 reprises dans l'annexe 1.

### **b) Evolution du switching**

#### ***Région flamande***

##### ***Electricité***

En 2008, le nombre de changements de fournisseurs était surtout élevé au début de l'année. En temps normal, le nombre de changements de fournisseurs est supérieur à la moyenne en janvier et durant les mois d'été. Le 1<sup>er</sup> janvier est une date de switch importante, c'est en effet ce jour-là que la majeure partie du marché non résidentiel a été libéralisée. Le même raisonnement vaut pour le 1<sup>er</sup> juillet, date à laquelle le marché résidentiel a été ouvert (en 2003). Etant donné qu'il est principalement fait usage de contrats annuels, et que les clients changent de fournisseur lorsque leur contrat conclu auprès d'un précédent fournisseur prend fin, il serait logique d'être en présence d'un indicateur à la hausse durant ces mois.

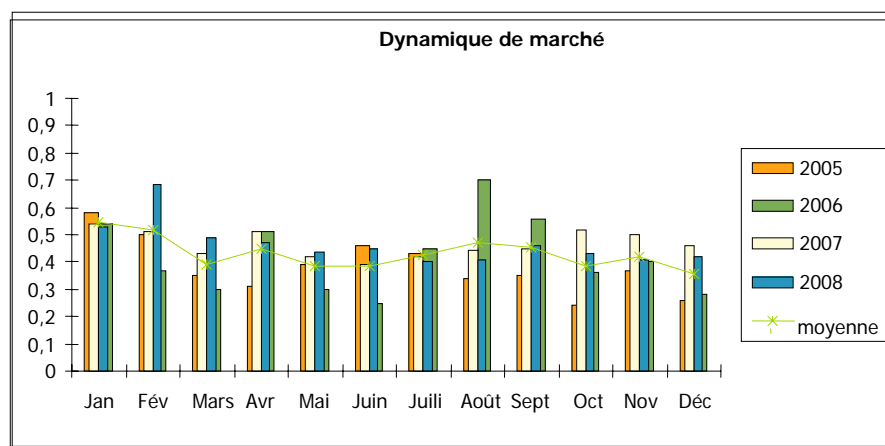
Il ne s'agit toutefois pas du seul facteur qui a joué. Les campagnes de recrutement ou les annonces de hausses de prix influencent ce chiffre également. L'activité accrue en janvier et en février pourrait résulter des hausses de prix annoncées précédemment par un certain nombre de fournisseurs.

Si l'on suppose que la plupart des contrats ont une durée d'un an, un même point d'accès ne peut changer de fournisseur qu'une fois par an. Pour connaître le nombre de points d'accès ayant changé de fournisseur en un an, il suffit simplement d'additionner les pourcentages de switchs mensuels. La dynamique de switch équivaut, en 2008, à la dynamique constatée en 2007.

Tableau 2

	Jan	Fev	Mrs	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	TOTAL
2005	0,58	0,5	0,35	0,31	0,39	0,46	0,43	0,34	0,35	0,24	0,37	0,26	<b>4,58</b>
2006	0,54	0,37	0,3	0,51	0,3	0,25	0,45	0,7	0,56	0,36	0,4	0,28	<b>5,02</b>
2007	0,54	0,51	0,43	0,51	0,42	0,39	0,42	0,44	0,45	0,52	0,5	0,46	<b>5,59</b>
2008	0,53	0,69	0,49	0,47	0,44	0,45	0,40	0,41	0,46	0,43	0,41	0,42	<b>5,60</b>
<b>moyenne</b>	<b>0,55</b>	<b>0,52</b>	<b>0,39</b>	<b>0,45</b>	<b>0,39</b>	<b>0,39</b>	<b>0,43</b>	<b>0,47</b>	<b>0,46</b>	<b>0,39</b>	<b>0,42</b>	<b>0,35</b>	<b>5,20</b>

Figure 2



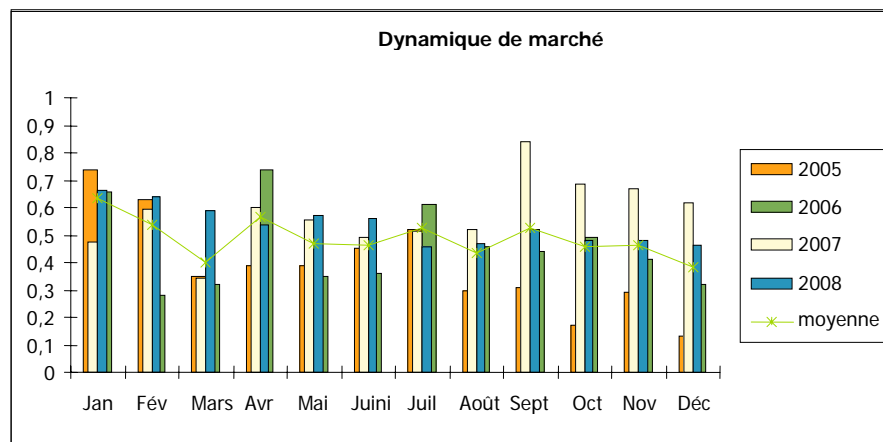
### **Gaz naturel**

L'indicateur pour le gaz naturel est, en moyenne, légèrement plus élevé que l'indicateur pour l'électricité. Pour le gaz naturel également, le 1<sup>er</sup> janvier et le 1<sup>er</sup> juillet sont des dates de switch importantes. En 2008, les premiers mois de l'année se sont avérés être un moment de prédilection pour changer de fournisseur. Electrabel a annoncé, au second semestre de 2007, que les prix pour l'électricité et le gaz naturel allaient augmenter durant l'automne. Pour les entreprises et les ménages, la facture de gaz naturel allait augmenter de 13 à 20 % ; les entreprises allaient recevoir, à partir de septembre, une facture plus élevée de 3 à 5 % pour l'électricité. L'attention accordée par les médias à cette hausse de prix a connu son apogée à la fin de la période d'été, et s'est traduite par des pourcentages de switch importants. L'effet de ce switch était encore perceptible durant le premier trimestre de 2008.

Tableau 3

	Jan	Fév	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	TOTAL
2005	0,74	0,63	0,35	0,39	0,39	0,45	0,52	0,3	0,31	0,17	0,29	0,13	<b>4,67</b>
2006	0,66	0,28	0,32	0,74	0,35	0,36	0,61	0,46	0,44	0,49	0,41	0,32	<b>5,44</b>
2007	0,48	0,59	0,34	0,60	0,55	0,49	0,51	0,52	0,84	0,69	0,67	0,62	<b>6,90</b>
2008	0,67	0,64	0,59	0,54	0,57	0,56	0,46	0,47	0,52	0,48	0,48	0,46	<b>6,43</b>
<b>moyenne</b>	<b>0,64</b>	<b>0,54</b>	<b>0,40</b>	<b>0,57</b>	<b>0,47</b>	<b>0,47</b>	<b>0,53</b>	<b>0,44</b>	<b>0,53</b>	<b>0,46</b>	<b>0,46</b>	<b>0,38</b>	<b>5,86</b>

Figure 3



### **Région wallonne**

Le rapport annuel 2007 mentionnait déjà que la réaction de la clientèle avait été à la hauteur des attentes en profitant pleinement de son droit de choisir activement son fournisseur. Ces comportements proactifs se sont poursuivis en 2008. Tant dans le marché de distribution de l'électricité que dans celui du gaz, environ 50 % des clients résidentiels étaient déjà, fin 2007, signataires d'un contrat de fourniture. En 2008, leur nombre n'a cessé de croître trimestre après trimestre pour *in fine* représenter près de 2 clients sur 3 (58,2% en électricité, 61,3% en gaz). Parmi ces clients actifs, le nombre de ceux qui restent fidèles à leur fournisseur désigné en contractant avec celui-ci, demeure voisin de 65% et cette proportion est restée stable toute l'année.

#### **c) Evolution des prix**

**Electricité** : voir titres 3.1.2. et 3.2.2.

L'évolution des éléments indique que le prix des fournisseurs (prix de l'énergie) en 2008 était la cause principale de la hausse du prix pour le consommateur final.

Concernant les clients directement raccordés au réseau de distribution, les trois éléments tarifaires déterminant les grandes tendances de prix sont, dans l'ordre décroissant :

1. le prix des fournisseurs (prix de l'énergie) ;
2. les tarifs du réseau de distribution (conséquence de la jurisprudence) ;
3. la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels<sup>3</sup>).

Les tarifs du réseau de transport, les prélèvements publics et les cotisations énergie renouvelable et cogénération sont relativement moins importants dans le prix facturé au consommateur final.

**Gaz naturel:** voir titre 4.2.2

En 2008, le prix a atteint son niveau historique le plus élevé depuis 2004 et les hausses constatées ont eu lieu pour moitié dans le courant de l'année passée.

Pour l'électricité comme pour le gaz, la hausse la plus importante des tarifs s'explique par l'évolution de la composante énergie (prix du fournisseur).

#### **d) Plaintes**

##### ***Région flamande***

Le nombre total de plaintes reçues par le secteur en 2008 n'est pas (encore) connu. En 2008, la VREG a reçu 729 plaintes formulées par des clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et de gestionnaires de réseau.

##### ***Région wallonne***

Le décret du 17 juillet 2008 modifiant celui du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité a créé, à compter du 1er septembre 2008, une nouvelle direction au sein de la CWaPE, en charge « des services aux consommateurs et des services juridiques ». Au sein de cette direction est institué un 'Service régional de médiation pour l'énergie'.

Le Service régional de médiation pour l'énergie est chargé de traiter, dans les limites des compétences régionales, les questions et plaintes relatives aux activités des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux. Il peut examiner toute espèce d'infraction aux décrets gaz et électricité et à leurs arrêtés d'exécution. Il peut s'agir par exemple d'infractions aux procédures

---

<sup>3</sup> La TVA est déductible pour les clients professionnels.



prévues en cas de défaut de paiement, aux dispositions réglementaires relatives aux obligations des gestionnaires de réseau de distribution en matière de raccordement, aux obligations de service public régionales comme celles imposant certaines mentions sur les factures ou, dans le chef des fournisseurs, un délai de réponse maximal de dix jours ouvrables à toute demande formulée par le client.

Echappent par contre à la compétence du Service régional de médiation pour l'énergie : les plaintes et questions portant sur des matières fédérales.

Il va de soi également que les plaintes relevant des cours et tribunaux ordinaires, en ce qu'elles portent par exemple sur des prétentions de nature purement pécuniaire échappent aussi à la compétence du Service régional de médiation pour l'énergie, sous une réserve notable cependant : le Service régional de médiation pour l'Energie est habilité à intervenir dans le cadre du traitement de certaines demandes d'indemnisation définies par la législation régionale. Dans ce contexte, le Service régional de médiation pour l'énergie ne tranche pas le litige, mais donne un avis, et peut enjoindre le responsable du dommage au paiement de l'indemnité forfaitaire.

Le Service régional de médiation pour l'énergie, créé en 2008, est officiellement entré en fonction le 1er janvier 2009. Les statistiques relatives au nombre de plaintes et à l'objet de celles-ci pourront être fournies dans le prochain rapport.

### ***Région de Bruxelles-Capitale***

En 2008, BRUGEL a reçu 81 plaintes, soit une augmentation du nombre de plaintes de 25 par rapport à 2007.

### ***Niveau fédéral***

On notera, enfin, l'intervention quotidienne de la CREG pour traiter, sur une base volontaire, les questions posées par les consommateurs sur les difficultés suscitées par la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité. En attendant l'entrée en fonction du service de médiation, créé par la loi du 16 mars 2007, la CREG doit, dans la plupart des cas, inviter les consommateurs à adresser leurs questions au Service d'information du Service Public Fédéral Economie.

Début 2008, un arrêté royal<sup>4</sup> a été pris concernant le service de médiation, lequel arrête les

---

<sup>4</sup> Arrêté royal du 18 janvier 2008 relatif au service de médiation pour l'énergie (Moniteur belge du 12 février 2008).

modalités du fonctionnement de ce service, ainsi que les règles applicables aux membres du service de médiation. Le 31 décembre 2008, le Roi n'avait toutefois pas encore nommé les membres du service de médiation. A ce jour, le service de médiation n'est pas encore opérationnel.

**e) Activités menées par les autorités de régulation en vue de promouvoir la concurrence sur le marché de détail**

***Région flamande***

En 2008, la VREG n'a pas exercé d'activités spécifiques afin de favoriser la concurrence sur le plan de la fourniture faite aux clients finals. Elle a toutefois fourni des efforts conséquents sur le plan de la communication et de l'information afin d'aider les clients finals à s'orienter sur le marché et à devenir/demeurer actifs.

***Région wallonne***

En 2008, la CWaPE a poursuivi la mise en place d'un certain nombre d'outils visant, d'une part, à aider les consommateurs à faire un choix de fournisseur en connaissance de cause et, d'autre part, à permettre à ceux-ci de mieux comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz.

Ainsi, le simulateur tarifaire de la CWaPE, accessible sur le site [www.cwape.be](http://www.cwape.be), est un outil de comparaison pour les clients résidentiels des prix des différents fournisseurs d'électricité et du gaz en Région wallonne.

Il est alimenté des données utiles communiquées mensuellement par les fournisseurs et permet à l'internaute, après une procédure simple et anonyme, d'obtenir une estimation financière de la consommation d'énergie qu'il a introduite et de comparer ainsi les offres de divers fournisseurs.

En consultant le simulateur tarifaire, le consommateur a pu observer en 2008 qu'il existait en principe de nombreux produits financièrement plus intéressants que celui du fournisseur désigné par le gestionnaire de réseau de distribution.

Par ailleurs, il ressort également qu'il existe en Région wallonne un large choix de produits pour le consommateur et que ce choix de produits s'est étoffé en 2008 par rapport à l'année précédente.

En électricité, sept fournisseurs ont présenté près d'une trentaine de produits aux consommateurs.

Pour le gaz, cinq fournisseurs ont présenté une quinzaine de produits durant l'année 2008 avec comme nouveauté par rapport à 2007, l'apparition de produits à prix fixe.

Au vu du nombre de consultations en 2008 (260.000), il s'avère que le simulateur tarifaire est un outil très apprécié des consommateurs wallons. A l'avenir, ces derniers devraient pouvoir choisir leur fournisseur d'énergie non seulement sur base du critère du prix mais également sur base de l'origine de l'énergie produite et la qualité des services offerts.

#### **f) Conclusions**

Les marchés de l'énergie en 2008 ont été caractérisés par des hausses. Il y a la hausse spectaculaire du nombre d'installations pour la production d'électricité issue de l'énergie solaire et la hausse du nombre d'installations qualitatives pour la cogénération. D'autre part, il y a la hausse forte et soutenue tant des prix du gaz naturel que de ceux de l'électricité. Cette tendance à la hausse des prix ne s'est certes pas prolongée en 2009, qui laisse entrevoir, jusqu'à présent, une tendance à la baisse.

En dépit des prix à la hausse de l'énergie, il existe également des éléments positifs. Le niveau de prix le plus bas sur le marché indique souvent une tendance à la baisse durant les derniers mois de 2008. Ceci est en contradiction avec les contrats moyens ou le niveau de prix des fournisseurs standard, lesquels n'ont entamé leur diminution que plus tard, en 2009. Le fait que le niveau de prix le plus bas donne le ton constitue une indication de l'existence d'une réelle concurrence de prix sur le marché flamand de l'énergie.

La forte croissance de l'électricité produite de manière décentralisée, à partir de sources renouvelables ou via la cogénération, est un signe avant-coureur de la nécessité d'avoir un réseau de distribution intelligent, qui supporte sans problème la présence d'unités de production décentralisées et sur lequel l'énergie peut circuler tant en amont qu'en aval.

L'influence des fusions et des reprises sur le marché de l'énergie ne peut pas être sous-estimé non plus. La fusion de GdF et Suez, société-mère d'Electrabel, fait l'objet d'importantes discussions depuis des années déjà et a entre-temps été accomplie. Très récemment, la reprise par EDF de la participation de Centrica dans SPE a été annoncée, en plus de la reprise de Nuon par Vattenfall et d'Essent par RWE. Plusieurs autres opérations ont été annoncées,

déjà exécutées ou vont encore se présenter. Certaines sont de nature à donner une nouvelle impulsion à la concurrence, d'autres menacent plutôt de limiter le nombre d'acteurs et de diminuer, de la sorte, la pression concurrentielle. Cette évolution serait regrettable. Le fait que le marché semble toujours très concentré rend la question d'autant plus préoccupante.

Le 1<sup>er</sup> juillet 2008 a marqué le cinquième anniversaire de la libéralisation complète du marché. Le degré d'activité des clients pour l'énergie demeure stable, comme en témoigne l'indicateur de dynamique de marché. Pourtant, les clients professionnels plus petits par exemple demeurent singulièrement plus passifs que d'autres catégories, dans lesquelles le nombre de clients ayant conclu un contrat dépasse à présent les 90 %. Les données relatives à l'évolution du prix de l'électricité des petits clients professionnels, publiées pour la première fois par la VREG dans ce rapport de marché, indiquent pourtant un avantage de prix important pouvant être atteint par ces PME passives si elles adoptent le niveau de prix le plus bas du marché.

## **2.3. Infrastructure**

### **a) Evolution des tarifs**

#### *Evolution des tarifs de transport d'électricité en 2008*

Les tarifs de transport ont connu en 2008, par rapport aux tarifs de 2007, une augmentation allant de 15 à 24 % selon le niveau de tension auquel le client est raccordé. Cette importante augmentation s'explique par l'introduction d'un système tarifaire pluriannuel à partir de 2008 qui a pour but d'assurer au consommateur un niveau de tarif constant au cours de la période réglementaire 2008-2011.

#### *Evolution des tarifs de transport du gaz en 2008*

Les tarifs de transport ont connu en 2008, par rapport aux tarifs de 2007, une baisse de 17%. Les tarifs de transit ont quant à eux été fixés pour la première fois en 2008. Les deux décisions de la CREG fixant ces tarifs font actuellement l'objet d'un recours en justice. La justice n'a pas encore rendu d'arrêts sur le fonds des litiges.

#### *Evolution des tarifs de distribution en 2008*

La méthodologie de fixation des *tarifs du réseau de distribution* n'a pas été modifiée en 2008.

## **b) Investissements/Art. 22**

### ***Electricité***

La principale évolution du réseau de transport en 2008 consiste en la mise en service, en juin, du transformateur-déphaseur à 380 kV dans le poste haute tension Zandvliet et la mise en service, en septembre, de deux transformateurs-déphaseurs à 380 kV dans le poste haute tension Van Eyck. Grâce à ces trois transformateurs-déphaseurs de 1.300 MVA, Elia est en mesure d'assurer une meilleure maîtrise et une meilleure répartition sur le réseau de très haute tension des flux d'électricité en provenance des pays limitrophes.

### ***Gaz naturel***

Voir chapitre 5.2.

## **c) Allocation de capacité**

### ***Electricité***

L'installation de transformateurs déphaseurs à la frontière avec les Pays-Bas n'a pas eu d'impact sur les capacités commerciales en 2008.

### ***Gaz naturel***

Actuellement, les affréteurs sur le marché belge réservent des capacités auprès de Fluxys selon le principe "first come, first served". Toutefois, en concertation avec la CREG, Fluxys a développé pour les affréteurs sur le marché belge une nouvelle manière de réserver des capacités aux points d'entrée où la demande dépasse l'offre.

## **2.4. Régulation / Découplage**

### ***a. Compétences des instances belges de régulation***

En Belgique, l'Etat fédéral et les régions se partagent la compétence relative au marché de l'électricité et du gaz naturel. La répartition des compétences n'a pas changé en 2008.

### **a.1. Le régulateur fédéral - CREG**

Une extension importante des compétences de la CREG a été opérée avec l'adoption de la loi du 8 juin 2008 portant des dispositions diverses<sup>5</sup>, qui a confié à la CREG une mission supplémentaire de monitoring. Celle-ci implique que la CREG est désormais chargée de surveiller la transparence et la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, de veiller à ce que la situation technique et tarifaire des secteurs de l'électricité et du gaz naturel ainsi que l'évolution de ceux-ci visent l'intérêt général, d'assurer un monitoring permanent des deux marchés, de veiller aux intérêts essentiels du consommateur et à l'exécution correcte des obligations de service public, de veiller à ce que les entreprises d'électricité et de gaz s'abstiennent de tout comportement anticoncurrentiel ou de pratiques commerciales déloyales, de formuler des avis et des propositions en matière de prix et en vue de favoriser le bon fonctionnement et la transparence des marchés et, enfin, d'apprécier le caractère objectivement justifié de la relation entre les prix offerts par une entreprise d'électricité ou de gaz et les coûts de cette entreprise.

De plus, un certain nombre de compétences et de droits ont été accordés à la CREG, qui lui permettent de mener à bien ses nouvelles missions. Ainsi, elle peut demander des renseignements, des rapports et des informations périodiques aux entreprises d'électricité ou de gaz naturel et prendre connaissance, sur place, de toutes les informations et documents nécessaires. Dans ce cadre, la loi-programme du 22 décembre 2008<sup>6</sup> vient renforcer les compétences de régulation de la CREG en chargeant le Roi de désigner les membres du Comité de direction et du personnel qui seront revêtus de la qualité d'officiers de police judiciaire.

La loi du 8 juin 2008 précitée, portant des dispositions diverses, réintroduit également une forme de collaboration formelle entre la CREG et le Conseil de la concurrence. La CREG doit notamment dénoncer auprès du Conseil les infractions présumées des entreprises d'électricité et de gaz naturel (pratiques commerciales déloyales, comportements anticoncurrentiels, prix non objectivement justifiés par rapport aux coûts de l'entreprise), lui transmettre le rapport qu'elle a adressé au Ministre reprenant ces constatations et lui fournir les informations confidentielles nécessaires.

---

<sup>5</sup> Moniteur belge du 30 juillet 2008

<sup>6</sup> Moniteur belge du 29 décembre 2008

## **a.2. Les régulateurs régionaux**

### **« De Vlaamse reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en de Gasmarkt » (VREG)**

Les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) constituent des entreprises de réseau juridiquement distinctes. Ces entreprises de réseau ne sont pas contrôlées par une entreprise de fourniture/production. Les entreprises de fourniture/production peuvent, en vertu de la loi, posséder au maximum 30 % des parts/droits de vote dans le GRD. De ce fait, il n'existe pas de contrôle au sens de l'article 3(3) du règlement CE sur les concentrations. Les GRD sont propriétaires de leurs actifs de réseau ou possèdent le droit exclusif d'utiliser les actifs de réseau possédés par les villes et communes flamandes.

Selon la loi, les GRD ne peuvent détenir de participation, directe ou indirecte, dans aucune entreprise de fourniture ou de production ou dans aucune entreprise liée.

La VREG doit contrôler si tous les gestionnaires du réseau de distribution satisfont à ce principe et, à défaut, peuvent entreprendre des actions à l'encontre du gestionnaire de réseau concerné.

### **La Commission wallonne pour l'Energie (CWAPE)**

La CWAPE est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés régionaux de l'électricité et du gaz, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des décrets et arrêtés y relatifs, d'autre part (décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché de l'électricité et décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché du gaz).

Les dispositions légales définissant de manière générale ses missions, de même que sa composition, ont fait l'objet de profondes modifications en 2008 (décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché de l'électricité et décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché du gaz tels que modifiés par les décrets du 17 juillet 2008).

La structure hiérarchique de la CWAPE a été revue : celle-ci est à présent composée d'un président, et de quatre directeurs qui rapportent directement au président. Ces derniers sont chargés de la gestion des directions suivantes :

- Direction technique (chargée des aspects techniques du marché, tant pour le gaz que pour l'électricité) ;
- Direction socio-économique (chargée du fonctionnement du marché et des obligations de service public, dans leurs aspects tant sociaux qu'économiques)

- Direction des sources d'énergie renouvelable
- Direction des services aux consommateurs et des services juridiques, chargée des études juridiques ainsi que de l'organisation d'un Service régional de médiation pour l'énergie.

Les pouvoirs de la CWaPE s'étendent en matière de protection des droits du consommateur en vue de l'amélioration du service qui lui est rendu par les gestionnaires de réseaux de distribution et fournisseurs ainsi que par des mécanismes d'indemnisation par ces mêmes acteurs pour interruption prolongée ou non-conformité de la fourniture d'énergie, erreur administrative ou de facturation, retard de raccordement ou dommages causés lors de travaux. La CWaPE est dotée de pouvoirs d'investigation renforcés pour le contrôle des comptes des acteurs de marché. Les décrets modifiés le 17 juillet 2008 prévoient que le Comité de direction de la CWaPE constitue en son sein une Chambre des litiges compétente pour tout différend relatif à l'accès au réseau ou à l'application des règlements techniques, à l'exception de ceux portant sur des droits et obligations de nature civile.

#### ***b. Sanctions imposées par les instances de régulation***

##### ***Le régulateur fédéral***

La CREG a, à plusieurs reprises en 2008, actionné la procédure d'amende administrative prévue aux articles 31 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et 20/2 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations, notamment dans le cadre des obligations imposées aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en matière tarifaire. Dans deux dossiers, cela a effectivement abouti à l'imposition d'amendes administratives dans le chef de deux gestionnaires du réseau de distribution.

##### ***Les régulateurs régionaux***

##### **VREG**

La VREG peut entreprendre des actions à l'encontre des gestionnaires de réseau qui ne satisfont pas aux exigences en matière d'unbundling, à savoir l'imposition d'amendes. En 2008, il n'y a pas eu lieu de le faire, comme cela avait pourtant été le cas par le passé.



## **CWaPE**

Les modifications législatives intervenues en 2008 prévoient que la CWaPE peut infliger des amendes administratives non seulement à une personne qui ne se conforme pas à une injonction, alors qu'elle a la possibilité de modifier son comportement (manquement continu), mais également en cas de constatation pure et simple d'une infraction aux dispositions du décret ou de ses arrêtés d'exécution (manquement instantané). La législation a également prévu la possibilité de sanctionner un fournisseur ou un gestionnaire de réseau qui négligerait, de manière caractérisée, de se conformer aux objectifs de performance qui seront fixés en application de cette même législation.

En 2008, la CWaPE a infligé une amende administrative à cinq opérateurs, en raison du non respect du quota de certificats verts, pour un montant total de 226.800€.

### ***c. Rôle des gestionnaires des réseaux de transport dans les marchés***

#### ***Electricité***

Sur le marché de l'électricité, le fonctionnement de la bourse est régulé par l'arrêté royal du 20 octobre 2005 relatif à la création et à l'organisation d'un marché belge d'échange de blocs d'énergie. L'article 6 de l'arrêté royal décrit notamment le comportement et les responsabilités du gestionnaire du marché et du gestionnaire du réseau, si le marché est couplé à des marchés similaires. D'après cet article, le gestionnaire du marché peut, dans ce cas, mettre en œuvre, à la demande du gestionnaire du réseau, les méthodes d'attribution de la capacité disponible, attribuée au couplage de marché, pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers, à condition que cela ait lieu de façon transparente et non discriminatoire.

Dans la pratique, Elia et Belpex utilisent cet article et la capacité day-ahead sur les liaisons avec les Pays-Bas et la France est implicitement mise aux enchères sur le marché Belpex day-ahead. Pour les capacités annuelles et mensuelles, la capacité sur les interconnexions concernées est cependant encore mise aux enchères de manière explicite.

Sur le marché du gaz, le fonctionnement de la bourse du gaz (APX Gas Zeebrugge) n'a jusqu'à présent pas été régulé. Le hub de Zeebrugge est toutefois organisé *de facto* par Huberator, une filiale détenue à ce moment presque entièrement par le gestionnaire Fluxys.

## ***Gaz naturel***

Contrairement au marché de l'électricité, le marché du gaz ne connaît pas encore de régulation du fonctionnement de la bourse du gaz (APX Gas ZEE). A la demande du ministre, la CREG a pourtant publié en mars 2008 une étude à ce sujet, dans laquelle des propositions ont été formulées afin de prévoir un cadre réglementaire, en vue de favoriser la fiabilité, la transparence, l'efficacité et le bon fonctionnement du commerce. En dépit de l'avis positif du Conseil général de la CREG d'octobre 2008 au sujet de cette proposition, aucune impulsion n'a été donnée pour modifier ce cadre régulé.

Mentionnons toutefois qu'en mars 2008, une modification de la structure d'actionariat de l'APX Group a été réalisée, modifiant dans une certaine mesure la relation du gestionnaire du réseau de transport (GRT) belge, la Fluxys S.A., par rapport à l'APX Group. La S.A. Fluxys a en effet pris directement une place en tant qu'actionnaire dans la structure de la société de coordination APX S.A. APX S.A. a obtenu en échange les parts d'Huberator S.A. dans APX Gas Zeebruges S.A. La S.A. Huberator est l'opérateur du hub de Zeebruges et constitue au sein de celle-ci une filiale à 90% du GRT Fluxys S.A.

### ***d. Evolution du découplage des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution***

#### ***d.1. Les gestionnaires des réseaux de transport***

##### ***Le gestionnaire du réseau de transport de gaz :***

###### ***Désignation du gestionnaire de réseau de transport de gaz***

En 2008, il n'y avait pas encore de gestionnaire du réseau de transport de gaz désigné à titre définitif, mais FLUXYS SA était le gestionnaire du réseau provisoire, désigné de plein droit. Ce statut implique notamment que seul un nombre très limité de conditions doivent encore être remplies pour être désigné à titre définitif. Les exigences d'indépendance, d'autonomie et de bonne gouvernance d'entreprise ne s'appliquent en effet pas dans le cadre provisoire

Suite à l'examen des candidatures (adaptées) introduites par Fluxys, la CREG a donné en 2008 un avis défavorable en ce qui concerne la désignation de FLUXYS comme gestionnaire de l'installation de GNL. La CREG a par contre donné un avis favorable, sous certaines conditions, en ce qui concerne la désignation de FLUXYS comme gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel. Cet avis succède à des

avis antérieurs (défavorables ou conditionnellement favorables) que la CREG avait transmis en 2007 au sujet des candidatures de Fluxys.

A ce jour, le ministre n'a pas encore désigné un gestionnaire du réseau à titre définitif. Il est vrai que la loi gaz ne prévoit pas de date limite spécifique pour la désignation à titre définitif d'un gestionnaire de réseau.

#### *Découplage du gestionnaire de réseau de transport de gaz*

Fluxys, en tant que gestionnaire provisoire du réseau de transport de gaz naturel, est juridiquement séparée de Distrigas depuis 2001. A la suite de la fusion et des engagements repris dans la décision européenne, la structure d'actionnariat a subi des modifications fondamentales dans les deux entreprises. Conformément au paragraphe 53 de ces engagements, Suez-Gaz de France et Publigaz "déteniendront chacun une participation identique en Fluxys correspondant au maximum à 45% du capital de cette société, le reste – hormis la golden share – étant coté en bourse".

A la fin du mois d'août 2008, Publigaz a fait savoir qu'elle exerçait son droit de préemption sur l'ensemble des 87.804 actions dans Fluxys (à savoir 12,5 % du capital de Fluxys), que Suez avait achetées en juillet 2008 au fonds britannique Ecofin Limited. Fin 2008, la structure d'actionnariat était la suivante : Publigaz (communes belges) : 45,22%, GdF/Suez : 44,75%, Free float : 10,03%.

Le 29 octobre 2008, Publigaz a notifié l'acquisition du contrôle exclusif sur Fluxys auprès du Conseil de la concurrence. La notification a cependant ensuite été retirée.

Le 19 mars 2009, la concentration a été à nouveau notifiée auprès du Conseil de la concurrence, et a été approuvée par une décision du Conseil du 18 mai 2009.

#### ***Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité***

En ce qui concerne le découplage du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, aucune évolution importante n'a eu lieu en 2008.

## **d.2. Les gestionnaires des réseaux de distribution**

### **Région flamande**

Les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) constituent des entreprises de réseau juridiquement distinctes. Ces entreprises de réseau ne sont pas contrôlées par une entreprise de fourniture/production. Les entreprises de fourniture/production peuvent, en vertu de la loi, posséder au maximum 30 % des parts/droits de vote dans le GRD. De ce fait, il n'existe pas de contrôle au sens de l'article 3(3) du règlement CE sur les concentrations. Les GRD sont propriétaires de leurs actifs de réseau ou possèdent le droit exclusif d'utiliser les actifs de réseau possédés par les villes et communes flamandes.

Selon la loi, les GRD ne peuvent détenir de participation, directe ou indirecte, dans aucune entreprise de fourniture ou de production ou dans aucune entreprise liée.

En 2008, aucune action spécifique n'a été prise à cet effet.

### **Région wallonne**

Parmi les changements législatifs intervenus en 2008, certaines dispositions poursuivent l'objectif de renforcer significativement l'indépendance des gestionnaires de réseau de distribution à l'égard de tout producteur, fournisseur ou intermédiaire pour ce qui concerne l'exercice des tâches liées à l'exploitation des réseaux. Le principe posé est le suivant : le gestionnaire de réseau doit disposer d'un personnel suffisant et qualifié pour effectuer les missions qui lui sont confiées en matière de gestion du réseau. Ce principe ne fait toutefois pas échec à la possibilité, pour le gestionnaire de réseau, de confier l'exploitation journalière de ses activités à une filiale.

Le concept de tâches stratégiques ou confidentielles a été renforcé. Si un fournisseur, producteur ou intermédiaire est associé dans le gestionnaire de réseau, ces tâches doivent désormais être préparées par un organe du gestionnaire de réseau (une émanation du conseil d'administration) dont la composition exclut tout représentant d'un fournisseur ou d'un producteur, afin d'en garantir la parfaite indépendance. Un autre organe – appelé « comité d'éthique » – est quant à lui chargé de contrôler, au sein du gestionnaire de réseau, le respect des obligations légales et réglementaires en matière de confidentialité. La réglementation adaptée en 2008 consacre la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de créer une filiale chargée de l'exploitation des activités de gestion du réseau. La société doit constituer, en application des règles de corporate governance, un certain nombre de comités émanant du

conseil d'administration, dont notamment un comité chargé de la préparation des décisions relatives aux tâches stratégiques ou confidentielles. Ce comité spécifique est composé exclusivement d'administrateurs indépendants. Un parallèle est ainsi établi entre l'exercice des tâches stratégiques ou confidentielles par les gestionnaires de réseaux et par la filiale.

Ces règles se sont traduites en 2009 par la création, au niveau du secteur mixte, de la société ORES. Nous reviendrons sur ce point lors du prochain rapport.

Enfin, en 2008, les parts sociales des gestionnaires de réseau de distribution détenues par les communes ou provinces passent de 51 à 70% avec un objectif de 75% en 2018.

#### **e. Conclusions**

Sur le plan réglementaire fédéral, une évolution importante s'est produite avec l'extension des compétences de la CREG qui a été opérée avec l'adoption de la loi du 8 juin 2008 confiant à la CREG une mission supplémentaire de monitoring.

En ce qui concerne le découplage du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, de très importantes évolutions se sont produites en 2008 et pendant le premier semestre de 2009 avec la vente des parts de Suez-Tractebel dans Fluxys. La fin de la participation majoritaire de Suez dans Fluxys renforce l'indépendance de ce gestionnaire de réseau.

Les points 3.1.3. et 4.1.3. détaillent par ailleurs les évolutions sur le plan de la séparation.

Le régulateur de la région flamande, VREG, note que, étant donné que des mesures drastiques ont d'ores et déjà été prises en Flandre pour dissocier les gestionnaires de réseau et que tous les gestionnaires de réseau y satisfont, aucune action supplémentaire n'est nécessaire pour l'instant. Par ailleurs, une dissociation complète sera également imposée d'ici 2018 par le biais d'une autre législation flamande ; les gestionnaires du réseau dans lequel un producteur/fournisseur détient encore une participation sont, de ce fait, en train d'examiner la manière d'y satisfaire à temps.

## **2.5. Sécurité d'approvisionnement**

### **a) Evolution des investissements**

#### **a.1. Niveau fédéral**

##### *Production d'électricité*

La capacité de production totale installée s'est élevée à 16.670 MW en 2008<sup>7</sup>.

S'agissant des perspectives d'investissements en unités de production connues au 31 décembre 2008, 1.573 MW sont en cours de construction, 1.057 MW sont autorisés<sup>8</sup> et 3.775 MW sont planifiés<sup>9</sup>.

Enfin, la première étude prospective "électricité" 2008-2017<sup>10</sup>, établie par la Direction générale de l'Energie du Service Public Fédéral Economie, n'était pas encore publiée au moment de l'élaboration du présent rapport annuel. Il en va de même pour l'étude prospective "gaz".

##### *Investissements dans le réseau de transport d'électricité*

La principale évolution du réseau de transport en 2008 consiste en la mise en service, en juin, du transformateur-déphaseur à 380 kV dans le poste haute tension Zandvliet et la mise en service, en septembre, de deux transformateurs-déphaseurs à 380 kV dans le poste haute tension Van Eyck. Grâce à ces trois transformateurs-déphaseurs de 1.300 MVA, Elia est en mesure d'assurer une meilleure maîtrise et une meilleure répartition sur le réseau de très haute tension des flux d'électricité en provenance des pays limitrophes.

La création de Coreso, le premier centre de coordination technique régional commun à plusieurs gestionnaires de réseaux de transport, qui débutera ses activités début 2009 à Bruxelles, contribuera au renforcement de la sécurité électrique en Europe.

Enfin, le renforcement à long terme d'une ligne interne à 380 kV entre Gramme et Massenhoven, ainsi que la réalisation d'une nouvelle liaison entre les Ardennes (B) et la

---

<sup>7</sup> Service Public fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Données provisoires.

<sup>8</sup> Ces 1.057 MW sont autorisés mais leur construction n'a cependant pas encore commencé. Il s'agit de projets pour lesquels une concession domaniale (éolien off shore) ou une autorisation de production (autres centrales de plus de 25 MW) a été octroyée.

<sup>9</sup> Pour lesquels une demande d'autorisation ou de concession domaniale est toujours en cours de traitement.

<sup>10</sup> La loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 a remplacé dans la loi électricité le programme des moyens de production d'électricité, dont l'élaboration était confiée à la CREG, par une étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité, dite étude prospective, à établir par la Direction générale de l'Energie.

Lorraine (F) sont également examinés afin d'augmenter le potentiel de transactions entre la France et la Belgique.

## **a.2. Niveau régional**

### **Région flamande**

L'absence de sources d'énergie autres que renouvelables rend la Flandre fort dépendante de l'importation de ces sources. C'est pourquoi le développement du réseau de distribution revêt une importance capitale et les investissements effectués par les gestionnaires de réseau sont encouragés dans l'optique d'une adaptation maximale des unités de production décentralisées.

### **Région wallonne**

Les réseaux de distribution d'électricité ont accueilli en 2008 une part croissante de productions renouvelables qui est passée de 5,8 à 7,2%. Pour le gaz, les réseaux se sont étendus de 11.759 à 12.045 km soit une augmentation de 2,4%.

## **b. Diversification des sources et des routes**

### **Electricité**

En 2008, l'énergie électrique produite à partir du nucléaire a représenté un peu moins de 56% de l'énergie électrique totale produite par les unités de production connectées au réseau d'ELIA. La part correspondante pour le gaz naturel s'est quant à elle élevée à 30%.

En termes de capacité, le nucléaire et les TGV et turbines à gaz ont représenté, en 2008, respectivement près de 39% et 24% de la capacité installée totale des centrales connectées au réseau d'Elia.

S'agissant enfin des incitants prévus pour promouvoir la production d'électricité, l'article 7 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoit plusieurs mesures de soutien centrées sur la promotion des énergies renouvelables. Dans cette optique, il convient notamment de mentionner le financement partiel par Elia du coût du câble sous-marin destiné aux éoliennes en mer du Nord, la mise en place en 2008 d'un mécanisme de certificats verts pour l'énergie verte produite par les éoliennes en mer du Nord, le mécanisme de soutien au profit des titulaires de concessions domaniales dont les écarts de production sont plus importants en raison des aléas liés à la source éolienne ainsi que les mesures de soutien en cas de retrait de concessions domaniales pour des motifs étrangers à une forme de négligence

dans le chef du concessionnaire. Au 31 décembre 2008, ce dernier mécanisme restait à mettre en place.

Différentes mesures de soutien existent également au niveau régional, dont notamment des régimes de certificats verts.

### **c. Conclusions**

#### ***Gaz naturel***

Voir chapitre 5.2.

#### ***Electricité***

Voir chapitre 5.1.

## **2.6. Conclusions générales en ce qui concerne le cadre légal**

En 2008, la CREG a adopté une série d'initiatives visant à améliorer la législation existante.

La CREG a par ailleurs à maintes reprises souligné la nécessité de lui attribuer les pouvoirs et moyens nécessaires pour mettre pleinement en œuvre les directives européennes et notamment la mission octroyée aux régulateurs visant à assurer une concurrence effective et un fonctionnement efficace des marchés de l'électricité et du gaz naturel, et ceci, notamment en exerçant une surveillance continue des activités soumises à la concurrence, aussi bien sur le plan de la formation des prix que sur le plan des pratiques et comportements rencontrés sur le terrain.

L'adoption de la loi du 8 juin 2008 portant des dispositions diverses marque un signal positif dans ce sens vu qu'elle prévoit un renforcement des compétences et des droits du régulateur fédéral, en le chargeant de la surveillance de la transparence et de la concurrence sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, du contrôle des prix sur ces marchés, des intérêts essentiels des consommateurs ainsi que de l'exécution correcte des obligations de service public par les entreprises concernées. Ces avancées réglementaires s'inscrivent d'emblée dans la lignée du troisième paquet législatif européen.



### **3. Régulation et fonctionnement du marché de l'électricité**

#### **3.1. Régulation [Article 23(1) sauf « h »]**

##### **3.1.1. Gestion et allocation des capacités d'interconnexions et mécanismes relatifs à la congestion**

En Belgique, les importations physiques nettes d'énergie électrique se sont élevées à environ 10,6 TWh en 2008<sup>11</sup>, soit une augmentation de quelques 4 TWh par rapport à 2007. Cette évolution ramène les importations physiques nettes à un niveau comparable à celui de 2006 (10 TWh). En 2008, les importations physiques brutes se sont élevées à environ 17,1 TWh contre 15,7 TWh en 2007. Les exportations physiques brutes se sont réduites quant à elles à 6,6 TWh en 2008 contre 9,0 TWh en 2007.

Une part importante des flux d'énergie physiques provient des transits transfrontaliers d'électricité passant à travers le réseau belge. Selon ELIA, les transits physiques ont représenté environ 4,7 TWh<sup>12</sup> en 2008, soit une diminution de 2,5 TWh par rapport à 2007.

La gestion des congestions sur les frontières belges est organisée au moyen d'enchères explicites aux horizons annuels et mensuels et sur base d'enchères implicites à l'horizon journalier, via un mécanisme de couplage avec les marchés organisés en J-1 français (Pownext) et hollandais (APX) : voir DAM ci-dessous.

La frontière avec la France dispose en outre d'un mécanisme infra-journalier basé sur un prorata amélioré depuis mai 2007. En 2008, cette capacité d'interconnexion infra-journalière a été utilisée pendant 46,9 % du temps en 2008, soit 20,3 % pour importer de l'énergie et 32,1 % pour exporter de l'énergie (5,5 % d'importation et d'exportation d'énergie simultanées). Au total, 218 GWh ont été importés et 362 GWh exportés. Si l'on ne considère que les heures pendant lesquelles des nominations ont eu lieu, le volume moyen est de 122 MW pour les nominations d'importation et de 128 MW pour les nominations d'exportation.

Sur la base du fonctionnement du mécanisme de couplage des marchés en J-1 'DAM', on peut établir que l'interconnexion Belgique-France a été congestionnée 16% du temps. De même, pour la frontière Belgique-Pays-Bas, on a relevé 16 % de congestions.

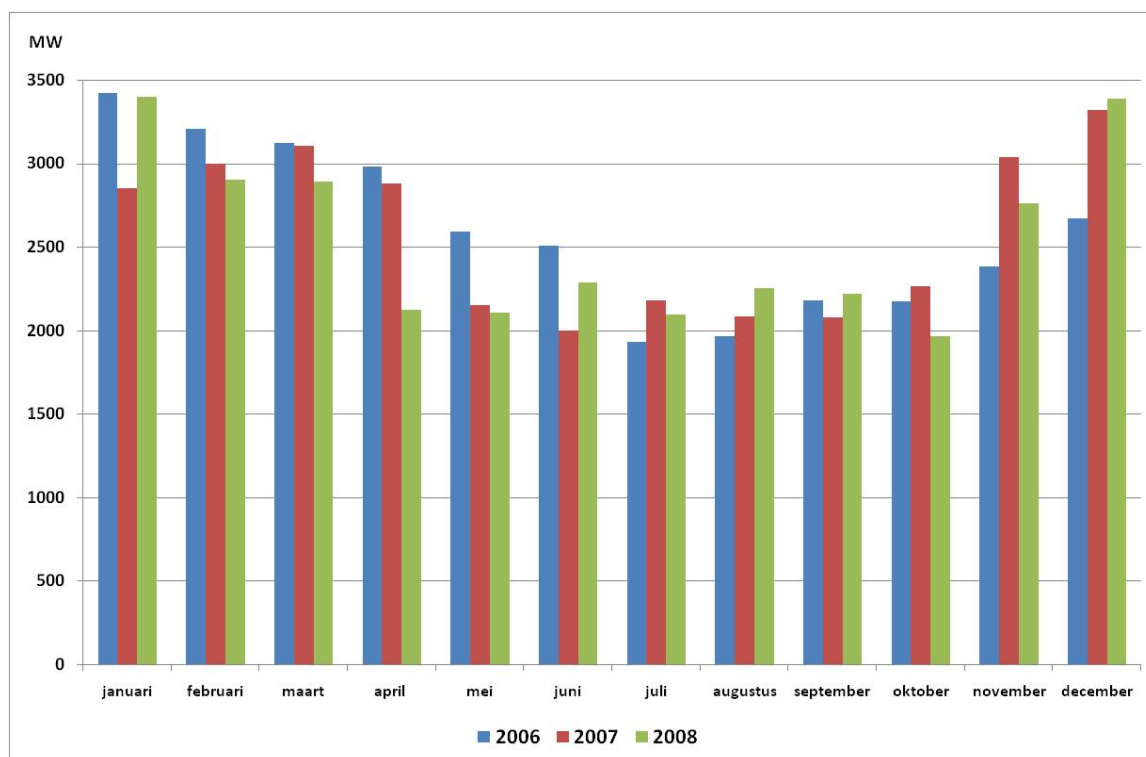
---

<sup>11</sup> Source : ELIA – données provisoires, janvier 2009.

<sup>12</sup> Méthode de calcul ETSO.

En ce qui concerne le volume des capacités disponibles sur l'interconnexion Belgique-France, la figure 4 ci-dessous montre l'évolution de la moyenne mensuelle des capacités totales disponibles (NTC) en J-1 dans le sens France-Belgique pour les années 2006, 2007 et 2008. Les moyennes annuelles qui en résultent sont à peu de choses près égales, malgré le renforcement de l'interconnexion en janvier 2007 consécutif à la transformation de la ligne Chooz (F) Monceau en 220 kV sur l'ensemble de sa longueur, d'une part, et à l'installation d'un transformateur-déphaseur au poste de Monceau, d'autre part. L'impact sur les capacités d'interconnexions de la mise en service progressive de trois transformateurs-déphaseurs sur les lignes d'interconnexion avec les Pays-Bas au cours de l'automne 2008 n'apparaît pas clairement, étant donné que le mode de gestion de ces appareils est en phase de tests.

Figure 4 : Evolution des moyennes mensuelles de la capacité proposée en J-1 sur l'interconnexion avec la France



Source : CREG

La saturation d'une interconnexion se manifeste par l'apparition d'une différence de prix entre les deux bourses situées de chaque côté de l'interconnexion, ce qui génère des rentes de congestion ('congestion rents'). Le total des rentes de congestion qui apparaissent lors de l'attribution de la capacité journalière, a atteint 44,2 millions d'euros sur les interconnexions en 2008, dont 20 millions sur la frontière sud dans le sens France-Belgique, 3,9 millions dans le

sens Belgique-France, 13,4 millions sur la frontière nord dans le sens Pays-Bas-Belgique et 6,8 millions dans le sens Belgique-Pays-Bas.

Par ailleurs, le total des rentes de congestion correspondant aux allocations annuelles et mensuelles se sont élevées à 38,5 M€ en 2008.

Les rentes de congestion journalières ont été très volatiles en 2008, avec l'apparition de valeurs très élevées durant certains jours. Ainsi, le 3 mai 2008, une rente de congestion correspondant à des importations depuis la France et les Pays-Bas de 4,8 millions d'euros a été mise en évidence.

En ce qui concerne le calcul des capacités commerciales d'interconnexion, une part importante des capacités physiques est réservée comme marge de sécurité pour les flux de bouclage au travers de la Belgique, vu leur importance et leur imprévisibilité.

En 2008, les travaux effectués, sous la conduite de la CREG, dans le cadre de l'intégration régionale des marchés de la région Centre-Ouest européenne (ci-après: la région) ont principalement porté sur l'harmonisation et l'amélioration des règles d'enchères pour l'allocation des capacités de transport transfrontalières de long terme, sur le couplage des marchés organisés en J-1 basé sur les flux (flow-based), sur la mise en place d'un mécanisme régional transfrontalier pour les échanges infra journaliers et sur le calcul des capacités d'interconnexion.

D'une manière générale, ces travaux prioritaires, énumérés dans le plan d'action des régulateurs concernés pour la période 2007-2009, ont cependant accusé un retard important.

En ce qui concerne l'harmonisation des règles d'enchères pour les capacités de long terme, la proposition présentée en ce sens par les gestionnaires de réseau de la région au début de l'été 2008 a en effet été jugée insuffisante par les régulateurs concernés. Ceux-ci ont dès lors organisé, en novembre 2008, une consultation des acteurs du marché afin de poursuivre et améliorer cette harmonisation. La mise en œuvre des règles ainsi améliorées est prévue pour l'été 2009.

En ce qui concerne le couplage des marchés basés sur les flux, les gestionnaires de réseau ont annoncé, en juillet 2008, une implémentation par étapes, dont la première consisterait en un couplage basé sur un calcul des capacités d'interconnexion résultant de la méthode

traditionnelle recommandée par ETSO. Cette étape, dont la mise en œuvre est prévue pour mars 2010, fait encore l'objet d'un examen de la part des régulateurs. En ce qui concerne la deuxième étape, l'algorithme basé sur les flux est en cours de développement. Bien que des progrès significatifs aient été réalisés dans le traitement des contraintes de réseau et dans la centralisation de l'algorithme et des données disponibles, des difficultés sont cependant rencontrées au niveau du calcul des capacités et des résultats non intuitifs des prix de marché produits par les simulations du couplage.

Enfin, en ce qui concerne les mécanismes infra journaliers, les régulateurs ont œuvré pour une mise en place rapide de mécanismes intérimaires bilatéraux, dans la mesure où le mécanisme régional prévu dans le plan d'action précité a subi des retards importants. Les régulateurs travaillent actuellement, en collaboration avec les gestionnaires de réseau et les bourses, à la mise en place du mécanisme régional.

Afin de parvenir à un design global cohérent de l'ensemble des mécanismes de marché qui sont en cours de définition et d'implémentation dans la région, le Comité de direction de la CREG a commandé, en 2008, une étude relative au design général des mécanismes du marché de l'électricité à l'approche du temps réel, qui recouvre notamment le marché J-1 (bourses d'électricité), l'infra journalier et le temps réel (équilibre). Les principales conclusions de cette étude ont révélé une prééminence du temps réel sur les autres horizons temporels (J-1, infra journalier), l'intérêt d'un modèle de marché de référence fortement organisé, l'importance de la mise en place du même algorithme de marché pour les différents horizons temporels et la nécessité d'affiner et d'optimiser le découpage spatial utilisé actuellement (un pays = une zone).

### **Fourniture d'information du marché par les GRD**

#### **Région flamande**

Il faut élaborer les règles applicables ou à appliquer en vertu de la réglementation relative aux échanges transfrontaliers d'électricité, y compris les règles traitant la fourniture d'informations au marché par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution dans le contexte de la gestion des congestions<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> Par exemple, les flux agrégés, les prévisions en matière de demandes du système et la disponibilité de capacité.

## **Région Wallonne**

Le problème de congestion est perceptible dans certaines régions où un rapide et important accroissement des productions décentralisées se produit : essentiellement le Nord-Est de la Région wallonne. Les investissements nécessaires et la prise en charge de leur coût sont à l'étude, ainsi que des procédures d'accès au réseau, prenant en compte cette situation particulière.

### **3.1.2. La régulation du transport et de la distribution**

#### **A. Les tarifs de réseau de transport et de distribution**

##### ***Transport de l'électricité***

L'arrêté royal du 8 juin 2007<sup>14</sup> a introduit les modalités d'une tarification pluriannuelle du transport d'électricité pour une période régulatoire de quatre ans. Cette nouvelle tarification est applicable depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008 et ce jusqu'en 2011.

En substance, ce nouvel arrêté royal fixe les règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité.

Outre des définitions et des mesures transitoires, cet arrêté royal contient donc des dispositions relatives (i) au revenu total et à la marge équitable du gestionnaire de réseau de transport ; (ii) à la structure tarifaire générale ; (iii) aux procédures à appliquer ; (iv) aux rapports annuels, aux données et à l'information que le gestionnaire du réseau doit fournir à la CREG en vue du contrôle des tarifs par celle-ci ; et (v) à la maîtrise des coûts.

Le nouveau régime fixé par cet arrêté est de type « secured revenue » normatif ; il garantit au gestionnaire de réseau de transport, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses tâches légales et une marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans son réseau. Le revenu de chaque année de la période régulatoire est scindé en coûts 'gérables', c'est-à-dire des coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau

---

<sup>14</sup> Arrêté royal du 8 juin 2007 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par le gestionnaire du réseau national de transport d'électricité, *Moniteur belge* 29 juin 2007.

exerce un contrôle direct, et en coûts 'non gérables', lesquels sont énumérés dans l'arrêté royal précité du 8 juin 2007.

Le revenu total est généré par l'application d'un certain nombre de règles d'évolution appliquées au revenu de la première année utilisé comme référence pour en déduire le revenu de la deuxième, troisième et quatrième année. En divisant le revenu total des quatre années ainsi obtenu par les volumes totaux à transporter, on obtient des tarifs unitaires constants valables pour toute la période régulatoire, sauf circonstances exceptionnelles ou adaptation de la fourniture de service.

La différence la plus remarquable du nouveau régime de tarification pluriannuelle par rapport à l'ancienne régulation 'cost plus' réside dans l'incitant offert au gestionnaire de réseau qui dope la rentabilité via le solde des coûts gérables : chaque année, la différence entre les coûts réels gérables et budgétés est octroyée au gestionnaire du réseau. Ce système plutôt classique de régulation 'incentive based' est également appliqué dans d'autres pays : la réduction de coût engrangée par le gestionnaire de réseau doit en effet, à terme, entraîner également des diminutions tarifaires pour les utilisateurs du réseau. Il convient particulièrement de noter la règle d'évolution applicable aux coûts gérables : un mécanisme d'indexation est prévu à cet effet, incluant à la fois un calcul *ex ante* et *ex post*. Il est par ailleurs important de signaler qu'un incitant d'accroissement des investissements a été intégré. En effet, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008, au moment de la mise hors service d'immobilisations corporelles, la partie de la plus-value afférente à l'actif concerné provenant des actifs régulés initiaux peut être mise à charge du revenu total à couvrir par les tarifs, pour autant que les montants correspondant à cette plus-value soient comptabilisés comme une réserve d'investissement et partant, restent dans l'entreprise et puissent être utilisés comme source d'autofinancement.

A noter pour conclure que les « congestion revenues » sont pris en compte au bénéfice des tarifs.

### ***Distribution de l'électricité***

La régulation des tarifs en Belgique est toujours actuellement de type '*cost-plus*' normatif, c'est-à-dire, que les tarifs couvrent exactement les coûts de distribution, majorés d'une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans les réseaux. La CREG contrôle cependant le caractère raisonnable des coûts et seuls les coûts jugés raisonnables par la CREG peuvent être couverts par les tarifs. Le contrôle du caractère raisonnable des coûts se fait annuellement *ex ante* en vue de l'approbation de la proposition tarifaire et *ex post* en vue de

la détermination d'un éventuel bonus/malus qui découlerait de l'application des tarifs. Tous les gestionnaires de réseaux de distribution, y compris ceux ayant un nombre de consommateurs inférieur à 100.000, doivent soumettre une proposition tarifaire à l'approbation de la CREG.

Pour déterminer la marge bénéficiaire équitable, la CREG suit en principe (c.-à-d. pour autant qu'un gestionnaire de réseau ne démontre pas qu'une autre approche est plus adaptée) le modèle '*capital asset pricing model*'<sup>15</sup>.

Pour la distribution, la période régulatoire des tarifs couvre une période de un an. A partir de 2009, tout comme le transport, les tarifs seront pluriannuels et couvriront la période régulatoire 2009-2012. Ils se verront appliquer les mêmes principes que les tarifs de transport.

En 2008, en ce qui concerne la distribution d'électricité, la CREG a à nouveau réalisé un exercice de benchmarking de type '*Data Envelopment Analysis*' (DEA). Cet exercice de benchmarking a pour but d'évaluer le caractère raisonnable des coûts proposés par les gestionnaires de réseau de distribution dans leurs propositions tarifaires. Comme pour les exercices d'exploitation antérieurs, cet exercice de benchmarking a été complété par un examen détaillé du caractère raisonnable des coûts individuels et du calcul des tarifs. Celui-ci se fait sur la base des informations recueillies à l'aide d'un modèle de rapport détaillé mentionnant les coûts et les données physiques<sup>16</sup> et consiste notamment en :

- une évaluation des motifs de justification des coûts rapportés par les gestionnaires de réseau ;
- un contrôle des paramètres tarifaires (y compris les évaluations de puissance et d'énergie), les calculs des tarifs et les méthodes d'affectation des coûts entre les tarifs et les groupes de clients (contrôle du subventionnement croisé) ;
- pour les coûts qui sont imposés par la législation (par exemple, les coûts résultant des obligations de service public), un contrôle des motifs légaux pour ces coûts ;
- une comparaison des coûts réels et des coûts budgétés au fil des ans ;
- un contrôle du coût rapporté avec la comptabilité (contrôle sur place par la CREG).

Les tarifs approuvés par la CREG peuvent être consultés sur son site internet (<http://www.creg.be>) ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux. A la demande de la CREG, la plupart d'entre-eux ont mis à la disposition des consommateurs un module de calcul leur permettant de réaliser une estimation détaillée de leur facture de transport et de distribution.

---

<sup>15</sup> Voir : [http://www.creg.be/pdf/Lignes\\_Directrices/Div-B218FR.pdf](http://www.creg.be/pdf/Lignes_Directrices/Div-B218FR.pdf)

<sup>16</sup> Le modèle de rapport est disponible sur le site Internet de la CREG : <http://www.creg.be/xls/Rapporteringsmodel-FR-2005.xls>.

Lors de l'analyse des propositions tarifaires, la CREG consulte les régulateurs régionaux pour ce qui concerne : l'approbation des plans d'investissements, les amendes imposées, etc.

### ***Fourniture d'informations de la part des gestionnaires de réseau***

Les tarifs approuvés par la CREG peuvent être consultés sur son site internet (<http://www.creg.be>) ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux. A la demande de la CREG, la plupart d'entre-eux ont mis à la disposition des consommateurs un module de calcul leur permettant de réaliser une estimation détaillée de leur facture de transport et de distribution.

Il est ressorti d'un groupe de travail interdisciplinaire (CREG, gestionnaires du réseau de distribution, gestionnaires du réseau de transport, fournisseurs), une série d'accords concrets ont été conclus entre les différents acteurs du marché. Un de ces accords consiste à ce que tous les gestionnaires du réseau de distribution rédigent un vade-mecum tarifaire, dans lequel l'application des différents tarifs est expliquée. Ce vade-mecum est mis à la disposition des fournisseurs.

Toutes les informations concernant les tarifs, les coûts et les conditions de raccordement sont publiées sur les sites Web des gestionnaires du réseau de distribution. Cette obligation est imposée tant par la législation flamande que fédérale.

### ***Interruptions / Qualité de service***

#### **Région flamande**

Les interruptions résultant de travaux prévus sont relativement limitées et n'ont, dans la plupart des cas, pas un impact important sur le confort de l'utilisateur, étant donné que les travaux prévus doivent être annoncés à l'avance ou doivent être réalisés en concertation avec les clients finals concernés.

En raison d'interruptions imprévues, les réseaux ont été indisponibles durant en moyenne 22 minutes et 19 secondes en 2007.



## **Région Wallonne**

Les gestionnaires de réseaux communiquent chaque année un rapport dans lequel ils décrivent la qualité de leurs prestations durant l'année calendrier écoulée, à savoir :

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès à son réseau de distribution, ainsi que la durée annuelle totale de l'interruption, durant l'année calendrier indiquée. Ces informations sont fournies séparément pour la basse et la haute tension.
- le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits aux chapitres 2 et 3 de la norme NBN EN 50160;
- la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du règlement technique et les raisons de ceux-ci.

La mise en œuvre d'autres indicateurs de qualité est actuellement entreprise.

### **B. Balancing**

Le gestionnaire du réseau de transport ELIA est chargé de surveiller, maintenir et, le cas échéant, rétablir, à tout moment, l'équilibre entre l'offre et la demande de la puissance électrique dans la zone de réglage. Son intervention fait suite, entre autres, à d'éventuels déséquilibres individuels provoqués par les différents responsables d'accès. Conformément au règlement technique, ELIA doit soumettre à l'approbation de la CREG une proposition de règles de fonctionnement du marché destinées à compenser les déséquilibres quart-horaire.

Fin 2008, la CREG a approuvé la proposition d'ELIA<sup>17</sup> en demandant l'extension de la liste des données de monitoring transmises ainsi qu'une amélioration du délai et de la qualité des données transmises. Le mécanisme proposé est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Le déséquilibre des acteurs du marché est calculé sur base quart-horaire (15 minutes). Une seule zone de réglage est prise en considération. Elle couvre le territoire belge et la partie du réseau grand-ducal (Grand-duché de Luxembourg) qui est connectée au réseau belge.

Les ressources utilisées pour compenser les déséquilibres de la zone de réglage sont composées de réserves sur les unités de production belges, de contrats de délestage prioritaire de certaines charges industrielles (clientèle interruptible) et de contrats de réserve tertiaire « inter-TSO ». ELIA a, en effet, signé avec RTE et TenneT des contrats de mise à disposition de réserve tertiaire, appelée « réserve inter-TSO ». La disponibilité de ces réserves n'est pas

---

<sup>17</sup> Décision (B)081222-CDC-817 concernant la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart-horaires pour 2009.

garantie. En 2008, l'activation des réserves inter-TSO situées à l'étranger représente pour ELIA 0,3 % de ses activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage.

En terme de commerce en *intraday*, les possibilités suivantes existaient en 2008 :

- Belpex : *continuous intraday* sur Belpex depuis le mois de mars 2008
- Frontière nord : pas d'*intraday* sur la frontière nord en 2008.
- Frontière sud : possibilité d'acquérir de la capacité en *intraday* ; *gate closure time* par guichet
- Hub *intraday* d'ELIA : introduction de transactions supplémentaires entre deux ARP par rapport à leurs nominations en *day ahead*.

Le tarif de déséquilibre est basé sur un système à deux prix, prenant en compte le sens du déséquilibre du responsable d'accès et le sens du déséquilibre de la zone de réglage. En 2007, le prix moyen (non pondéré) de déséquilibre positif (injection > prélèvement) a été de 22,00 €/MWh et le prix de déséquilibre négatif (injection < prélèvement) a été de 48,67 €/MWh. En 2008, le prix moyen (non pondéré) de déséquilibre positif (injection > prélèvement) a été de 43,31 €/MWh et le prix de déséquilibre négatif (injection < prélèvement) a été de 78,06 €/MWh.

Le processus lié aux déséquilibres pour le jour J est le suivant :

- Imports et exports des capacités allouées sur bases annuelle et mensuelle sur les frontières nord et sud : nominations avant 8h00 en J-1
- Belpex : rentrée des offres avant 11h00 en J-1
- Hub *day ahead* d'ELIA : rentrée des nominations avant 13h00 en J-1
- Points d'injection et de prélèvement : nominations avant 14h00 en J-1
- Acquisition de capacité d'interconnexion sur la frontière sud en J : guichets en J
- *Belpex Continuous Intra Day Market* : transactions possibles en J sur base continue depuis le mois de mars 2008
- Hub *intraday* d'ELIA : rentrée des nominations supplémentaires avant 13h00 en J+1

Les informations suivantes sont fournies par ELIA aux acteurs du marché en matière de compensation des déséquilibres quart-horaires, par publication sur son site web :

- des informations documentaires :
  - les informations sur les processus liés à l'équilibre, l'organisation des échanges entre ARP et les possibilités d'importation et d'exportation sur chacune des deux frontières de la zone de réglage ;
  - le contrat ARP « type » ;
  - les formules permettant de déterminer les tarifs de déséquilibre ;
- des informations chiffrées sur base quart-horaire :

- les volumes et les prix des offres pour le réglage à la hausse et à la baisse (*ex ante*)
- le volume et les prix moyen et marginal du réglage à la hausse et à la baisse de l'équilibre de la zone (*ex post*)
- les tarifs de compensation du déséquilibre individuel à la hausse et à la baisse (*ex post*).
- Un ordre de grandeur du déséquilibre actuel de la zone (temps réel).

### **3.1.3. Découplage de fait**

#### **A. Découplage du gestionnaire du réseau de transport**

Au niveau fédéral (tension supérieure à 70 kV), il n'existe qu'un seul gestionnaire de réseau de transport. Il s'agit d'Elia System Operator qui a été désignée le 13 septembre 2002 pour une période de 20 ans. Elia System Operator est également le gestionnaire des réseaux de transport au niveau local (réseaux de 30 à 70 kV).

Le gestionnaire du réseau de transport contrôle les actifs physiques du réseau de transport, comme il contrôle Elia Asset, le propriétaire des actifs physiques.

La législation belge prévoit un découplage juridique, fonctionnel et comptable du gestionnaire de réseau mais ne renferme aucune obligation de dissociation totale de la propriété. Les principales dispositions en matière de découplage pour le gestionnaire de réseau sont définies dans la loi électricité du 29 avril 1999 et les amendements apportés par la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005, ainsi que dans l'arrêté royal du 3 mai 1999 relatif à la gestion du réseau national de transport. Les dispositions mentionnées se rapportent à la structure juridique, à la composition des organes de la société et à ses activités.

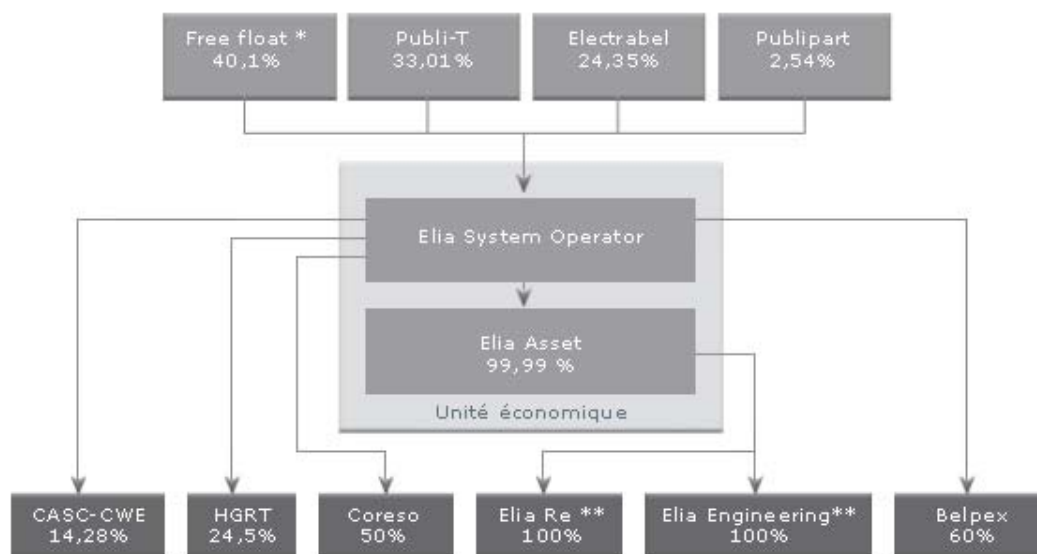
La législation belge interdit au gestionnaire de réseau de prendre des participations, directes ou indirectes, dans les producteurs, les distributeurs, les fournisseurs et les intermédiaires. Elia System Operator a un siège social qui lui est propre.

En sa qualité de gestionnaire de réseau, Elia ne peut s'engager dans aucune activité de production ou de vente d'électricité autres que celles nécessitées par son activité de coordination en tant que gestionnaire du réseau. Elle ne peut pas non plus s'engager dans des activités de gestion de réseaux de distribution d'un niveau de tension inférieur à 30 kV. Le gestionnaire du réseau peut exercer, sur le territoire belge ou hors de celui-ci, toute activité conforme à son objet social. Ces activités ne peuvent toutefois pas avoir d'effet négatif sur

l'indépendance du gestionnaire du réseau ni sur l'exercice des missions qui lui sont confiées légalement.

La structure de propriété d'Elia System Operator au 27 avril 2009 est reprise dans le tableau 4. Elia System Operator est dissociée juridiquement des producteurs/fournisseurs d'électricité mais Electrabel reste actionnaire à hauteur de 24,35%.

Tableau 4 : Structure de propriété d'Elia (27/04/2009)



\* Le Groupe Arco a annoncé le 21 octobre 2008 qu'il possède 10,37% des actions Elia.

\*\* Elia System Operator possède 1 action d'Elia Re et 1 action de Elia Engineering.

\*\*\* Le nombre total d'actions émises s'élevait à 48.076.949 au 31 mars 2008.

Source : [www.elia.be](http://www.elia.be)

Le gestionnaire du réseau est administré par un conseil d'administration qui définit, entre autres, la politique générale de la société. Ce conseil d'administration est composé exclusivement d'administrateurs non exécutifs. Par ailleurs, la moitié de ses membres se compose d'administrateurs indépendants nommés pour leurs connaissances en matière de gestion financière et en matière technique. La CREG donne un avis conforme sur l'indépendance des administrateurs indépendants. Enfin, certaines règles relatives à la représentation minimale de l'autre sexe et à l'équilibre linguistique sont d'application.

Le comité de direction d'Elia est exclusivement composé de membres indépendants. Il est compétent, entre autres, pour la gestion de réseaux d'électricité et la gestion journalière. La

nomination et la révocation des membres du comité de direction sont soumises à l'avis conforme de la CREG.

Outre ce comité, il existe plusieurs comités consultatifs (notamment le comité d'audit, le comité de gouvernement d'entreprise et le comité de rémunération). Leur rôle, les conditions de composition et leurs compétences varient en fonction du type de comité.

En 2008, la CREG a émis deux avis<sup>18</sup> en exécution de l'article 11 de l'arrêté royal du 3 mai 1999, aux termes duquel les commissaires-réviseurs du gestionnaire du réseau sont nommés et révoqués par l'assemblée générale des actionnaires moyennant avis conforme de la CREG. Ces avis ont trait à la nomination de deux commissaires auprès d'Elia.

Etant donné que le gestionnaire de réseau est coté en bourse depuis juin 2005, Elia doit également se soumettre aux règles de bonne gouvernance d'entreprise en vigueur pour les sociétés cotées. Ces règles comprennent, entre autres, le Code belge de gouvernance d'entreprise pour les sociétés cotées<sup>19</sup>.

En 2008, aucune modification n'a été apportée aux règles de découplage valables pour le gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

## **B. Découplage des gestionnaires des réseaux de distribution**

### Présentation générale

En 2008, la Belgique comptait vingt-six gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité. Ceux-ci sont répartis comme suit à travers les différentes régions : 14 en Flandre, 1 à Bruxelles, 11 en Wallonie. Deux gestionnaires du réseau exercent leurs activités tant en Flandre qu'en Wallonie. 14 gestionnaires du réseau de distribution exercent les deux activités (distribution d'électricité et de gaz) au sein de la même société. L'un des gestionnaires de réseau est une entreprise privée qui dessert l'aéroport bruxellois et ses environs. Neuf gestionnaires de réseau sont des intercommunales pures, ce qui signifie qu'elles appartiennent entièrement aux autorités locales (communes ou provinces). Les quinze gestionnaires de réseau de distribution restants sont des intercommunales mixtes et font donc partie d'un partenariat privé-public avec Electrabel.

---

<sup>18</sup> CREG, Avis (A)080717-CDC-803 et (A)080717-CDC-804.

<sup>19</sup> Jusqu'à la fin 2008, l'edit « Code Lippens » édition 2004 était d'application. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la nouvelle édition 2009 du Code belge de gouvernance d'entreprise (« Code 2009 »), publié le 12 mars 2009 par la Commission Corporate Governance, est d'application (consultable à l'adresse : <http://www.corporategovernancecommittee.be> )

Les gestionnaires de réseau mixtes assurent ensemble la distribution de près de 80% de l'énergie électrique en Belgique. Les cinq principaux gestionnaires de réseau de distribution (qui sont tous des gestionnaires de réseau mixtes) assurent ensemble la distribution de près de 50% de l'énergie électrique en Belgique.

Electrabel possédait conformément aux dispositions légales en vigueur, 30% des actions des gestionnaires de réseau mixtes en Flandre (depuis le 5 septembre 2006) et dans la Région de Bruxelles-Capitale alors qu'elle varie entre 38% et 49% en Région wallonne.

En Flandre comme en Wallonie, Electrabel s'est retirée des tâches opérationnelles des gestionnaires de réseau. Depuis le 30 mars 2006, celles-ci sont entièrement remplies par la S.C.R.L. Eandis, une société dans laquelle ne participent que les gestionnaires du réseau de distribution mixtes.

Certains gestionnaires de réseau issus du secteur pur (Inter-energa, WVEM et IVEG) ont également fondé une « société d'exploitation » : la S.C.R.L. Infrac.

En conséquence de cette tendance à la création de « sociétés d'exploitation », le Gouvernement flamand a imposé en juillet 2007 les conditions légales auxquelles les gestionnaires du réseau de distribution peuvent recourir à ce type de sociétés. Celles-ci se basent sur le principe selon lequel les sociétés d'exploitation doivent satisfaire les mêmes exigences d'indépendance que les gestionnaires de réseau eux-mêmes.

En Région de Bruxelles-Capitale, le capital de l'opérateur technique Brussels Network Operation (BNO) est détenu par le gestionnaire de réseau de distribution SIBELGA.

En Région wallonne, l'opérateur technique est toujours Electrabel Netmanagement, une division interne d'Electrabel. Indexis et Metrix sont responsables des activités de mesurage et de comptage. En Flandre et en Région de Bruxelles-Capitale, Indexis est uniquement en charge du traitement des données alors que Eandis et Metrix sont responsables du relevé du compteur et de la validation des données. En Région wallonne, Indexis est à la fois responsable du relevé des compteurs et du traitement et de la validation des données.

Tous les gestionnaires du réseau de distribution se trouvent physiquement à d'autres endroits que les fournisseurs. Ils sont publiquement connus sous leur nom personnel et en tant que société distincte. Les gestionnaires du réseau sont connus du grand public sous le nom de leur

société d'exploitation. En Flandre, c'est principalement le cas pour Eandis (gestionnaires du réseau de distribution mixtes) et Infrac (un certain nombre de gestionnaires du réseau de distribution purs). Les call centers également ont été entièrement dédoublés depuis 2007, excluant toute confusion entre le call center des gestionnaires du réseau de distribution et celui des fournisseurs.

Tous les gestionnaires du réseau de distribution sont *legally unbundled*. Dans cette optique, les comptes publiés par les gestionnaires du réseau sont des *unbundled accounts*. Le *legal unbundling* est obligatoire en Belgique depuis le début de la libéralisation. En 2006 et en 2007, des déplacements ont été effectués dans la structure d'actionnariat pour les gestionnaires du réseau de distribution du secteur mixte (participation d'Electrabel) dans les différentes régions. La part des actionnaires communaux/provinciaux a été augmentée avec pour corollaire que celle d'Electrabel a diminué.

#### Présentation région par région

##### **Région flamande**

Les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) constituent des entreprises de réseau juridiquement distinctes. Ces entreprises de réseau ne sont pas contrôlées par une entreprise de fourniture/production. Les entreprises de fourniture/production peuvent, en vertu de la loi, posséder au maximum 30 % des parts/droits de vote dans le GRD. De ce fait, il n'existe pas de contrôle au sens de l'article 3(3) du règlement CE sur les concentrations. Les GRD sont propriétaires de leurs actifs de réseau ou possèdent le droit exclusif d'utiliser les actifs de réseau possédés par les villes et communes flamandes.

Selon la loi, les GRD ne peuvent détenir de participation, directe ou indirecte, dans aucune entreprise de fourniture ou de production ou dans aucune entreprise liée. Tous les gestionnaires du réseau de distribution y satisfont et aucune action spécifique ne doit donc être entreprise à cet effet. Il n'est, de ce fait, pas question non plus d'affaires devant encore être résolues à ce sujet.

##### **Région Wallonne**

L'effectivité de l'*unbundling* est attestée lors de l'examen des rapports annuels et intermédiaires des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) produits lorsqu'une modification de leur actionnariat constitue une modification statutaire. Comme déjà indiqué sous 2.iv) d., les parts

sociales des GRD détenues par les communes ou provinces passeront de 51 à 70% dès 2009, avec un objectif de 75% en 2018.

### **3.2. Aspects concurrentiels [Articles 23(8) et 23(1)(h)]**

#### **3.2.1. Description du marché de gros**

En 2008, le volume négocié sur le Belpex DAM s'élève à 11,1 TWh, ce qui correspond à environ 12,6 % de la consommation belge d'électricité. Il était de 7,6 TWh en 2007 pour 8,5 % de la consommation. Les acteurs du marché, actifs sur le Belpex DAM ont acheté au total 10,4 TWh; cela signifie que 0,7 TWh des volumes négociés a été acheté par des acteurs du marché actifs sur APX ou Powernext. Les acteurs du marché actifs sur le Belpex DAM ont acheté au total 4,3 TWh, ce qui signifie que 6,8 TWh des volumes négociés ont été achetés par des acteurs du marché actifs sur APX ou Powernext. Cette différence entre le volume acheté et le volume vendu est due au couplage des marchés et aux flux échangés avec la France et les Pays-Bas.

S'agissant de prix, le prix annuel moyen sur le marché Belpex s'est élevé à 70,6 €/MWh en 2008 (il était de 41,7 EUR/MWh en 2007). Septembre a été le mois le plus cher sur le Belpex DAM (89,5 EUR/MWh) et août le meilleur marché (59,1 EUR/MWh). Signalons qu'au cours des mois de février, mars, avril, mai et septembre, les prix moyens sur Belpex DAM étaient supérieurs à ceux pratiqués sur APX et Powernext.

A la suite de l'évolution observée des prix et des flux transfrontaliers entre les Pays-Bas, la Belgique et la France, la CREG a également continué, en 2008, l'examen du fonctionnement de Belpex. La CREG a eu des contacts avec les deux plus grands producteurs belges afin de leur donner l'occasion d'expliquer leurs comportements. Une première étude sera publiée en 2009.

Le 13 mars 2008, Belpex a lancé un nouveau segment de marché, à savoir le Belpex CIM ou commerce intra-day. Ce marché, contrairement au Belpex DAM, n'est pas couplé à Powernext ou APX. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2008, SPE est *liquidity provider* ou fournisseur de liquidité pour ce segment de marché, ce qui signifie que SPE s'engage à placer des ordres de 25 MW destinés à l'achat ou à la vente dans une fourchette de prix déterminée pendant 80 % du temps. Le Belpex CIM propose trois produits différents : des produits horaires et des blocs de quatre heures et de six heures. De la mi-mars à la fin décembre, environ 89 GWh ont été négociés sur le Belpex CIM. Pendant près de 20 % des heures, on observe un échange d'énergie via le Belpex CIM.



A la fin 2008, le prix du Belpex DAM a connu une forte diminution qui s'est poursuivie au début de l'année 2009. Durant cette période, la consommation électrique belge a diminué d'environ 10 % en raison de la crise économique.

Enfin, aucun signe révélant une réorientation ou un « shift » vers des transactions moins transparentes de type OTC, n'a été identifié en 2008, compte tenu de la croissance des volumes échangés sur la bourse d'électricité et du nombre de participants (32 en fin d'année 2008 pour 24 fin 2007).

En ce qui concerne les différences de prix avec les pays voisins, celles-ci apparaissent avec les Pays-Bas et la France en cas de congestion sur les interconnexions avec ces deux pays. Les interconnexions en elles-mêmes sont cependant utilisées le plus efficacement possible, étant donné le modèle de marché actuel et la structure du réseau : la capacité achetée à plus long terme (enchère mensuelle et/ou annuelle), mais qui n'est pas utilisée en day-ahead, est attribuée à la capacité journalière. En cas de nominations contraires également, celle-ci est reliée aux deux interconnexions depuis mi-2008, rendant davantage de capacité disponible.

Le couplage des marchés de la Belgique (*Belpex Day Ahead Market*) avec les Pays-Bas (*APX*) et la France (*Powernext*) s'est bien déroulé en 2008: les trois marchés n'ont en effet que rarement fonctionné de manière isolée. Le Belpex et Powernext étaient couplés pendant 84% du temps, le Belpex et APX pendant 84% du temps. La Belgique n'a été isolée des deux autres marchés que pendant 1% du temps.

Les prix ont été en moyenne relativement proches en raison du degré élevé de couplage des marchés.

### ***Fusions et acquisitions***

Le 22 juillet 2008, la fusion entre Suez et Gaz de France, préalablement approuvée le 14 novembre 2006 par la Commission européenne, est devenue effective. La concentration entre les deux acteurs du marché a pu avoir lieu après l'exécution des engagements repris dans la décision européenne et proposés par les parties.

Une des conditions concernait la vente de la participation de 25,5 % de GdF dans SPE. La britannique Centrica a fait savoir en 2008 qu'elle reprend la participation de GdF dans SPE à hauteur de 25.5% sur laquelle elle avait un droit de préemption, et devient ainsi l'actionnaire

majoritaire (51%) de SPE, deuxième producteur d'électricité du pays. La reprise a été officiellement confirmée au début de 2009.

En mai 2009, Centrica et l'entreprise française EdF annonçaient néanmoins que la participation majoritaire de Centrica dans SPE sera vendue à EdF. La vente s'inscrit dans une plus large transaction dans laquelle EdF cède sa participation de 25 % dans British Energy à Centrica. Si la transaction a effectivement lieu, l'Etat français jouera un rôle considérable sur le marché belge de l'électricité. L'Etat français contrôle près de 85 % d'EdF et représente le plus grand actionnaire de GdF-Suez, avec presque 36 %.

En outre, Electrabel a annoncé en décembre 2008 qu'elle échangera une partie de ses centrales électriques et de sa production nucléaire avec le producteur d'électricité allemand E.ON. Par cette opération, conclue dans le cadre de l'accord appelé Pax Electrica II avec le gouvernement belge, E.ON détiendra à l'avenir entre 10 et 15% du marché de la production d'électricité belge et deviendra un acteur important, derrière GdF-Suez et SPE.

### **3.2.2. Description du marché de détail**

Le contrôle sur le marché de détail est une compétence régionale. Le marché de détail de l'électricité est dès lors décrit région par région.

#### **A. Région flamande**

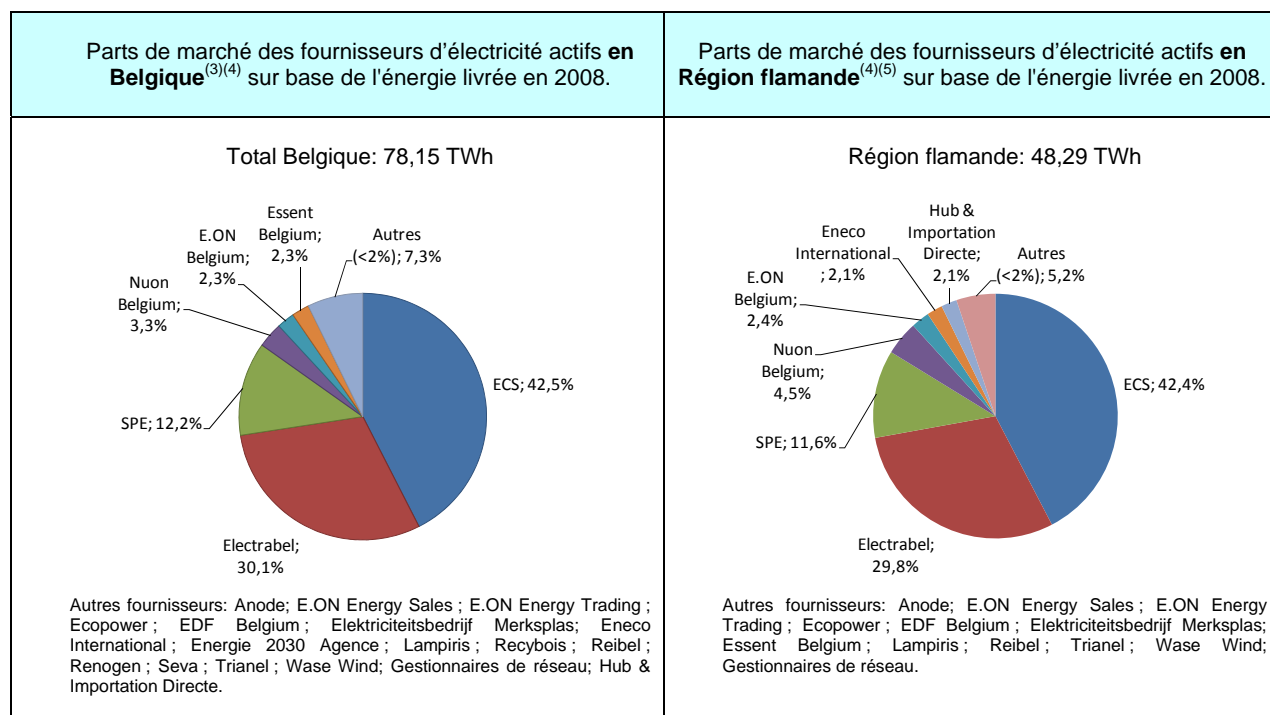
##### ***Concentration du marché***

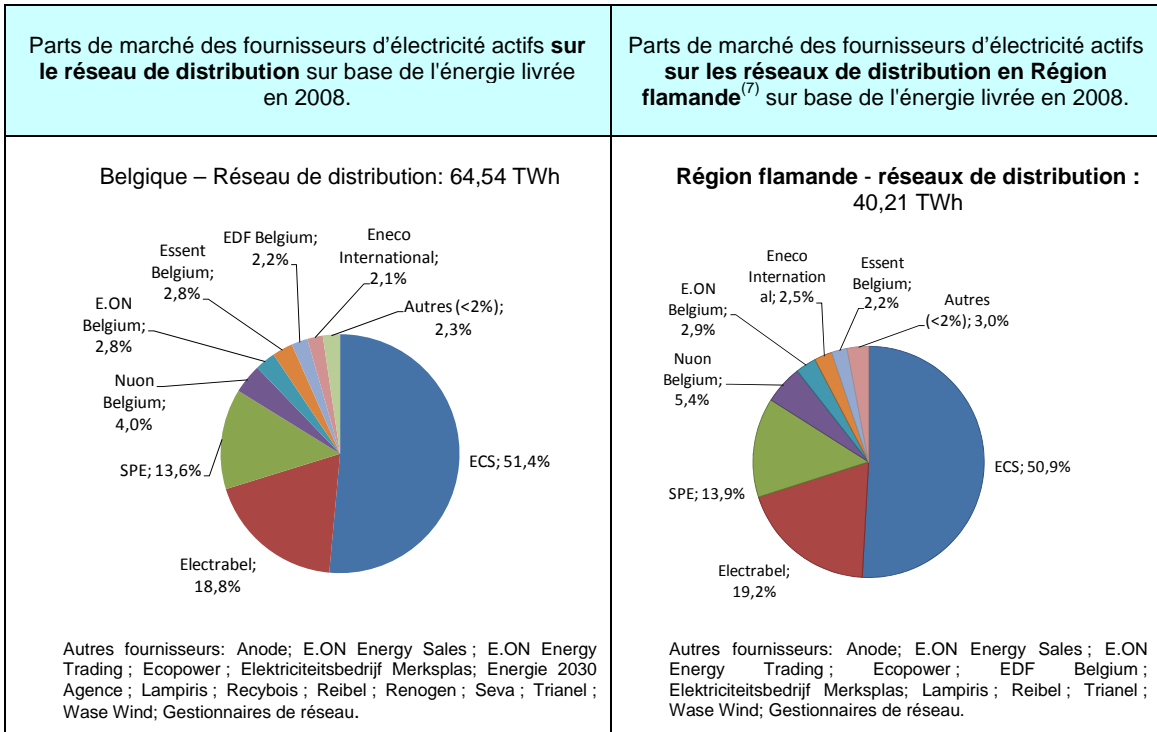
Fin 2008, on comptait 21 titulaires d'autorisations de fourniture d'électricité. C'est un de plus que fin 2007. DB Energie et E.ON Energy Sales GmbH ont obtenu une autorisation de fourniture en 2008. Le nombre d'autorisations de fourniture de gaz naturel s'élève à 15 en 2008.

Depuis la libéralisation du marché flamand de l'énergie le 1<sup>er</sup> juillet 2003, plus de quatre clients sur cinq (professionnels et résidentiels) ont conclu un contrat avec le fournisseur de leur choix. Bien que la part de marché des fournisseurs standard ne puisse plus être déterminée de manière uniforme suite à la fusion de SPE et Luminus, l'augmentation du nombre de contrats est due principalement aux anciens fournisseurs standard, lesquels ont réussi à persuader les clients qui leur avaient été attribués de signer un contrat. Tout comme l'an dernier, les nouveaux venus n'ont pas réussi à étendre sensiblement leur part de marché en 2008.

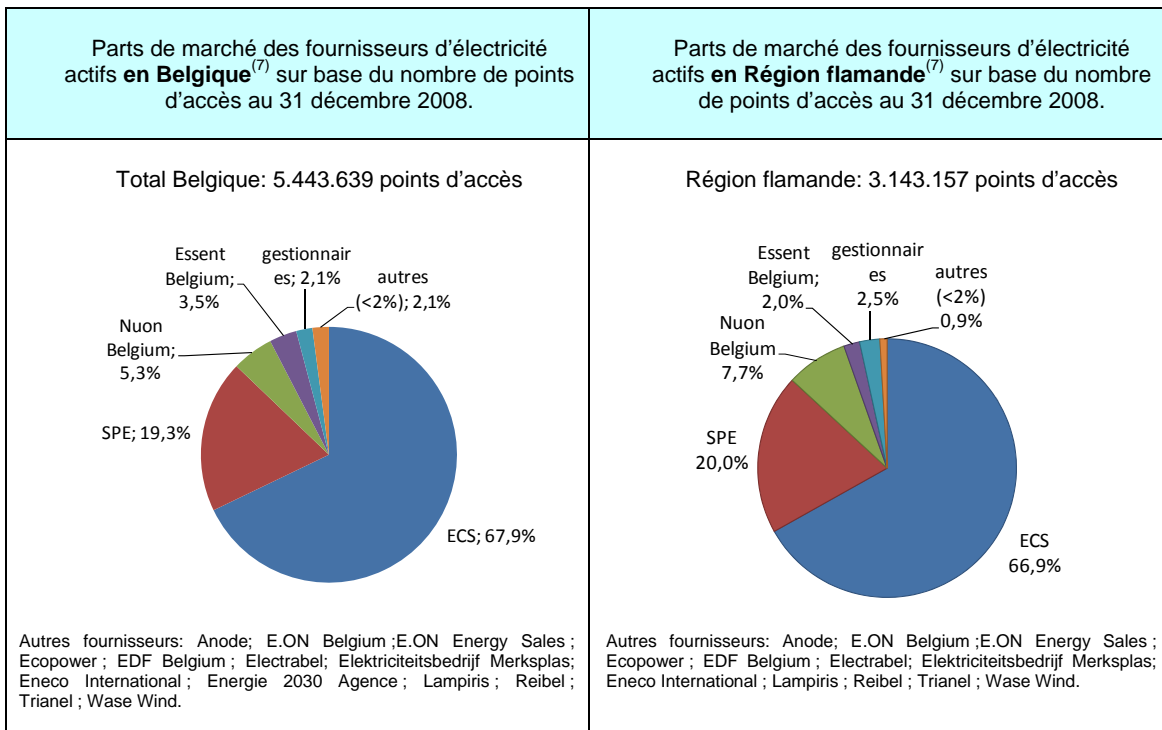
Le groupe SPE demeure, en termes d'électricité fournie, le deuxième principal fournisseur après le groupe Electrabel. Il est suivi, tout comme les années précédentes, par Nuon et Essent. SPE continue à occuper la deuxième place pour le gaz naturel, après Electrabel Customer Solutions/GDF SUEZ. Distrigas est à présent, alors qu'il était considéré auparavant comme partie du groupe Electrabel, un acteur indépendant, occupant la 3<sup>ème</sup> position. Nuon et Wingas GmbH complètent le top cinq.

Figure 5 : Electricité, sur la base de volumes :





**Figure 6 :** Electricité, sur la base de points d'accès :



Parts de marché par fournisseur sur la base du nombre de points d'accès, répartis par clients résidentiels et non résidentiels (mesurés annuellement) :

**Tableau 5** : Parts de marché fournisseurs exprimées en nombre total de clients résidentiels électricité (points d'accès)

FOURNISSEUR	1/01/2004	1/01/2005	1/01/2006	1/01/2007	1/01/2008	1/01/2009
Electrabel Customer Solutions S.A.	75,69%	69,93%	67,56%	66,77%	66,31%	65,74%
SPE S.A.	0,01%	0,02%	0,01%	20,52%	20,25%	20,38%
Nuon Belgium S.A.	1,61%	7,26%	8,28%	8,20%	8,14%	8,19%
Gestionnaire du réseau	0,00%	0,86%	1,41%	2,02%	2,59%	2,72%
Essent Belgium S.A.	0,60%	1,86%	2,36%	2,02%	2,09%	2,06%
Ecopower C.V.B.A.	0,08%	0,18%	0,24%	0,27%	0,36%	0,50%
Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	0,15%	0,15%	0,16%	0,18%	0,20%	0,26%
Lampiris S.A.	NVT	0,00%	<0,01%	<0,01%	0,05%	0,13%
Wase Wind C.V.B.A.	NVT	NVT	0,00%	0,01%	0,01%	0,02%
Trianel Energie B.V.	0,00%	0,00%	<0,01%	0,00%	0,01%	<0,01%
Eneco International B.V.	NVT	0,00%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%
E.ON Belgium S.A.	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%
Reibel S.A.	NVT	NVT	NVT	NVT	<0,01%	<0,01%
Anode B.V.	NVT	NVT	0,00%	0,00%	0,00%	<0,01%
E.ON Energy Trading S.A.	NVT	NVT	NVT	<0,01%	0,00%	<0,01%
EDF Belgium S.A.	NVT	NVT	<0,01%	0,00%	0,00%	<0,01%
Electrabel S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	<0,01%
DB Energie GmbH	NVT	NVT	NVT	NVT	NVT	<0,01%
Endesa Energia SAU	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%	0,00%
Thenergo S.A.	NVT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
City Power S.A.	0,76%	1,10%	1,40%	NVT	NVT	NVT
Electricité de France S.A. (EDF)	0,00%	0,00%	0,00%	NVT	NVT	NVT
Eneco Energiehandelsbedrijf B.V.	0,00%	<0,01%	NVT	NVT	NVT	NVT
Eneco Energie Levering S.A.	<0,01%	NVT	NVT	NVT	NVT	NVT
Luminus S.A.	21,09%	18,65%	18,57%	NVT	NVT	NVT
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Tableau 6** : parts de marché fournisseurs exprimées en nombre total de clients professionnels électricité (points d'accès)

FOURNISSEUR	1/01/2004	1/01/2005	1/01/2006	1/01/2007	1/01/2008	1/01/2009
Electrabel Customer Solutions S.A.	76,53%	69,85%	68,85%	73,04%	74,05%	73,34%
SPE S.A.	0,03%	2,06%	2,97%	19,92%	18,71%	18,54%
Nuon Belgium S.A.	1,88%	5,43%	5,36%	4,85%	4,41%	5,20%
Essent Belgium S.A.	0,58%	1,33%	1,78%	1,70%	1,41%	1,51%
Gestionnaire du réseau	0,00%	<0,01%	0,05%	0,06%	1,04%	0,89%
Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	0,13%	0,14%	0,15%	0,16%	0,19%	0,25%
Ecopower S.A.	0,03%	0,06%	0,05%	0,05%	0,09%	0,15%
Lampiris S.A.	NVT	0,00%	<0,01%	0,01%	0,02%	0,05%
Eneco International B.V.	NVT	0,00%	0,01%	0,05%	0,03%	0,03%
EDF Belgium S.A.	NVT	NVT	0,02%	0,05%	0,02%	0,03%
Wase Wind C.V.B.A.	NVT	NVT	0,00%	<0,01%	<0,01%	0,02%
Reibel S.A.	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%	<0,01%
E.ON Belgium S.A.	0,01%	0,01%	0,01%	0,04%	<0,01%	<0,01%
Trianel Energie B.V.	<0,01%	<0,01%	0,00%	0,00%	<0,01%	<0,01%
Anode B.V.	NVT	NVT	0,00%	<0,01%	<0,01%	<0,01%
Electrabel S.A.	0,07%	0,06%	0,06%	0,06%	0,00%	<0,01%
DB Energie GmbH	NVT	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%
Endesa Energia SAU	NVT	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%
E.ON Energy Trading S.A.	NVT	NVT	NVT	0,01%	0,00%	0,00%
Thenergo S.A.	NVT	0,00%	<0,01%	0,00%	0,00%	0,00%
City Power S.A.	0,38%	0,54%	1,86%	NVT	NVT	NVT
Electricité de France S.A. (EDF)	0,01%	0,01%	0,00%	NVT	NVT	NVT
Eneco Energiehandelsbedrijf B.V.	<0,01%	0,01%	NVT	NVT	NVT	NVT
Eneco Energie Levering B.V.	<0,01%	NVT	NVT	NVT	NVT	NVT
Luminus S.A.	20,35%	20,49%	18,82%	NVT	NVT	NVT
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Tableau 7 : HHI et HHIne électricité

ELECTRICITE 31/12/2008	HHI	HHIne
AMR	5007	2,00
MMR	5329	1,88
Professionnels mesurés annuellement I	5752	1,74
Résidentiels mesurés annuellement	4804	2,08
<b>Marché total</b>	<b>4938</b>	<b>2,02528494</b>

Pour le calcul de l'indice C3, Electabel Customer Solutions, GDFSUEZ et Electrabel sont considérés comme étant 1 seul fournisseur, tout comme E.ON Belgium et E.ON Energy Trading.

Tableau 8 :

ELECTRICITE 31/12/2008	
AMR	90,67 %
MMR	95,03 %
Professionnels mesurés annuellement	97,08 %
Résidentiels mesurés annuellement	95,03 %
Marché total	94,63 %

L'indice de concentration (sur la base du nombre de points d'accès) indique que la part de marché commune des trois entreprises possédant la part de marché la plus importante représente un peu moins de 95 %. Pour l'électricité, les fournisseurs possédant les parts de marché les plus importantes sont Electrabel Customer Solutions + Electrabel, SPE et Nuon.

Les trois principaux fournisseurs d'électricité fournissent ensemble, en termes de volume (Electrabel Customer Solutions + Electrabel, SPE en Nuon) 89,41 % de toute l'électricité aux clients finals sur le réseau de distribution en Flandre.

La concentration du marché demeure, de ce fait, similaire à celle des années précédentes.

### **Switching**

Le temps de parcours minimum pour un changement de fournisseur est de 30 jours. Pour les points d'accès mesurés mensuellement et les points d'accès avec enregistrement du profil de consommation (par quart d'heure), le changement de fournisseur ne peut se faire que le premier jour du mois.

A partir du moment où le consommateur final s'est suffisamment informé et qu'il a trouvé le fournisseur de son choix, le consommateur final conclut un contrat de fourniture avec le fournisseur. Le consommateur final convient, dans le contrat, de la date à laquelle le contrat prend effet. La plupart du temps, il s'agira de la date à laquelle le contrat de fourniture conclu

par le consommateur final avec son ancien fournisseur arrive à expiration. Le nouveau fournisseur prendra contact avec l'ancien fournisseur afin de vérifier de quelle date il s'agit précisément.

Le nouveau fournisseur signale ensuite au gestionnaire de réseau du consommateur final que le consommateur final souhaite être fourni par lui en électricité et/ou en gaz naturel à compter de la date convenue. Le fournisseur doit signaler ceci au moins un mois à l'avance au gestionnaire de réseau. Durant ce mois, le gestionnaire de réseau enverra au consommateur final une carte de relevé de compteur accompagnée de la demande d'indiquer l'état de son compteur. Si le consommateur final oublie de communiquer l'état de son compteur, le gestionnaire du réseau fera une estimation de l'état du compteur à la date du changement de fournisseur, sur la base des données de consommation précédentes du consommateur final.

Le gestionnaire du réseau transmet l'état du compteur transmis par le consommateur final ou estimé à l'ancien fournisseur afin qu'il puisse établir sa facture de clôture.

Le gestionnaire du réseau transmet au nouveau fournisseur un certain nombre de données (notamment les données de consommation des années précédentes, que le consommateur possède uniquement un 'compteur jour' ou également un 'compteur nuit' et/ou un 'compteur nuit exclusif'). Le nouveau fournisseur a besoin de ces données afin d'estimer la provision la plus appropriée à payer par le consommateur final. A partir de ce moment, il peut établir la facturation de la provision.

La plupart du temps, le changement de fournisseur dure environ deux mois.

### ***Facteurs incitant le client à changer de fournisseur***

En 2008, les facteurs suivants ont principalement joué un rôle auprès des clients domestiques dans le choix d'un fournisseur d'énergie (électricité et gaz naturel) :

- fiabilité (58 %)
- meilleure fourniture de service (45 %)
- prix (coût moins élevé) (43 %)

La satisfaction est élevée: 91 % sont satisfaits, dans l'ensemble, de la fourniture de service proposée par leur fournisseur. L'accessibilité est la principale source d'insatisfaction (17 % d'insatisfaction).

La principale raison pour laquelle 20 % des ménages n'ont pas encore signé de contrat électricité résulte du fait qu'ils se plaisent auprès de leur fournisseur standard (78 %).

22 % n'ont pas répondu à la question de savoir à partir de quelle économie réalisée le changement de fournisseur d'électricité en valait la peine. 20 % répondent spontanément qu'ils n'ont pas l'intention de procéder à un changement. Pour 13 % des ménages ne possédant pas de contrat électricité, « toute économie réalisée est OK ».

44 % citent effectivement un montant:

- 26 % estiment que même un montant inférieur à 100 euros vaut la peine de changer de fournisseur
- 21 % estiment que le montant compris entre 100 et 150 euros vaut la peine de changer de fournisseur
- 15 % souhaitent réaliser une économie de 150 à 250 euros
- 27 % souhaitent réaliser une économie de 250 à 350 euros avant de procéder à un changement
- 11 % ne procèdent pas à un changement si l'avantage réalisé en termes d'économie est inférieur à 350 euros.

Il va de soi que ces réponses sont étroitement liées à la consommation d'électricité : les grands consommateurs ne sont satisfaits qu'en présence d'une économie plus importante.

Un ménage présentant une consommation moyenne pouvait réaliser en Flandre, au 1<sup>er</sup> juillet, une économie moyenne de € 18,26 en concluant un contrat. Cet avantage peut passer à € 61,28 si le client conclut un contrat avec le fournisseur le meilleur marché.

La durée moyenne d'un contrat standard pour un client résidentiel est de 400 jours pour l'électricité (sans tenir compte des contrats par défaut – fournis par le fournisseur standard donc pas de choix effectué). Cette moyenne passe à 311 jours lorsque l'on prend en compte les personnes ayant conclu un contrat auprès du fournisseur standard (durée du contrat : 0 jour en raison de la « durée indéterminée »).

Elle est de 393 jours pour le gaz naturel (sans tenir compte des contrats default). Cette moyenne passe à 323 jours lorsqu'il est tenu compte des personnes ayant conclu un contrat auprès du fournisseur standard.



Tableau 9 :

	Durée indéterminée	1 an	2	3
électricité :	0,71	92,24	3,87	3,18

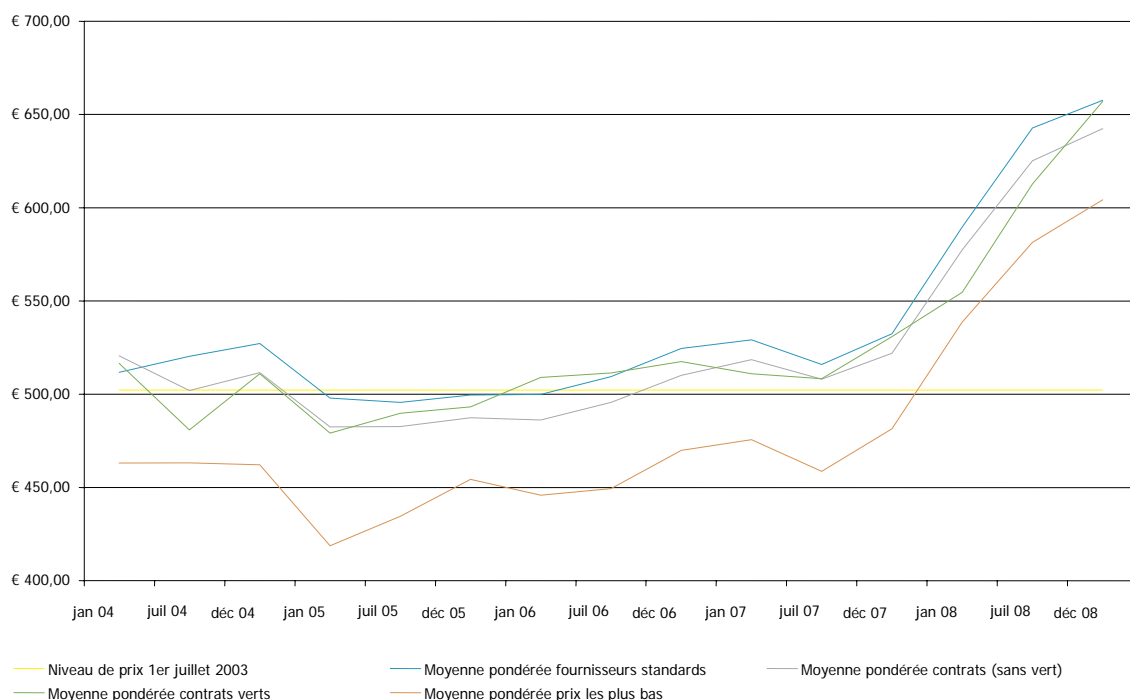
Quant à un éventuel 'switching' de clients d'un marché régulé vers un marché libéralisé et vice versa, il faut noter qu'il n'existe plus de marché régulé en Flandre, à moins que l'on ne vise par là les clients dont le fournisseur commercial s'est défait et qui ont été renvoyés aux gestionnaires de réseau dans le cadre des obligations de service public. Dans ce cas, on ne peut quand même pas parler d'un 'switching' entre les deux marchés, parce qu'il s'agit d'une procédure légalement définie. Si un client est exempt de dettes auprès d'un gestionnaire de réseau, il peut toutefois à nouveau conclure un contrat auprès d'un fournisseur commercial.

### ***Evolution des prix***

La VREG définit les ménages présentant une consommation d'électricité moyenne comme des clients électricité présentant une consommation journalière de 1.600 kWh et une consommation de nuit de 1.900 kWh sur une base annuelle.

L'augmentation du prix de l'électricité pour les ménages flamands à partir de l'année 2007 se poursuit en 2008, à un rythme qui ralentit à mesure que l'année avance.

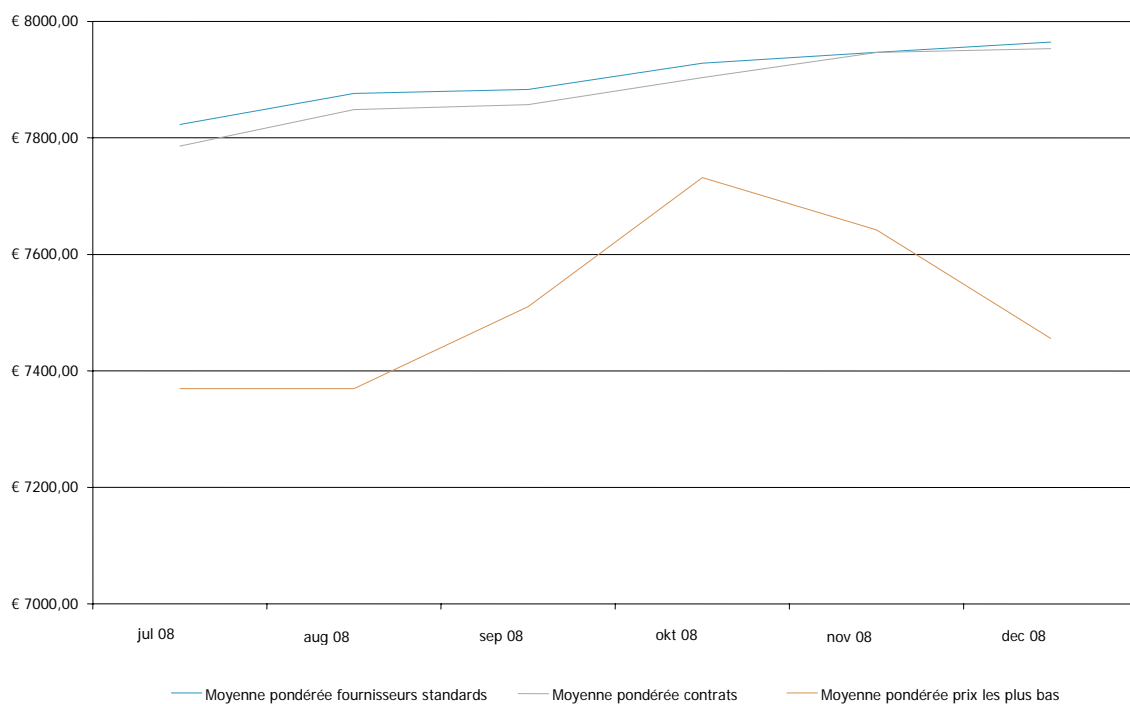
**Figure 7** : Evolution de la facture d'électricité pour les clients résidentiels présentant une consommation moyenne (1.600 kWh de consommation de jour et 1.900 kWh de consommation de nuit sur une base annuelle)



La VREG surveille, depuis juillet 2008, le prix pour les petits clients électricité professionnels flamands, qu'elle définit comme étant les clients électricité professionnels flamands mesurés annuellement en basse tension avec une puissance de raccordement inférieure à 56 kVA et une consommation de jour de 29.000 kWh et une consommation de nuit de 21.000 kWh sur une base annuelle.

Le prix de l'électricité pour ces clients présente une tendance à la hausse entre juillet et décembre 2008, mais la hausse est moins forte, en pourcentage, que la hausse du prix de l'électricité des ménages flamands présentant une consommation moyenne.

**Figure 8** : Evolution de la facture d'électricité pour les petits clients professionnels électricité présentant une consommation de 50 MWh (29.000 kWh de consommation de jour et 21.000 kWh de consommation de nuit sur une base annuelle)



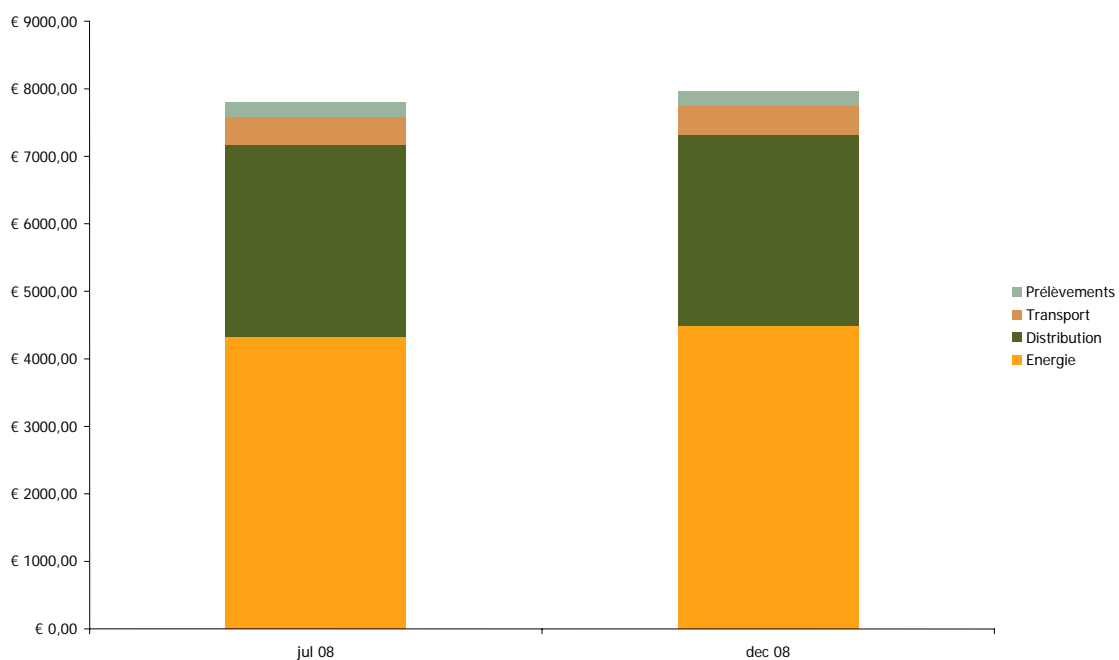
Les tarifs de réseau pour l'électricité en Flandre ont à peine changé au cours de 2008. Les prélèvements pour l'électricité sont restés les mêmes en Flandre tout au long de l'année. L'élément de prix énergie pour l'électricité a, en toute logique, augmenté dans le courant de 2008.

**Figure 9** : Eléments du prix de l'électricité pour les clients résidentiels présentant une consommation moyenne



La TVA est comprise dans chaque élément.

**Figure 10** : Eléments du prix de l'électricité pour les petits clients professionnels présentant une consommation de 50 MWh



Les prix sont hors TVA.

La VREG ne dispose pas d'informations de prix pour 2008 pour les moyennes et grandes entreprises en Flandre.

Les tableaux ci-dessous détaillent le nombre de fournisseurs d'électricité actifs en Flandre par territoire, en 2008 et 2007 :

Tableau 10 :

31/12/2008	# fourn	# Points d'accès	%
Gaselwest	14	412.969	13,14%
Imea	15	302.328	9,62%
Imewo	16	557.747	17,74%
Intergem	15	283.670	9,03%
Intermosane	6	2.033	0,06%
Iveka	15	351.454	11,18%
Iverlek	15	490.070	15,59%
Sibelgas	13	57.942	1,84%
AGEM	8	3.577	0,11%
DNB BA	6	255	0,01%
Elia	7	105	0,00%
GHA	9	1.320	0,04%
Inter-energa	13	392.506	12,49%
IVEG	13	78.126	2,49%
PBE	13	84.328	2,68%
WVEM	13	124.727	3,97%
		3.143.157	100,00%

Tableau 11 :

31/12/2007	# fourn	# Points d'accès	%
Gaselwest	13	407.915	13,14%
Imea	14	300.630	9,69%
Imewo	15	550.935	17,75%
Intergem	14	280.042	9,02%
Intermosane	6	2.016	0,06%
Iveka	14	346.534	11,17%
Iverlek	14	484.712	15,62%
Sibelgas	12	57.317	1,85%
AGEM	8	3.539	0,11%
DNB BA	6	233	0,01%
Elia	8	102	0,00%
GHA	8	1.336	0,04%
Inter-energa	12	384.658	12,39%
IVEG	12	77.161	2,49%
PBE	12	83.314	2,68%
WVEM	12	123.026	3,96%
		3.103.470	100,00%

Comme le révèlent les chiffres, on constate une évolution positive. Chaque année, des fournisseurs « actifs » viennent en effet s'ajouter à la liste.

L'offre de produit augmente également. Ceci est évidemment lié à l'accès de nouveaux fournisseurs mais également au fait que des fournisseurs existants étendent leur offre de produits (principalement vers des produits « verts ») ou changent leurs produits (paramètres d'indexation sous-jacents) afin de gagner certains groupes de consommateurs.

Nombre de produits le 01/12/2007 : 27 pour l'électricité

Nombre de produits le 01/12/2008 : 33 pour l'électricité

Le degré d'activité des clients pour l'énergie demeure à un niveau stable, comme en témoigne l'indicateur de dynamique de marché. Pourtant, les clients professionnels plus petits par exemple demeurent singulièrement plus passifs que d'autres catégories, dans lesquelles le nombre de clients ayant conclu un contrat dépasse à présent les 90 %.

### ***Mesures visant à promouvoir la transparence du marché – information du consommateur***

La communication de la VREG se compose des tâches suivantes :

- Informer les consommateurs d'énergie ;
- Informer les acteurs de marché ;
- Veiller à une meilleure transparence du marché ;
- Offrir une comparaison objective entre les prix et les conditions de fourniture des fournisseurs pour les clients résidentiels.

Il est crucial, pour un bon fonctionnement du marché, de fournir des efforts continus sur le plan de la communication à l'égard des clients et des acteurs du marché, parce qu'un marché de l'énergie transparent sur lequel évoluent des clients bien informés, actifs, faisant confiance au fonctionnement du marché, représente une nécessité pour un marché de l'énergie efficace.

Le site Web occupe une place centrale dans la communication à l'égard des consommateurs. Toutes les informations dont la VREG estime qu'il est indispensable et utile de communiquer au public doivent figurer sur le site Web.

La VREG adresse également un bulletin d'information mensuel aux consommateurs résidentiels et professionnels. Tous ceux qui souhaitent suivre de près le marché flamand de l'énergie

reçoivent, de cette manière, des informations sur mesure concernant les nouveaux éléments publiés sur le site Web, les actions entreprises par la VREG et l'actualité.

Pour pouvoir joindre tout le monde, même ceux qui n'ont pas accès à Internet, la VREG distribue un dépliant général "Loopt u verloren op de energiemarkt?", lequel décrit brièvement le marché libéralisé de l'énergie et dans lequel la VREG présente ses services et répond à un certain nombre de questions fréquemment posées. Une version électronique de ce dépliant peut également être téléchargée sur le site Web.

Les propriétaires de panneaux solaires ont été informés indirectement via deux mailings aux installateurs de photovoltaïque. La VREG a constaté la nécessité de fournir des informations correctes et pratiques auprès des installateurs et des propriétaires de panneaux solaires.

Dans le cadre du cinquième anniversaire de la libéralisation, la VREG a lancé une campagne radiophonique avec diffusion de deux spots humoristiques. Le message central adressé au consommateur était le suivant : « il n'est pas difficile de choisir un fournisseur d'énergie ».

La fourniture d'informations relatives au déménagement demeure prioritaire. Outre la promotion du dépliant relatif au déménagement, la VREG a transmis aux agents immobiliers, lesquels constituent d'importants intermédiaires à l'égard des personnes qui déménagent, une version abrégée du dépliant relatif au déménagement sous la forme d'un bloc-note à feuilles détachables.

Les autorités locales constituent un canal d'information indirect important en vue d'atteindre les citoyens et les entreprises en Flandre : les fonctionnaires et les services d'information des villes et des communes.

Depuis le début de la libéralisation à la moitié de 2003, la VREG a proposé sur son site Web un calculateur de prix permettant de comparer les fournisseurs. Cette application Internet offre un aperçu complet de tous les produits électricité et gaz naturel offerts par tous les fournisseurs d'énergie en Flandre (prix, conditions de fourniture et teneur écologique). La comparaison entre fournisseurs constitue une aide de départ importante pour bon nombre de clients énergie au niveau de leur choix d'un fournisseur d'énergie.

La VREG fournit également des services par téléphone, via le numéro + 32 2 553 13 53. Ce numéro permet notamment de demander des calculs de comparaison de fournisseurs et des données de contacts des fournisseurs, de connaître son gestionnaire de réseau et d'obtenir des formulaires (de déménagement) de la VREG. Les questions plus complexes et plus techniques y trouvent également une réponse.

Pour cette fourniture de service, la VREG travaille avec un call-center externe, afin d'offrir une aide téléphonique de qualité. Les services de la Ligne Info fournissent des informations concernant le marché de l'énergie flamand libéralisé sur la base d'un script rédigé par la VREG. Ces informations sont actualisées en permanence. Le coût de cette fourniture de service ne fait pas partie du budget de communication.

Les clients peuvent également s'adresser au numéro de téléphone gratuit du Multi Media Contact Center de SPF Economie, un service public fédéral qui répond aux questions relatives au marché de l'énergie.

### ***Plaintes / demandes d'information***

En 2008, la VREG a reçu au total 729 plaintes émanant de clients résidentiels et professionnels contre des fournisseurs d'énergie et des gestionnaires de réseau. En outre, environ 621 demandes d'informations ont été reçues. Ces chiffres sont basés sur le registre des plaintes de la VREG en ce qui concerne les plaintes et sur info@vreg.be en ce qui concerne les demandes d'informations.

Le nombre de plaintes et de questions adressées aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseau n'est pas encore disponible.

Les plaintes et les questions figurant dans le tableau ci-dessous sont les plaintes déposées contre des fournisseurs/gestionnaires de réseau et des questions générales adressées à la VREG (il n'y a pas de distinction établie entre l'électricité et le gaz naturel).



Tableau 12 :

Nature of complaint/inquiry:	complaint	inquiry
Price	0	214
Metering	201	36
Customer Service	0	0
Selling Practice	0	0
Misleading Claim	0	0
Contractual Terms	41	54
Billing	254	75
Obstacles to switching	14	0
Supply problems related to payments (eg disconnection)	27	10
Supply problems related to technical reasons	5	0
Refusal to supply	0	0
Other	208	232

B. Région wallonne

L'analyse en termes du nombre de contrats signés (clients actifs résidentiels) met en évidence la part toujours prépondérante des fournisseurs désignés : en ce qui concerne l'électricité, Electrabel Customer Solutions (56.5%) demeure majoritaire, suivie par SPE (20.4%) et Essent (13.1%), Lampiris (6.4%) et Nuon (3.6%). Pour ce qui est de l'évolution de 2007 vers 2008, on notera toutefois que la croissance « monotone » de SPE (+1.2% élec), Lampiris (+0.4%) et Nuon (+0.6%) ne s'applique pas à Essent (-3.4%) alors que ECS (+0.9%) augmente même légèrement sa part de marché en électricité. Si l'on prend en compte la totalité de la clientèle résidentielle, les parts de marché des clients passifs influencent favorablement la position des fournisseurs désignés.

En conséquence de la complète ouverture du marché, la fonction « fournisseur » des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) a connu en 2007 une refonte très fondamentale, en nombre de clients ou en termes d'énergies fournies. Dans le contexte des obligations de service public applicables à certains clients, le nombre de clients fournis par le GRD connaît à nouveau une croissance modérée (1,1% vers 2,1%); ce mouvement résulte d'une grande stabilité du nombre de clients protégés auquel s'ajoute une résultante croissante d'autres mesures sociales.

On constatait déjà, fin 2007, que l'opérateur historique, malgré la perte de plusieurs milliers de clients, avait maintenu, pour les deux énergies, une part de clientèle prédominante de l'ordre de 60% - 62%.

Fin 2008, pour l'électricité, la constatation n'est pas différente : la part d'ECS régresse, certes, de 61,9% à 60,2%, alors que celle de SPE demeure inchangée un peu en deçà de 25%. Moins de 15% sont à allouer, de manière peu évolutive (Essent 7,4%, Lampiris 3,6%, Nuon 2,2%, divers 0,3%), aux nouveaux entrants.

Il n'en est pas moins vrai que 1 client sur 7 en électricité est alimenté par un nouvel entrant.

En ce qui concerne l'aspect « plaintes/requêtes », nous vous renvoyons au point 2.2.d) ci-dessus. Des statistiques relatives au nombre de plaintes et à l'objet de celles-ci seront disponibles dans le prochain rapport.

### C. Région de Bruxelles-Capitale

Entre 2007 et 2008, le nombre de points d'accès a peu évolué en Région de Bruxelles-Capitale. Une augmentation de 1,2% se fait sentir pour l'électricité. Lorsque l'on considère les volumes totaux de fourniture, on constate une diminution de 0,8%.

La part de marché en volume des fournisseurs alternatifs d'électricité est passée de 8,3% en 2007 à 12,2% en 2008. Sur le segment résidentiel, cette part de marché est passée de 1,2% à 3,49%. Sur le secteur professionnel, elle est passée de 11,7% à 16,8%.

Le fournisseur alternatif principal en volume d'électricité pour la clientèle résidentielle est LAMPIRIS, suivi par NUON. En ce qui concerne la clientèle professionnelle, le fournisseur principal est SPE, suivi par E.ON BELGIUM, ESSENT, NUON et EDF.

Le nombre de clients protégés est passé de 42 à 728, soit 0,14% des clients résidentiels. La raison de cette forte augmentation est que la procédure pour devenir client protégé n'a rendu ses premiers effets qu'au mois d'octobre 2007, pour ne fonctionner pleinement qu'en 2008.

Au cours de l'année 2008, la licence de fourniture d'électricité de la société allemande E.ON SALES & TRADING GmbH lui a été retirée et une licence de fourniture d'électricité a été octroyée à E.ON ENERGY SALES GmbH.

Figure 11 :

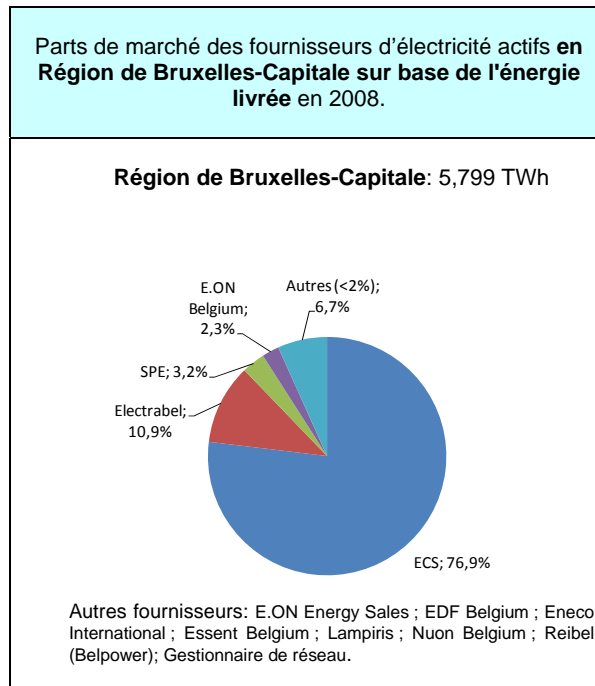


Figure 11bis :

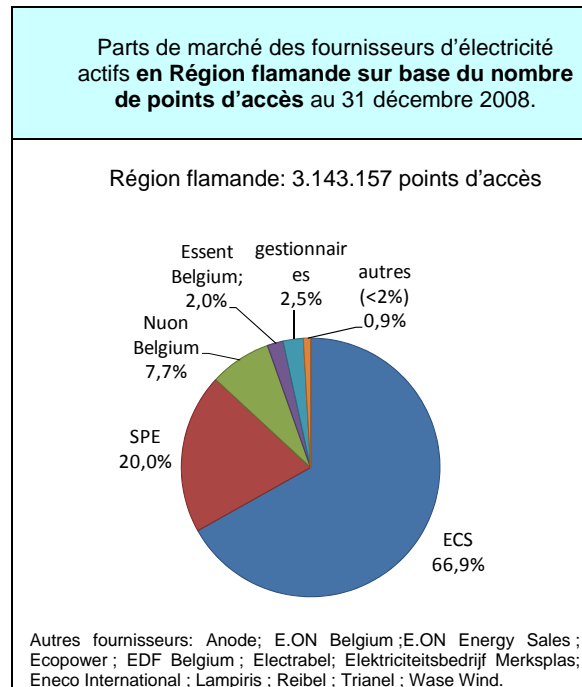


Tableau 13 :

Nombre de MWh fournis en 2008			
Fournisseur FR	Professionnel	Résidentiel	Total général
E.ON Belgium	3,04%	0,00%	2,32%
E.ON Sales & Trading	0,09%	0,00%	0,06%
EDF Belgium	1,78%	0,00%	1,36%
Electrabel	13,72%	1,76%	10,87%
Electrabel Customer Solutions	71,35%	94,78%	76,93%
Eneco Energie International	0,72%	0,00%	0,55%
Essent Belgium	2,53%	0,01%	1,93%
Lampiris	0,33%	2,90%	0,95%
Luminus	4,14%	0,06%	3,17%
Nuon Belgium	2,29%	0,46%	1,85%
SPE (Luminus)	0,01%	0,03%	0,01%
Total général	100,00%	100,00%	100,00%

Tableau 14 :

Nombre total de points de fourniture au dernier jour du mois de décembre 2008			
Fournisseur	Professionnel	Résidentiel	Total général
E.ON Belgium	0,04%	0,00%	0,01%
E.ON Sales & Trading	0,00%	0,00%	0,00%
EDF Belgium	0,14%	0,00%	0,02%
Electrabel	0,06%	0,00%	0,01%
Electrabel Customer Solutions	90,09%	95,61%	94,70%
Eneco Energie International	0,05%	0,00%	0,01%
Essent Belgium	0,98%	0,00%	0,16%
Lampiris	1,21%	3,41%	3,05%
Luminus	5,25%	0,04%	0,90%
Nuon Belgium	2,15%	0,90%	1,11%
SPE (Luminus)	0,03%	0,03%	0,03%
Total général	100,00%	100,00%	100,00%

La durée moyenne d'un contrat standard pour un résidentiel est de 3 ans

En ce qui concerne les services offerts par la CWaPE, celle-ci propose un simulateur tarifaire en ligne (<http://www.brugel.be/Simulation/index.php>) où l'utilisateur peut comparer les différents tarifs disponibles sur le marché. Il est à noter que seuls les fournisseurs ayant décidé volontairement de participer à cette simulation y apparaissent. De plus, nous n'exerçons aucun contrôle sur les prix communiqués (sauf aberration).

La simulation se fait sur base de la consommation entrée par l'utilisateur ou, dans le cas où sa consommation lui est inconnue, par le choix d'un profil de consommation type.

Les prix affichés reprennent :

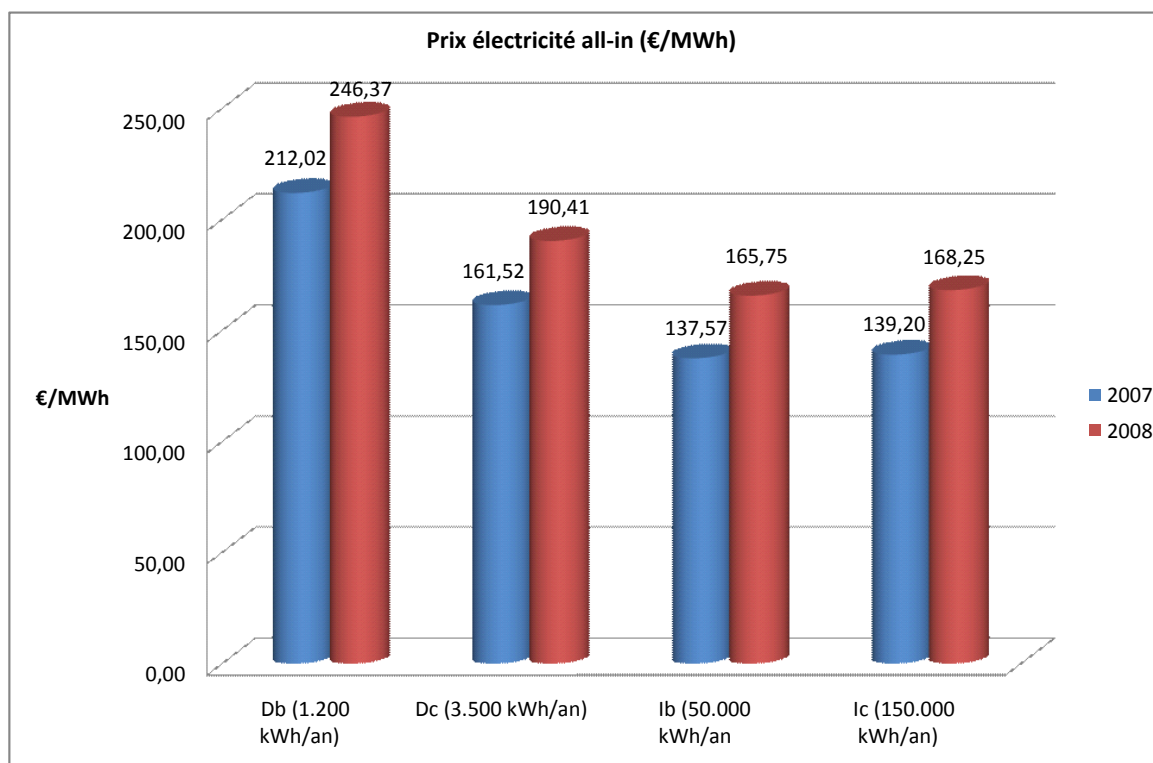
- Le fournisseur et sa formule tarifaire
- Le prix total pour l'année
- La redevance pour l'année
- Les tarifs au kWh (en heures pleines, heures creuses, et exclusif nuit)
- La durée du contrat

D. Evolution du prix

Tableau 15 : Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2007-2008 en €/MWh

<b>Prix moyen all-in (€/MWh)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Evolution</b>
<b>Db (1.200 kWh/an)</b>	212,02	246,37	16,20%
<b>Dc (3.500 kWh/an)</b>	161,52	190,41	17,88%
<b>Ib (50.000 kWh/an)</b>	137,57	165,75	20,48%
<b>Ic (150.000 kWh/an)</b>	139,20	168,25	20,87%

Figure 12 : Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2007-2008 en €/MWh



Les trois éléments tarifaires déterminant les grandes tendances de prix sont, dans l'ordre décroissant :

1. le prix des fournisseurs (prix de l'énergie) ;
2. les tarifs du réseau de distribution (conséquence principale de la jurisprudence) ;
3. la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels<sup>20</sup>).

Les tarifs du réseau de transport, les prélèvements publics et les cotisations énergie renouvelable et cogénération sont relativement moins importants dans le prix facturé au consommateur final. L'évolution des éléments indique que le prix des fournisseurs (prix de l'énergie) en 2008 était la cause principale de la hausse du prix pour le consommateur final.

Les tarifs approuvés par la CREG peuvent être consultés sur son site internet (<http://www.creg.be>) ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux. A la demande de la CREG, la plupart d'entre-eux ont mis à la disposition des consommateurs un module de calcul leur permettant de réaliser une estimation détaillée de leur facture de transport et de distribution.

<sup>20</sup> La TVA est déductible pour les clients professionnels.

### **3.2.3. Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante**

#### ***Surveillance de marché***

La CREG fait un monitoring permanent du marché d'interconnexions et de Belpex DAM (marché spot).

En janvier 2008, le Comité de direction de la CREG a émis une étude<sup>21</sup> relative au Belpex *Day Ahead Market* et à l'utilisation de la capacité sur les interconnexions avec la France et les Pays-Bas durant l'année 2007. En juillet 2008, l'étude<sup>22</sup> relative aux six premiers mois de 2008 a suivi. Ces études fournissent de manière succincte des informations relatives à deux aspects importants du marché belge de l'électricité qui sont fortement liés, à savoir les interconnexions avec l'étranger et l'échange d'électricité sur le Belpex DAM. Ces études traitent des prix et volumes sur les trois marchés couplés (Pownext, Belpex DAM et APX NL) et des parts de marché sur le Belpex DAM. Les résultats des enchères explicites de la capacité d'interconnexion, l'utilisation de cette capacité d'interconnexion et les rentes de congestion sur les interconnexions sont également discutés dans ces études.

Sur base de ce suivi permanent et structurel du Belpex DAM et de l'utilisation des interconnexions, une analyse ponctuelle et plus approfondie peut être réalisée en cas d'évènements singuliers. Dans de telles situations, d'autres aspects peuvent être examinés, tels que le comportement d'offre sur le Belpex et le comportement de nomination sur les unités de production et les interconnexions, et ce pour les acteurs individuels du marché. Une telle analyse ponctuelle a été menée en 2008 au sujet de la période de novembre 2007, lorsque différents pics de prix ont été constatés sur le Belpex DAM. Au fil de cette analyse, la CREG s'est concertée de manière formelle avec SPE S.A. et Electrabel S.A. et a demandé et obtenu des informations complémentaires de la part de ces producteurs. Dans le courant de l'année 2008, une analyse ponctuelle et plus approfondie a également été lancée aux alentours du 3 mai 2008. Ce jour-là, de nombreux achats ont été effectués sur le Belpex DAM, saturant ainsi la capacité d'importation de la zone de réglage belge, de sorte que les prix boursiers étaient beaucoup plus élevés que ce à quoi on s'attendait pour un jour pareil. Ces constatations ont été analysées plus en détail en 2009, accompagnées d'une analyse des heures restantes de 2007 et 2008. La CREG publiera une étude à ce sujet.

---

<sup>21</sup> Etude (F)080117-CDC-742

<sup>22</sup> Etude (F)080717-CDC-782

### ***Enchères de VPP (capacités virtuelles de production)***

Suite aux décisions prises le 4 juillet 2003 par le Conseil de la Concurrence, des VPP ont été vendues par Electrabel S.A par le biais de sept enchères dont la première a eu lieu en décembre 2003 et la dernière en mai 2005. Depuis lors, plus aucune enchère n'a été organisée.

Le total maximum qui s'élevait à seulement 0,54 TWh en 2008, contre 2,03 TWh en 2007, a été presque entièrement exercé (à concurrence de 99,8%, contre 84% en 2007). En base, 0,48 TWh ont été exercés, soit 100% de la capacité disponible en produits VPP de base. En pointe, 0,06 TWh ont été exercés, soit 92,5% de la capacité disponible en produits VPP de pointe.

Au début de l'année 2008, la capacité maximale exerçable était de seulement 100 MW (80 MW base, 20 MW pointe), et est retombée à 60 MW (60 MW base, pas de pointe) durant le troisième trimestre 2008. Tous les produits VPP ont expiré depuis le troisième trimestre 2008. L'intérêt des produits VPP a donc fortement diminué en 2008.

### ***Etude Pax Electrica***

A la demande du Ministre de l'énergie, le Comité de direction de la CREG a réalisé en février 2008 une étude<sup>23</sup> relative à l'exécution des engagements pris par le Groupe Suez dans le cadre de la Pax Electrica I (automne 2005) et II (automne 2006).

La Pax Electrica I a été adoptée suite à l'offre publique d'achat d'Electrabel S.A. par Suez et avait pour but de concrétiser une série de garanties relatives à l'ancrage belge de l'approvisionnement en énergie et en outre d'élaborer une série de mesures en vue de favoriser le fonctionnement du marché de l'électricité. La Pax Electrica II s'inscrivait dans le cadre de la fusion annoncée entre Suez et Gaz de France et donnait suite à l'évaluation de la mise en œuvre de la Pax Electrica I. En outre, des mesures plus vastes et détaillées ont été élaborées afin d'améliorer le fonctionnement du marché belge de l'électricité et du gaz.

Le Comité de direction de la CREG a conclu dans l'étude réalisée qu'en ce qui concerne la Pax Electrica I, la plupart des engagements ont en effet été remplis. En ce qui concerne la Pax Electrica II, il semble que la réalisation des engagements pris soit étroitement liée à la réalisation effective de la fusion entre Suez et Gaz de France ainsi qu'aux engagements qui ont été élaborés par la Commission européenne dans le cadre du dossier de concentration.

---

<sup>23</sup> étude (F)080228-CDC-754.



Le Conseil général de la CREG a pris connaissance de l'étude du Comité de direction et partage ses constatations. Il constate cependant également qu'il n'a pas été répondu à différents éléments des accords ou seulement partiellement, alors que d'autres doivent encore être éclaircis.

Etant donné que l'étude du Comité de direction date de février 2008 et que la fusion effective entre Suez et Gaz de France n'a été achevée qu'en juillet 2008, un certain nombre d'évolutions importantes se sont encore produites ou annoncées depuis la réalisation de l'étude du Comité de direction, notamment :

- le renforcement de la participation (reprise de la part Gaz de France) de Centrica au sein de SPE S.A. ;
- le transfert (via la vente/swap ou via des contrats à long terme) de la capacité nucléaire d'Electrabel S.A. à SPE S.A. ;
- le transfert/opération d'échange de capacité nucléaire d'Electrabel S.A. à E.ON.
- la vente des parts de Distrigas S.A. par Suez-Tractebel à l'italien ENI ;
- le renforcement de l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel Fluxys S.A. par la suppression de la participation majoritaire de Suez-Gaz de France;

Le Comité de direction reste convaincu qu'un suivi périodique de la réalisation des engagements pris par le groupe Suez/Gaz de France et les entreprises auxquelles il est lié, est nécessaire.

### ***Etude sur l'impact du système des quotas d'émissions de CO2 sur le prix de l'électricité***

Le Comité de direction de la CREG a procédé en 2008 à l'actualisation<sup>24</sup> de l'étude qu'il avait réalisée en 2006 sur l'impact du système des quotas d'émissions de CO2 sur le prix de l'électricité en Belgique.

Sur base des données dont il dispose et en utilisant une méthodologie basée sur le calcul des coûts marginaux, le Comité de direction a constaté que le prix de vente de l'électricité permettrait d'intégrer, dans la plupart des cas, partiellement ou complètement, le coût d'opportunité du carbone de l'unité marginale de production. Sur le marché de gros, la hausse ainsi appliquée à l'ensemble des kWh produits pour le marché belge a permis aux producteurs d'électricité raccordés au réseau de transport belge de réaliser un *windfall profit* qui peut être

---

<sup>24</sup> CREG, étude (F)080515-CDC-766

estimé à 1,217 millions € sur la période 2005-2007. Il ressort, en revanche, de l'analyse de l'évolution des prix hors indexation sur le marché du détail que le coût d'opportunité des quotas d'émission de CO2 reçus gratuitement n'avait pas été transféré dans le prix de vente en vigueur sur ce marché.

La CREG a également analysé les mesures préventives et correctives prises dans d'autres pays pour limiter les *windfall profits*.

Fin 2008, le Conseil général de la CREG examina cette étude et émit un avis à son sujet le 21 janvier 2009 ; il y demande notamment d'affiner la méthodologie utilisée, et de continuer à appliquer la méthodologie (éventuellement améliorée) pour l'ensemble de la période 2005-2012, afin d'établir l'existence et la taille des éventuels *windfall profits*.

### ***Rapport relatif aux prix proposés par les fournisseurs pour les services auxiliaires***

En ce qui concerne l'évolution des coûts des services auxiliaires pour l'exercice d'exploitation 2009, le Comité de direction de la CREG a reçu, le 1<sup>er</sup> juillet 2008, le compte-rendu d'Elia concernant les prix qui lui ont été proposés. Sur la base de ce compte rendu, le Comité de direction a rédigé un rapport motivé<sup>25</sup> en août 2008 et a communiqué celui-ci au Ministre de l'Energie. Le Comité de direction a déclaré, dans ce rapport, que les prix proposés par le principal offreur de réserve secondaire étaient manifestement déraisonnables, que les prix proposés pour le réglage de la tension n'étaient pas manifestement déraisonnables et que les prix proposés pour la compensation des pertes du réseau étaient, certes, manifestement déraisonnables, mais que des mesures légales additionnelles s'avéraient nécessaires au rejet de ces derniers.

Après s'être concerté avec le Comité de direction et Elia, le ministre a quant à lui constaté, en septembre 2008, que ces prix n'étaient pas manifestement déraisonnables. Ce constat repose sur une série d'arguments conformes au marché, d'une part, et sur un cadre légal incomplet, à ce moment, en vue d'un éventuel rejet de ces prix, d'autre part.

En ce qui concerne les prix de la réserve secondaire, le ministre de l'Energie a estimé, après s'être concerté avec le Comité de direction, Elia et le fournisseur concerné, que les offres en question émanant du principal offreur étaient inacceptables et a imposé à Elia, à titre de mesure, la conclusion d'un contrat avec le fournisseur concerné basé sur l'approche «*cost*

---

<sup>25</sup> CREG, rapport (RA)080828-CDC-788.

*plus* » recommandée par le Comité de direction et de manière conforme au cahier des charges d'Elia. Le Ministre a déclaré, dans sa lettre, qu'à défaut de contrat de ce type conclu avant le 15 octobre 2008, il se verrait contraint d'imposer au fournisseur concerné les conditions et les prix issus du rapport du Comité de direction en la matière. A la suite de négociations entre Elia et le fournisseur concerné et en présence du Comité de direction, le fournisseur a introduit une nouvelle offre le 15 octobre 2008. Une offre complémentaire a, par la suite, été introduite à nouveau, à un prix allant dans la direction de celle avancée comme étant raisonnable par le Comité de direction. En décembre 2008, le Ministre a donné son accord au sujet des principales conditions d'un prix acceptable pour Elia et pour le fournisseur concerné pour l'exercice d'exploitation 2009. Ces conditions de prix correspondent en moyenne au niveau de prix conseillé par le Comité de direction.

### ***Facture – fourniture d'information***

Le Ministre fédéral de la consommation a adapté, après discussion avec les fournisseurs d'énergie, l'accord « Le consommateur au sein du marché libéralisé de l'électricité et du gaz naturel », de sorte que les fournisseurs d'énergie sont obligés, depuis le 15 décembre 2008, de mentionner certains éléments sur la facture. L'endroit où les éléments doivent être mentionnés sur la facture et la terminologie utilisée sur la facture ont également été fixés à cette occasion.

### ***Décision de l'Auditorat du Conseil de la concurrence dans l'affaire CREG / SPE-Electrabel***

Le 5 décembre 2008, l'Auditorat a rendu une décision relative à la demande d'examen de la CREG concernant la collaboration entre SPE, Electrabel, Socolie et WVEM, comme stipulé entre autres dans la Convention du 20 janvier 1995.<sup>26</sup> La CREG avait invoqué dans sa requête que cette convention peut aussi bien être considérée comme une pratique restrictive de concurrence (article 2 de la loi de la concurrence) que comme un abus de position dominante dans le chef d'Electrabel (article 3 de la loi de la concurrence). A titre subsidiaire, elle constate qu'il pouvait s'agir d'une concentration non notifiée.

Les parties concernées ont ensuite notifié une concentration, qui consistait en l'acquisition du contrôle exclusif de certains actifs et passifs de l'Association par SPE. D'après l'auditorat, l'affaire devenait ainsi sans objet.

---

<sup>26</sup> Conseil de la concurrence. — Auditorat. — Décision n° 2008-P/K-63-AUD du 5 décembre 2008 Affaire CONC-I/O-02/0072 : CREG/ SPE – Electrabel, Moniteur belge du 16 mars 2009.

La CREG trouve ce constat de l'Auditorat quelque peu étrange. La notification en question peut bien mettre fin à la pratique commerciale contestée, mais la plainte n'en est pas automatiquement sans objet. Lors de la constatation de pratiques restrictives de concurrence, des amendes peuvent en effet être prononcées à l'égard de chacune des entreprises concernées, également si la pratique commerciale contestée n'a plus lieu au moment de la décision. Si la pratique commerciale doit simplement être considérée comme une concentration non notifiée, une amende peut en principe être imposée, même s'il s'avérait que la concentration est admissible.

En l'espèce, l'auditorat a toutefois établi dans sa décision que le délai de prescription de cinq ans a été dépassé, étant donnée que le dernier acte d'instruction date du 28 novembre 2002.

En raison de cette prescription procédurale, l'examen d'une pratique de concurrence éventuellement restrictive s'est terminé et la plainte de la CREG a été classée sans suite.

## 4. Régulation et performance du marché du gaz naturel

### 4.1. Régulation [Article 25(1)]

#### 4.1.1. Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion et mécanismes relatifs à la congestion

En concertation avec la CREG, Fluxys a développé pour les clients d'acheminement sur le marché belge une nouvelle manière de réserver des capacités aux points d'entrée où la demande dépasse l'offre.

Actuellement, les clients d'acheminement pour le marché belge réservent des capacités auprès de Fluxys selon le principe "*first come, first served*". En concertation avec la CREG, Fluxys a abandonné ce principe et adopte une nouvelle approche pour les points d'entrée où la demande est supérieure à l'offre. Pendant une période de réservation de capacités donnée, un bilan des capacités que les clients d'acheminement souhaitent réserver à moyen terme sera établi, afin de se faire une idée globale de la demande et d'allouer ensuite les capacités disponibles selon des règles transparentes.

Jusqu'au 7 avril, les clients d'acheminement peuvent demander des capacités à moyen terme – plus précisément pour la période allant de 2010 à 2014 inclus - pour les points d'entrée où la demande excède l'offre. Les capacités disponibles seront définitivement allouées le 15 mai 2009. En ce qui concerne les autres points d'entrée et pour la même période 2010-2014, les clients d'acheminement pourront demander des capacités dès le 16 mai, selon le principe habituel du "*first come, first served*".

Un aperçu des capacités fermes actuellement souscrites entre les balancing points (BAPs) et les zones d'entrée est fourni à titre indicatif, agrégé par type de point de prélèvement (distribution publique, client industriel, centrale électrique).

Autre nouveauté : une partie des capacités à moyen terme pour 2010-2014 ne sera pas allouée. Cette mesure s'applique à tous les points d'entrée et donne notamment la possibilité aux nouveaux acteurs sur le marché de conclure des contrats de capacité à court terme. Les demandes pourront être introduites entre le 16 et le 31 mai pour des contrats d'un an allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2010. Fluxys allouera les capacités relatives à ces demandes pour

le 1<sup>er</sup> juillet. A l'issue de cette allocation, les capacités encore disponibles pour 2010 pourront également être réservées pour des périodes de moins d'un an.

Les tarifs appliqués par le titulaire pour les ventes secondaires sont identiques à ceux du marché primaire.

#### **4.1.2. La régulation du transport et de la distribution**

##### **A. Les tarifs de réseaux de transport et de distribution**

###### ***Transport du gaz***

Pour les tarifs de transport, une nouvelle méthodologie de régulation est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2008. Elle s'applique tant au transport de gaz naturel qu'aux activités de stockage et de terminalling GNL.

Pour la première fois, les tarifs de transport impliquant le franchissement d'au moins une frontière intercommunautaire sont également régulés.

A compter de la période régulatoire 2008-2011, l'ancienne régulation « *cost plus* » est remplacée par une méthodologie basée sur un revenu garanti au gestionnaire de réseau de transport, complété par des incitants à la maîtrise des coûts. L'on pourrait mentionner une méthode « *secured revenue* ». Ce nouveau régime garantit au gestionnaire de réseau, pendant une période régulatoire de quatre ans, un revenu total suffisant pour exécuter ses missions légales et une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans son réseau. En tenant compte des volumes à transporter, des tarifs unitaires constants nominaux découlent du revenu total sur quatre ans ainsi obtenu, lesquels valent pour toute la durée de la période régulatoire, sauf circonstances exceptionnelles ou adaptation du service. Le revenu de chaque année de la période régulatoire est scindé en coûts « gérables », c'est-à-dire des coûts sur lesquels le gestionnaire de réseau a un contrôle direct, et en coûts « non gérables ». Un facteur d'amélioration de la productivité et de l'efficacité, qui a une influence favorable sur les tarifs, est appliqué sur les coûts gérables. Par ailleurs, le gestionnaire de réseau se voit offrir un incitant augmentant la rentabilité via le solde des coûts gérables : chaque année de la période régulatoire, la différence entre les coûts gérables réels et budgétés lui revient. L'arrêté royal tarifaire du 8 juin 2007 comprend notamment la classification des éléments du revenu, les règles de développement pour les coûts dans les années successives de la période régulatoire et les paramètres de la marge bénéficiaire équitable.

A la fin de chaque période régulatoire de quatre ans, le Comité de direction de la CREG émet un avis sur l'affectation des soldes cumulés des coûts non gérables des quatre années précédentes. La répartition de ce solde est déterminée par arrêté royal, délibéré en Conseil des ministres. Dans la nouvelle réglementation, il n'est par conséquent plus question des concepts de «bonus/malus».

### ***Distribution du gaz***

La régulation des tarifs en Belgique est toujours actuellement de type '*cost-plus*' normatif, c'est-à-dire que les tarifs couvrent exactement les coûts de distribution, majorés d'une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans les réseaux. La CREG contrôle cependant le caractère raisonnable des coûts et seuls les coûts jugés raisonnables par la CREG peuvent être couverts par les tarifs. Le contrôle du caractère raisonnable des coûts se fait annuellement *ex ante* en vue de l'approbation de propositions tarifaires et *ex post* en vue de la détermination d'un éventuel bonus/malus qui découlerait de l'application des tarifs. Tous les gestionnaires de réseaux de distribution, y compris ceux ayant un nombre de consommateurs inférieur à 100.000, doivent soumettre une proposition tarifaire à l'approbation de la CREG.

Pour déterminer la marge bénéficiaire équitable, la CREG suit en principe (c.-à-d. pour autant qu'un gestionnaire de réseau ne démontre pas qu'une autre approche est plus adaptée) le modèle '*capital asset pricing model*'<sup>27</sup>.

La période régulatoire des tarifs couvre une période d'1 an. Toutefois, à partir de 2009, cette période sera de 4 ans et les tarifs de distribution se verront appliquer les mêmes principes que les tarifs du réseau de transport.

En 2008, en ce qui concerne la distribution d'électricité, la CREG a à nouveau réalisé un exercice de benchmarking de type '*Data Envelopment Analysis*' (DEA). Cet exercice de benchmarking a pour but d'évaluer le caractère raisonnable des coûts proposés par les gestionnaires de réseau de distribution dans leurs propositions tarifaires. Comme pour les exercices d'exploitation antérieurs, cet exercice de benchmarking a été complété par un examen détaillé du caractère raisonnable des coûts individuels (des gestionnaires du réseau de distribution belges) et du calcul des tarifs. Celui-ci se fait sur la base des informations recueillies

---

<sup>27</sup> Voir : [http://www.creg.be/pdf/Lignes\\_Directrices/Div-B218FR.pdf](http://www.creg.be/pdf/Lignes_Directrices/Div-B218FR.pdf)

à l'aide d'un modèle de rapport détaillé mentionnant les coûts et les données physiques<sup>28</sup> et consiste notamment en :

- une évaluation des motifs de justification des coûts rapportés par les gestionnaires de réseau ;
- un contrôle des paramètres tarifaires (y compris les évaluations de puissance et d'énergie), les calculs des tarifs et les méthodes d'affectation des coûts entre les tarifs et les groupes de clients (contrôle du subventionnement croisé) ;
- pour les coûts qui sont imposés par la législation (par exemple, les coûts résultant des obligations de service public), un contrôle des motifs légaux pour ces coûts ;
- une comparaison des coûts réels et des coûts budgétés au fil des ans ;
- un contrôle du coût rapporté avec la comptabilité (contrôle sur place par la CREG).

Les tarifs approuvés par la CREG peuvent être consultés sur son site internet (<http://www.creg.be>) ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux. A la demande de la CREG, la plupart d'entre-eux ont mis à la disposition des consommateurs un module de calcul leur permettant de réaliser une estimation détaillée de leur facture de transport et de distribution.

Lors de l'analyse des propositions tarifaires, la CREG consulte les régulateurs régionaux pour ce qui concerne : l'approbation des plans d'investissements, les amendes imposées, etc.

Sur la base d'un groupe de travail interdisciplinaire (CREG, gestionnaires du réseau de distribution, gestionnaires du réseau de transport, fournisseurs), une série d'accords concrets ont par ailleurs été conclus entre les différents acteurs du marché. Un de ces accords consiste à ce que tous les gestionnaires du réseau de distribution rédigent un vade-mecum tarifaire, dans lequel l'application des différents tarifs est expliquée. Ce vade-mecum est mis à la disposition des fournisseurs.

Il est à noter qu'en Flandre, l'indisponibilité d'accès au réseau de gaz naturel est presque totalement imputable aux travaux prévus. L'indisponibilité résultant de travaux prévus est relativement limitée et n'a, dans la plupart des cas, pas d'impact trop important sur le confort de l'utilisateur, étant donné que les travaux prévus doivent être annoncés à l'avance ou doivent être réalisés en concertation avec les clients finals concernés. L'indisponibilité moyenne par client est estimée à 6 minutes par an.

---

<sup>28</sup> Le modèle de rapport est disponible sur le site Internet de la CREG : <http://www.creg.be/xls/Rapporteringsmodel-FR-2005.xls>.



En 2008, aucune procédure n'était connue auprès du régulateur flamand, VREG, concernant un refus d'accès au réseau de gaz naturel.

## **B. Balancing**

### ***Nouvelles règles pour le balancing du réseau : proposition code de bonne conduite CREG***

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel est responsable du fonctionnement sûr et efficace de ses installations de transport et assure l'intégrité du système du réseau de transport de gaz naturel. Il y aura presque toujours une différence entre les volumes de gaz naturel injectés par les utilisateurs aux points d'entrée et les quantités prélevées par ses clients aux points de prélèvement. Afin de compenser ces différences pendant et/ou à la fin de la période d'équilibrage, l'utilisateur fait appel à ses propres services de flexibilité ou non. L'utilisateur peut acheter des services de flexibilité de base auprès du gestionnaire du réseau, ce qui lui donne la possibilité de s'écarter, dans la limite de certaines valeurs de tolérance, de l'équilibre énergétique pendant et/ou à la fin de la période d'équilibrage. Un utilisateur est en déséquilibre lorsque pendant et/ou à la fin de la période d'équilibrage la différence entre la quantité de gaz naturel injectée par l'utilisateur dans le réseau de transport et la quantité prélevée, exprimées en unité énergétiques, sort des valeurs de tolérance qui lui ont été attribuées. Cela peut à son tour donner lieu à la perturbation de l'équilibre du réseau et à la mise en danger de l'intégrité du système en cas de fait grave. Si un utilisateur, en raison des opportunités commerciales, est en déséquilibre et met ainsi en danger l'intégrité du système, il sera sanctionné, sauf s'il paie la surcharge tarifaire pour le déséquilibre, sur base des modalités prévues à cet effet dans le contrat de transport.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut seulement procéder à une interruption ou une réduction des services de transport afin de garantir un fonctionnement sûr et efficace des installations de transport et/ou l'intégrité du système. Si un affréteur est en déséquilibre et met donc en péril l'intégrité du système ou si la fourniture normale de services à d'autres utilisateurs du réseau peut être perturbée, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel informe l'affréteur et les utilisateurs du réseau concernés et impose aux clients approvisionnés par cet affréteur, ainsi qu'à l'affréteur qui ne remplit pas ses obligations, les mesures nécessaires pour rétablir l'équilibre du réseau. Si ces mesures ne sont pas suivies, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut demander aux clients concernés de

s'adresser à un autre affréteur. Si nécessaire, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut réduire et/ou interrompre les clients concernés.

### ***Règles pour l'équilibrage du réseau (description détaillée)***

#### *Les moyens :*

En vue d'assurer et de maintenir l'intégrité du système et la continuité des fournitures, les gestionnaires investissent dans l'infrastructure et concluent des conventions opérationnelles et des conventions d'interconnexion. Ils font cela en fonction de la demande de services de transport, compte tenu, en ce qui concerne le réseau de transport de gaz naturel, des caractéristiques spécifiques de l'acheminement interne et du transit et ce dans le souci de maintenir aussi bas que possible l'ensemble des coûts opérationnels pour l'exploitation de leur réseau de transport.

Sans préjudice de la responsabilité individuelle de l'utilisateur en matière d'équilibrage du réseau, de pression et de qualité, les gestionnaires sont responsables, par tous les moyens raisonnables, du bon fonctionnement et du fonctionnement sûr du réseau de transport, de la réalisation de l'équilibre du réseau et du maintien de l'intégrité du système. Dans le cadre de la réalisation de l'équilibre du réseau, les gestionnaires prévoient suffisamment d'outils d'équilibrage pour lesquels, si besoin, ils reprennent les investissements dans le plan d'investissement. Ces outils d'équilibrage sont offerts aux utilisateurs du réseau comme services de flexibilité de base.

Les gestionnaires peuvent réserver et utiliser des services de transport en vue de l'offre de flexibilité de base requise et de l'équilibrage du déséquilibre du réseau. Les gestionnaires veillent à offrir au maximum au marché les services de transport qu'ils ont ainsi réservés pour eux-mêmes s'il s'avère qu'ils n'ont pas besoin de ces services de transport de manière temporaire ou permanente. Les gestionnaires peuvent uniquement acheter et vendre du gaz naturel sur le marché dans le cadre de l'équilibrage de leurs propres déséquilibres physiques, de l'offre de la flexibilité de base exigée, du maintien de la réserve opérationnelle de gaz naturel pour la gestion d'incidents et pour des fins opérationnelles. Le régime d'équilibrage et l'offre de flexibilité de base visent notamment un usage efficace du stockage de gaz naturel en canalisations, de l'installation de GNL et des installations de stockage, tant sur le plan opérationnel que financier. Ces outils sont budgétés chaque année par les gestionnaires lors de la mise à jour de leur plan d'investissements.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel fait en sorte de satisfaire au moins les besoins suivants:

- 1° la capacité de transport et la flexibilité de base correspondante qui couvre la consommation interne de pointe prévue;
- 2° ses propres outils pour l'équilibrage du réseau de transport de gaz naturel;
- 3° la capacité d'entrée de réserve pour la gestion d'incidents ;
- 4° la capacité de transport pour le transit.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel prévoit suffisamment d'outils d'équilibrage pour:

- 1° couvrir ses propres déséquilibres physiques sur le réseau de transport de gaz naturel;
- 2° être en mesure d'offrir de façon autonome la flexibilité minimale de base annoncée aux affréteurs au profit de leur équilibrage individuel pour le transport interne.

Les outils d'équilibrage du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel afin d'offrir la flexibilité de base comprennent tant la capacité d'injection que la capacité d'émission ainsi que le fait de disposer de suffisamment de gaz naturel à injecter et à émettre.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel estime les outils d'équilibrage notamment sur base du dimensionnement de la capacité d'entrée pour l'acheminement interne. Le calcul de la flexibilité de base minimale requise se fait en outre à l'aide de critères stricts basés sur les caractéristiques physiques du réseau de transport de gaz naturel et par catégorie de clients finaux. Les catégories suivantes de clients finaux sont distinguées: les clients finaux résidentiels, les clients finaux industriels et les producteurs d'électricité.

Les hypothèses sur base desquelles le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel estime le besoin de flexibilité de base pour l'acheminement interne ainsi que leurs changements, sont incluses dans le plan d'investissements.

#### Le système :

Les gestionnaires développent un régime d'équilibrage, des règles d'équilibrage et des valeurs de tolérance en harmonie avec la taille et l'utilisation de leurs installations de transport respectives.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel détermine l'unité de temps de la période d'équilibrage et tient compte à ce sujet notamment:

- 1° de garantir l'équilibre du réseau et l'intégrité du système;

- 2° que l'offre de flexibilité de base soit suffisante pour permettre aux affréteurs de respecter leurs obligations relatives à l'équilibre du réseau dans la période d'équilibrage;
- 3° de la disponibilité et du degré de précision de l'information qui doit être communiquée par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel à l'affréteur concernant les nominations, les renominations et sa situation en ce qui concerne son équilibre sur le réseau;
- 4° d'éviter des règles compliquées concernant l'équilibre du réseau et entravant le marché.

Les gestionnaires offrent au moins les services de flexibilité de base requis pour permettre à l'utilisateur agissant de manière raisonnable et prudente de compenser la différence entre les flux de gaz naturel entrants et sortants pendant la période d'équilibrage. Les utilisateurs souscrivent la quantité minimale de flexibilité de base requise et/ou incluent dans leur portefeuille les outils minimaux de flexibilité nécessaires pour gérer les déséquilibres dans le cadre du modèle d'équilibrage applicable.

Des règles d'allocation spécifiques sont appliquées pour la flexibilité de base qui est allouée sur base de profils de consommation des clients finaux dans le portefeuille de l'affréteur. Cette allocation garantit que chaque affréteur individuel puisse disposer de suffisamment de flexibilité de base.

Les utilisateurs sont en premier lieu responsables de l'équilibrage de leurs flux de gaz naturel entrants et sortants. Ils gèrent donc les risques, si nécessaire. Les utilisateurs veillent à ce que durant la période d'équilibrage et en tenant compte des valeurs de tolérance qui leur sont allouées, il soit injecté dans le réseau de transport une quantité de gaz naturel, exprimée en unités énergétiques, égale à celle qui en est prélevée. Il est interdit aux utilisateurs du réseau de créer délibérément un déséquilibre pour des raisons d'opportunités commerciales.

Tant les affréteurs que le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel suivent de façon permanente l'évolution du profil d'injection et de prélèvement. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel communique à chaque affréteur à une fréquence qui s'accorde au modèle d'équilibrage, sa situation en termes de quantités injectées et prélevées.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut seulement interrompre ou réduire les services de transport de gaz naturel afin de garantir le fonctionnement sûr et efficace des installations de transport et/ou l'intégrité du système.

Si un affréteur est en déséquilibre et que l'intégrité du système est en danger ou que la fourniture normale des services à d'autres utilisateurs du réseau peut être perturbée, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel en avertit l'affréteur et les utilisateurs du réseau concernés et impose aux clients finaux approvisionnés par cet affréteur, ainsi qu'à l'affréteur défaillant, les mesures nécessaires au rétablissement de l'équilibre du réseau.

Si les mesures imposées ne sont pas suivies, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel peut notamment:

1° obliger les clients approvisionnés par l'affréteur de s'adresser à un nouvel affréteur le plus rapidement possible et dans le délai imparti par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel;

2° réduire ou interrompre le flux de gaz.

L'affréteur défaillant paie au gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel les surcharges tarifaires régulées pour le déséquilibre.

#### Définitions :

« déséquilibre » : état dans lequel se trouve un utilisateur lorsque pendant et/ou à la fin de la période d'équilibrage, la différence entre la quantité de gaz naturel exprimée en unités énergétiques injectée et prélevée par l'utilisateur dans le réseau de transport sort des valeurs de tolérance ;

« déséquilibre du réseau » : le résultat de la somme des déséquilibres individuels de tous les utilisateurs ;

« équilibre du réseau » : l'équilibre atteint sur un réseau de transport par période d'équilibrage par le fait que les utilisateurs injectent une quantité de gaz naturel dans le réseau de transport qui, dans la limite des valeurs de tolérance, est égale à la quantité de gaz naturel qu'ils prélèvent sur celui-ci ;

« intégrité du système » : tout état d'un réseau de transport ou d'une installation de transport dans lequel la pression, la qualité du gaz naturel et les spécifications techniques propres à l'installation de transport restent dans les limites minimales et maximales fixées par le gestionnaire de sorte que le transport de gaz naturel et le fonctionnement des installations de transport sont techniquement garantis et que l'exploitation prévue ne soit pas non plus menacée à long terme ;

« période d'équilibrage » : la période pendant laquelle le prélèvement par chaque utilisateur, dans les limites de ses valeurs de tolérance, d'une quantité de gaz naturel, exprimée en unités

énergétiques, doit être compensée par l'injection d'une quantité de gaz naturel dans le réseau de transport ;

« réserve opérationnelle » : la quantité de gaz naturel dont le gestionnaire dispose afin de pouvoir continuer à garantir l'intégrité du système, notamment lors d'un incident et ce pendant la durée minimale nécessaire au repositionnement du marché ;

« service de flexibilité » : tout service que le gestionnaire offre pour compenser la différence entre les flux de gaz naturel entrants et sortants ou les fluctuations au point de prélèvement ou au point d'entrée ;

« service de flexibilité de base » : tout service que le gestionnaire offre afin de permettre à l'utilisateur raisonnable et agissant de manière prudente de gérer la différence entre les flux de gaz naturel entrants et sortants pendant la période d'équilibrage ;

« valeurs de tolérance » : les valeurs dans lesquelles un utilisateur peut dévier, sur base des services de flexibilité qui lui sont alloués, vers le haut et vers le bas, de l'équilibre énergétique qu'il est tenu de respecter dans et/ou à la fin de la période d'équilibrage.

#### **4.1.3. Découplage de fait**

##### **A. Les gestionnaires du réseau de transport, de stockage et des installations de GNL** ***La désignation des gestionnaires du réseau de transport, de stockage et des installations de GNL***

En 2008, il n'y avait pas encore de gestionnaire du réseau désigné à titre définitif mais FLUXYS SA était le gestionnaire du réseau de transport provisoire, désigné de plein droit. Ce régime provisoire est en place depuis mars 2006 (Fluxys étant gestionnaire du réseau de transport et du stockage et Fluxys LNG des installations de GNL).

La procédure de désignation définitive a démarré en février 2007 et devrait aboutir à la désignation des trois gestionnaires à titre définitif (c'est-à-dire pour une durée renouvelable de 20 ans).

Dans le cadre de la désignation du gestionnaire du réseau définitif, l'article 8 de la loi gaz du 12 avril 1965, telle que modifiée, stipule que la CREG doit d'abord rendre un avis en la matière au Ministre. En juin 2007, après que Fluxys eut posé sa candidature aux fonctions de gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, de gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel ou de gestionnaire d'installation de GNL<sup>29</sup>, la CREG a rendu une première série d'avis dont un

---

<sup>29</sup> CREG, Avis (A)070628-CDC-697.

avis défavorable en ce qui concerne la désignation de FLUXYS comme gestionnaire de l'installation de GNL. La CREG avait par contre rendu un avis favorable, sous certaines conditions, en ce qui concerne la désignation de FLUXYS comme gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel et gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel.

Fin 2007, Fluxys S.A. a introduit une candidature adaptée aux trois fonctions précitées auprès du Ministre de l'énergie et a annoncé que cette candidature satisfaisait aux conditions légales. Il est ressorti de l'examen des candidatures adaptées sur certains points qu'en ce qui concernait les nominations pour le réseau de transport de gaz naturel et l'installation de stockage, certaines propositions répondaient parfaitement à certaines objections de la CREG, mais étaient en soi insuffisantes pour rendre un avis totalement favorable. Début 2008, le Comité de direction de la CREG a dès lors rendu un nouvel avis positif conditionnel pour ces deux fonctions. En ce qui concerne l'installation de GNL, les objections constatées précédemment sont restées inchangées, de sorte qu'il a été impossible de rendre un avis favorable pour cette candidature<sup>30</sup>.

A ce jour, le Ministre n'a dès lors pas encore désigné un gestionnaire du réseau de transport à titre définitif. Il est vrai que la loi gaz ne prévoit pas de date limite spécifique pour la désignation d'un gestionnaire de réseau à titre définitif.

### ***Découplage du gestionnaire du réseau de transport***

Tout comme la seconde directive gaz (2003/55/CE), la législation fédérale belge n'exige pas une séparation patrimoniale entre, d'une part, les activités de transport, de stockage ou liées aux installations GNL et, d'autre part, celles de fourniture, de distribution ou de production. Elle se limite à imposer la séparation légale entre ces activités. Or, cette séparation est effective depuis 2001, année où a eu lieu la scission de l'ancienne S.A. DISTRIGAS en deux entités : la S.A. FLUXYS et la nouvelle S.A. DISTRIGAS.

L'article 15/14, §2, de la loi gaz du 12 avril 1965 investit notamment la CREG d'une mission de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements relatifs au marché du gaz naturel. Cette mission de surveillance et de contrôle implique notamment l'obligation pour la CREG d'examiner, dans quelle mesure le gestionnaire du réseau respecte en pratique les obligations reprises dans la loi gaz, y compris les conditions de dégroupage.

---

<sup>30</sup> CREG, Avis (A)080124-CDC-741.

Afin de garantir l'impartialité et l'indépendance fonctionnelle de Fluxys vis-à-vis de sa maison-mère, la loi gaz définit un certain nombre de critères. Ceux-ci sont identiques à ceux de la seconde directive gaz et visent à offrir au gestionnaire du réseau de transport et aux personnes responsables de sa gestion une relativement large autonomie de décision vis-à-vis de l'entreprise intégrée, y compris en matière d'investissements dans de nouvelles infrastructures. Les législateurs belge et européen ont toutefois confirmé le droit de la maison-mère d'intervenir au niveau des choix financiers du gestionnaire (approbation du plan d'investissement annuel, de la structure bilantaire, du niveau de risque acceptable,...).

En plus de ces critères d'autonomie et d'indépendance, la loi belge veille également à garantir un fonctionnement efficace des organes de gestion du gestionnaire, en imposant le respect de quelques règles de bonne gestion issues du code belge de gouvernance d'entreprise: seuil minimum et compétence des administrateurs indépendants, représentation minimale de chaque sexe et mise en place de plusieurs comités au sein du Conseil d'Administration (rémunération, gouvernement d'entreprise, audit), dont la composition doit également répondre à certaines normes, répartition des rôles entre le Conseil d'Administration et le comité de direction.

Comme mentionné ci-dessus, en 2008, la Belgique n'avait toutefois pas encore désigné à titre définitif les gestionnaires du réseau, du stockage et des installations de GNL. Le régime provisoire en place depuis mars 2006 implique que seul un nombre très limité de conditions doivent encore être remplies par le gestionnaire du réseau désigné à titre définitif. Les exigences d'indépendance, d'autonomie et de bonne gouvernance d'entreprise ne s'appliquent en effet pas dans ce cadre provisoire.

A la suite de la fusion et des engagements repris dans la décision européenne de Gaz de France-Suez, la structure d'actionariat de Fluxys a subi des modifications fondamentales. Conformément au paragraphe 53 de ces engagements, Suez-Gaz de France et Publigaz "détiendront chacun une participation identique en Fluxys correspondant au maximum à 45% du capital de cette société, le reste – hormis la golden share – étant coté en bourse".

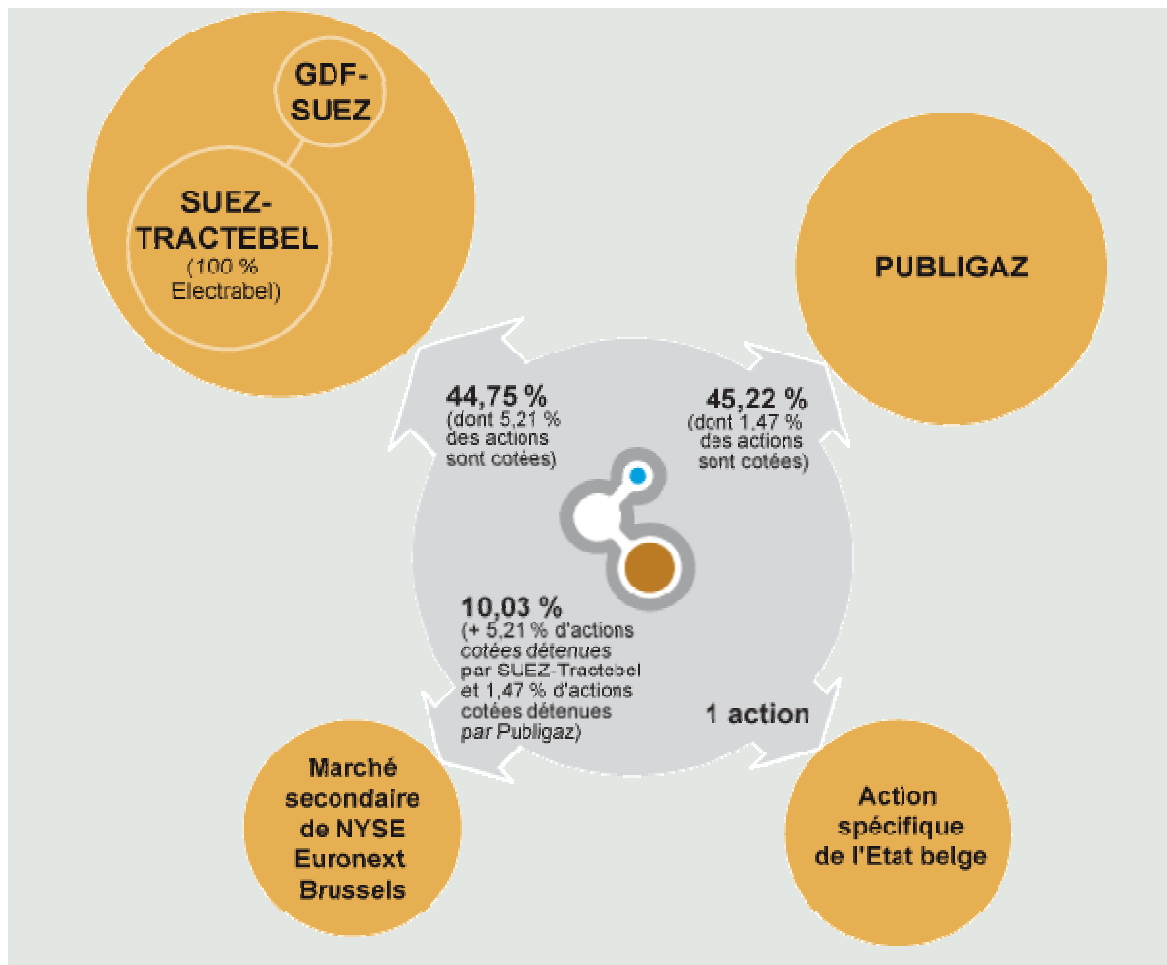
A la fin du mois d'août 2008, Publigas a fait savoir qu'elle exerçait son droit de préemption sur l'ensemble des 87.804 actions dans Fluxys (à savoir 12,5 % du capital de Fluxys), que Suez avait vendues en juillet 2008 au fonds britannique Ecofin Limited. L'impact de l'exercice du droit de préemption de Publigas sur les participations de Suez-GdF et Publigas dans Fluxys est illustré à la figure 13.



Le 29 octobre 2008, Publigas a notifié l'acquisition du contrôle exclusif de Fluxys auprès du Conseil de la concurrence. La notification a cependant été ensuite retirée.

Le 19 mars 2009, la concentration a été à nouveau notifiée auprès du Conseil de la concurrence, qui l'a approuvée le 18 mai 2009.

Figure 13 : Actionnariat Fluxys (au 31.12.2008)



Source : [www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

## **B. Les gestionnaires des réseaux de distribution**

### Présentation générale

On compte 18 gestionnaires du réseau de distribution (GRD) pour le gaz. Ceux-ci sont répartis comme suit à travers les différentes régions : 11 en Flandre, 1 à Bruxelles, 6 en Wallonie. Deux gestionnaires du réseau exercent leurs activités tant en Flandre qu'en Wallonie. 14 gestionnaires du réseau de distribution exercent les deux activités (distribution d'électricité et de gaz) dans la même société. Tous les GRD possèdent leur propre actif. Certains GRD possèdent également, en plus de leur actif propre, des actifs mis à disposition par les actionnaires communaux/provinciaux via un apport utilisé ou via des concessions.

Cinq gestionnaires de réseau de distribution sont des intercommunales pures, ce qui signifie qu'elles appartiennent entièrement aux autorités locales (communes ou provinces). Les treize gestionnaires de réseau de distribution restants sont des intercommunales mixtes et font donc partie d'un partenariat privé-public avec Electrabel. Les gestionnaires de réseau mixtes assurent ensemble la distribution de 80% du gaz naturel en Belgique.

Electrabel possédait conformément aux dispositions légales en vigueur, 30% des actions des gestionnaires de réseau mixtes en Flandre (depuis le 5 septembre 2006) et dans la Région de Bruxelles-Capitale alors qu'elle varie entre 38% et 49% en Région wallonne.

En Flandre, Electrabel s'est retirée des tâches opérationnelles des gestionnaires de réseau. Depuis le 30 mars 2006, celles-ci sont entièrement remplies par la S.C.R.L. Eandis, une société dans laquelle ne participent que les gestionnaires du réseau de distribution mixtes.

Certains gestionnaires de réseau issus du secteur pur (Inter-energa, WVEM et IVEG) ont également fondé une « société d'exploitation » : la S.C.R.L. Infrax. En conséquence de cette tendance à la création de « sociétés d'exploitation », le Gouvernement flamand a imposé en juillet 2007 les conditions légales auxquelles les gestionnaires du réseau de distribution peuvent recourir à ce type de sociétés. Celles-ci se basent sur le principe selon lequel les sociétés d'exploitation doivent satisfaire les mêmes exigences d'indépendance que les gestionnaires de réseau eux-mêmes.

En Région de Bruxelles-Capitale, le capital de l'opérateur technique Brussels Network Operation (BNO) est détenu par le gestionnaire de réseau de distribution SIBELGA.

En Région wallonne, l'opérateur technique est toujours Electrabel Netmanagement, une division interne d'Electrabel. Indexis et Metrix sont responsables des activités de mesurage et de comptage. En Flandre et en Région de Bruxelles-Capitale, Indexis est uniquement en charge du traitement des données alors que Eandis et Metrix sont responsables du relevé du compteur et de la validation des données. En Région wallonne, Indexis est à la fois responsable du relevé des compteurs et du traitement et de la validation des données.

Tous les gestionnaires du réseau de distribution se trouvent physiquement à d'autres endroits que les fournisseurs. Ils sont publiquement connus sous leur nom personnel et en tant que société distincte. Les gestionnaires du réseau sont connus du grand public sous le nom de leur société d'exploitation. En Flandre, c'est principalement le cas pour Eandis (gestionnaires du réseau de distribution mixtes) et Infrac (un certain nombre de gestionnaires du réseau de distribution purs). Les call centers également ont été entièrement dédoublés depuis 2007, excluant toute confusion entre le call center des gestionnaires du réseau de distribution et celui des fournisseurs.

Tous les gestionnaires du réseau de distribution sont *legally unbundled*. Dans cette optique, les comptes publiés par les gestionnaires du réseau sont des *unbundled accounts*. Le *legal unbundling* est obligatoire en Belgique depuis le début de la libéralisation. En 2006 et en 2007, des déplacements ont été effectués dans la structure d'actionariat pour les gestionnaires du réseau de distribution du secteur mixte (participation d'Electrabel) dans les différentes régions. La part des actionnaires communaux/provinciaux a été augmentée avec pour corollaire que celle d'Electrabel a diminué.

### Présentation région par région

#### Région flamande

Les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) constituent des entreprises de réseau juridiquement distinctes. Ces entreprises de réseau ne sont pas contrôlées par une entreprise de fourniture/production. Les entreprises de fourniture/production peuvent, en vertu de la loi, posséder au maximum 30 % des parts/droits de vote dans le GRD. De ce fait, il n'existe pas de contrôle au sens de l'article 3(3) du règlement CE sur les concentrations. Les GRD sont propriétaires de leurs actifs de réseau ou possèdent le droit exclusif d'utiliser les actifs de réseau possédés par les villes et communes flamandes.

Selon la loi, les GRD ne peuvent avoir de participation, directe ou indirecte, dans aucune entreprise de fourniture ou de production ou dans aucune entreprise liée.

Tous les gestionnaires du réseau de gaz naturel y satisfont et aucune action spécifique ne doit donc être entreprise à cet effet. Il n'est, de ce fait, pas question non plus d'affaires devant encore être résolues à ce sujet.

### Région wallonne

Voir point 4.1.3 ci-dessus.

## **4.2. Aspects concurrentiels [Article 25(1)(h)]**

### **4.2.1. Description du marché de gros**

La Belgique ne disposant d'aucune production propre de gaz naturel, elle doit en importer la totalité.

Les fournisseurs de gaz naturel peuvent choisir parmi différents points d'entrée pour approvisionner leurs clients belges en gaz H. Les consommateurs de gaz L sont approvisionnés directement depuis les Pays-Bas ou indirectement, à contre-courant, via le point d'interconnexion Blaregnies avec la France. L'approvisionnement en GNL, en provenance principalement du Qatar et passant via le terminal de Zeebruges, est resté stable en 2008, représentant 11% de la consommation belge de gaz naturel.

Les entreprises actives dans la fourniture de gaz sur le marché belge se répartissent comme suit :

Figure 14 :

Entreprises	Marché domestique	Date d'autorisation	Volume des ventes en 2008 (TWh)				Part ce marché le la
			Marché domestique	Belgique*	Autres	Total	
Ruhrigas A.G.	Allemagne	30.03.07	511,7	0,03	175,3	687,0	0
S.A. Distrigas	Belgique	30.03.07	n.d.	38,1	n.d.	180,2	72,4%
GDF SUEZ	France	04.05.07	n.d.	24,8	n.d.	n.d.	13,0%
S.A. TOTAL GAS & POWER NORTH EUROPE	Belgique	13.06.07	46,8	0	1,2	48,0	0
WINGAS GmbH & Co KG	Allemagne	03.09.07	n.d.	12,5	n.d.	n.d.	6,8%
ESSENT ENERGY TRADING B.V.	Pays-Bas	02.11.07	n.d.	1,2	n.d.	n.d.	0,6%
GASELYS SAS	France	31.01.08	0	0	0	0	0
S.A. NUON BELGIUM	Belgique	01.10.08	0	0	0	0	0
S.A. NUON ENERGY TRADE & WHOLESALE	Pays-Bas	04.11.08	63,5	0	4,0	67,5	0
S.A. FIFTH TRAFFIC CUSTOMER SOLUTIONS	Belgique	18.09.08	n	n	n	n	n
ACCORD ENERGY Ltd.	Royaume-Uni	18.09.08	n.d.	0	n.d.	n.d.	0
S.A. SPE	Belgique	12.03.07	0	11,5	0	11,5	6,0%
RWE Energy NL B.V.	Pays-Bas	14.07.08	26,5	0	n.d.	n.d.	0
S.A. ELETRABEL	Belgique	16.03.07	0	0	0	0	0
ENI (UK) Ltd.	Royaume-Uni	07.07.04	n.d.	0	n.d.	n.d.	0
EDF S.A.	France	29.11.08	n.d.	0	n.d.	n.d.	0
EDF BELGIUM S.A.	Belgique	29.11.08	n.d.	0,84	n.d.	n.d.	0,4%
ESSENT BELGIUM S.A.	Belgique	29.11.08	n.d.	0	n.d.	n.d.	0
MERRILL LYNCH COMMODITIES (EUROPE) LTD	Royaume-Uni	09.08.08	n.d.	0	n.d.	n.d.	0
NORSK HYDRO ENERGIE AS	Norvège	02.02.07	n.d.	1,43	66,0	75	0,7%
ENECO INTERNATIONAL BV	Pays-Bas	16.07.07	n.d.	0,44	n.d.	n.d.	0,2%
E.ON Belgium NV	Belgique	03.09.07	0	0	0	0	0
DELTA Energy BV	Pays-Bas	02.11.07	n.d.	0	n.d.	n.d.	0
AIR LIQUIDE TECHNISCHE GASSEN BV	Pays-Bas	20.12.07	n.d.	0	n.d.	n.d.	0
CONOCO PHILLIPS LTD	Royaume-Uni	18.02.08	n.d.	0	n.d.	n.d.	0
GAZFROM MARKETING & TRADING LTD	Royaume-Uni	18.04.08	4,86	0	5,97	n.d.	0
LAMPFIRS S.A.	Belgique	04.11.08	0	0	0	0	0

En 2008, trois affréteurs qui disposent d'une autorisation de fourniture sont devenus réellement actifs sur le réseau de transport. La part de marché des nouveaux venus, à savoir E.ON Belgium S.A., Eneco International B.V. et StatoilHydro SAS, reste pour le moment minime. La part de Distrigas S.A. a continué de reculer en 2008 par rapport à 2007 (-5,8%) et Gaz de France S.A. a perdu 2,2% de parts de marché. Wingas GmbH & Co KG renforce légèrement sa position (+ 0,6%). SPE S.A. arrive à acquérir la plus grande part de marché (6%) auprès des nouveaux venus de 2007, principalement grâce à l'approvisionnement de ses propres centrales électriques au gaz. La position de marché de EDF Belgium S.A. et de Essent Energy Trading S.A. reste également minime en 2008.

Les ventes de gaz naturel en Belgique ont enregistré une légère hausse en 2008 qui recouvre des évolutions sectorielles contrastées. Les ventes à la distribution publique sont en hausse de plus de 6 %, reflétant des températures moyennes plus basses par rapport à 2007 mais traduisant aussi l'accroissement régulier du nombre de nouveaux clients résidentiels utilisant le gaz naturel comme énergie de chauffage. Plus de 60.000 nouveaux raccordements ont été réalisés l'année dernière dans notre pays tant pour alimenter de nouveaux lotissements que pour délivrer du gaz naturel à des particuliers ayant décidé de changer d'énergie de chauffage

et d'installer des chaudières performantes. Les ventes à l'industrie sont en légère baisse sur l'ensemble de l'année. Cependant, l'impact de la crise financière et économique est particulièrement perceptible au dernier trimestre 2008 avec un recul de plus de 20 % des volumes vendus par rapport à la même période de 2007. La diminution des ventes de gaz naturel destiné à la production d'électricité traduit également le ralentissement de la demande en électricité du secteur industriel

Les incertitudes sur les livraisons de gaz russe à l'Europe ont mis en lumière la sécurité de l'approvisionnement gazier de notre pays et en particulier le rôle que remplit et pourrait plus encore demain remplir le port de Zeebruges : plusieurs gazoducs reliés au Royaume-Uni et aux gisements de la mer du Nord norvégienne, d'une capacité totale de 35 milliards de m<sup>3</sup> par an, y aboutissent tandis que le complexe de regazéification de GNL, dont la capacité a été récemment portée à 9 milliards de m<sup>3</sup> par an, peut, grâce à une conception intelligente, accueillir des méthaniers en nombre et taille toujours plus importants. Actuellement, Zeebruges couvre 15 % des besoins en gaz naturel de l'Europe de l'Ouest. Quelques 42 méthaniers ont déchargé leur GNL au terminal en 2008. Au cours du seul mois de janvier 2009, 7 méthaniers ont accosté au terminal. A terme, Fluxys pourrait construire un deuxième quai pour les navires GNL et augmenter le nombre de réservoirs de stockage du GNL tandis que la société Exmar ferait construire une jetée spéciale pour des méthaniers équipés d'un dispositif de regazéification à bord et à même d'injecter directement du gaz sous forme gazeuse dans le réseau.

Les fournisseurs de gaz naturel actifs sur le marché belge disposent d'un portefeuille d'approvisionnement différencié au sein duquel les contrats à long terme conclus directement avec les producteurs de gaz naturel constituent de loin l'élément principal. Toutefois, en 2008, une forte augmentation du marché à court terme a été constatée pour l'approvisionnement de la Belgique (20,9% en 2008 contre 7,9% en 2007). On note, de manière sous-jacente, qu'en ce qui concerne les achats à court terme, tant les fournisseurs établis que les fournisseurs débutants ont recours au hub de Zeebruges (indépendamment d'un défaut de contrats directs avec les producteurs de gaz naturel).

Au 1<sup>er</sup> janvier 2009, 26 utilisateurs du réseau étaient détenteurs d'une autorisation de fourniture effectuée au moyen du réseau de transport. Douze d'entre eux avaient effectivement réservé de la capacité pour la livraison de gaz naturel au marché belge sur le réseau de Fluxys, comparé à six fin 2007.

En matière de stockage, Fluxys et *De Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek* (VITO) vont réaliser des forages d'essai à la frontière des communes de Bree et Kinrooi dans l'est du Limbourg afin d'évaluer si le sous-sol se prête au stockage de gaz naturel. Cette décision fait suite aux résultats favorables de sondages effectués en 2007 dans une série d'entités dont Bree et Kinrooi. En 2008, d'autres mesures avaient été effectuées mais seuls des forages d'essais permettront d'avoir une image directe du site et notamment des couches situées entre 1.500 et 2.000 mètres de profondeur susceptibles d'accueillir le gaz naturel.

En ce qui concerne l'attrait pour le négoce de gaz naturel au Hub de Zeebruges, celui-ci s'est maintenu en 2008. Huberator a signé des contrats avec cinq nouveaux membres, ce qui porte à 72 le nombre de membres de Huberator.

Le volume net tradé en 2008 au Hub de Zeebruges était de 505.6 TWh (43.5 bcm), soit 13% d'augmentation par rapport à 2007 (448.2 TWh – 38.5 bcm) et plus de 2.5 fois le volume de gaz naturel consommé en Belgique. Le « *churning ratio* » est resté stable à 4.3.

Alors que le flux physique au Hub de Zeebruges durant les trois premiers trimestres de 2008 n'était que légèrement plus important que l'année précédente, l'activité s'est intensifiée de manière remarquable lors du dernier trimestre avec une augmentation de près de 37% du volume net tradé. La liquidité continue de fortement augmenter au premier trimestre 2009.

Les volumes nets négociés de gaz naturel sur le hub de Zeebruges ont atteint le niveau record de 2.255 GWh (près de 200 millions de m<sup>3</sup>) le 8 octobre 2008. La précédente pointe d'activités remontait au 4 janvier 2006 et est ainsi dépassée de 29 %. 2.255 GWh, c'est aussi six fois la consommation de gaz naturel à haut pouvoir calorifique de la Belgique le même jour. Fluxys attribue cette forte poussée au lancement en début d'année de la plate-forme ZEE, laquelle donne la possibilité aux utilisateurs du réseau de transférer à un tarif avantageux du gaz naturel sans restriction de capacité entre tous les points d'entrée de la zone de Zeebruges (hub, Interconnector Zeebruges Terminal, Zeepipe Terminal et terminal GNL).

Quant au prix spot représentatif accepté par le marché figure dans le Dow Jones Zeebruges Day Ahead Index, également appelé ZIG.

### ***Fusions et acquisitions***

Le 22 juillet 2008, la fusion entre Suez et Gaz de France, préalablement approuvée le 14 novembre 2006 par la Commission européenne, est devenue effective. La concentration entre les deux acteurs du marché a pu avoir lieu après l'exécution des engagements repris dans la décision européenne et proposés par les parties.

Une partie des conditions reprises dans les engagements a déjà été discutée ci-dessus au chapitre 3.1.2.

En ce qui concerne les engagements sur le marché du gaz, Suez a dû vendre sa participation de 57,24 % dans Distrigas à une tierce société. En 2008, Suez a donc cédé sa participation à l'entreprise italienne Eni S.p.A dans une opération « *asset swap* » comportant des actifs italiens. Le transfert a été clôturé le 30 octobre 2008, ce qui implique que les conséquences de cette transaction ne se feront sentir qu'en 2009 sur le marché belge du gaz naturel.

En outre, Suez a vendu en août 2008 une participation de 12,5 % dans le capital de Fluxys au fonds britannique Ecofin Limited. Publigas a ensuite exercé à la fin du mois d'août 2008 son droit de préemption, raison pour laquelle l'engagement n° 53 a finalement été respecté.

Le 29 octobre 2008, Publigas a notifié l'acquisition du contrôle exclusif sur Fluxys auprès du Conseil de la concurrence. Cette notification a ensuite été retirée. Le 19 mars 2009, la concentration a été à nouveau notifiée auprès du Conseil de la concurrence, et a été approuvée par le Conseil le 18 mai 2009.

### ***L'accès au stockage de gaz naturel***

- On note un manque systématique de capacité de stockage de gaz en Belgique. C'est pourquoi le stockage de gaz est une activité régulée en Belgique. Selon la loi, l'accès aux installations de stockage est réservé aux entreprises qui approvisionnent des clients finals raccordés au réseau de distribution. Il n'y a pas de capacité de stockage disponible librement.

- L'accès aux installations de stockage est fixé par la loi.



- Aucune *congestion management principle* (CMP) n'est nécessaire en raison du fait que l'accès aux installations de stockage est fixé par la loi sur la base de la part de marché sur le marché de distribution.
- En principe, la capacité est négociable sur le marché secondaire. Mais l'offre sur le marché secondaire est nulle en raison du manque de capacité de stockage disponible.
- La capacité est offerte en standard bundled unit (SBU). A partir de la saison de stockage 2009-2010, un service Day Ahead sera offert aux utilisateurs de stockage.
- Des informations sont fournies aux utilisateurs de stockage au sujet de la capacité de stockage, de la capacité d'injection et d'émission, ainsi que des paramètres relatifs à la disponibilité de l'installation de stockage. Ces informations sont disponibles quotidiennement.

#### **4.2.2. Description du marché de détail**

Le contrôle sur le marché de détail est une compétence régionale. Le marché de détail du gaz naturel est dès lors décrit région par région.

##### **A. Région flamande**

En raison de la répartition de compétences en Belgique, avec la compétence accordée aux régions sur le plan des marchés de l'électricité et du gaz naturel au niveau de la distribution, il est question, à juste titre, de parler de marchés de détail au niveau des régions. Bien qu'il existe différentes régulations techniques ayant trait au fonctionnement des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et au fonctionnement du marché de détail, dues à la régionalisation des compétences pertinentes, le processus de changement est identique dans les trois régions. Les différences de régulations techniques sont limitées à des processus tels que le '*drop*' de clients ayant des difficultés à payer leur facture.

Les taux de changement en Flandre et en Wallonie semblent converger, bien qu'il soit probablement trop tôt pour faire une estimation.

Une description du marché de la fourniture de détail aux clients finals devrait fournir les informations les plus récentes concernant les acteurs principaux et leurs parts de marché (principe de dominance) dans l'ensemble du marché de détail et au sein de différents segments de consommateurs.

Figure 15 : Parts de marché des fournisseurs exprimés en nombre total de clients résidentiels gaz naturel

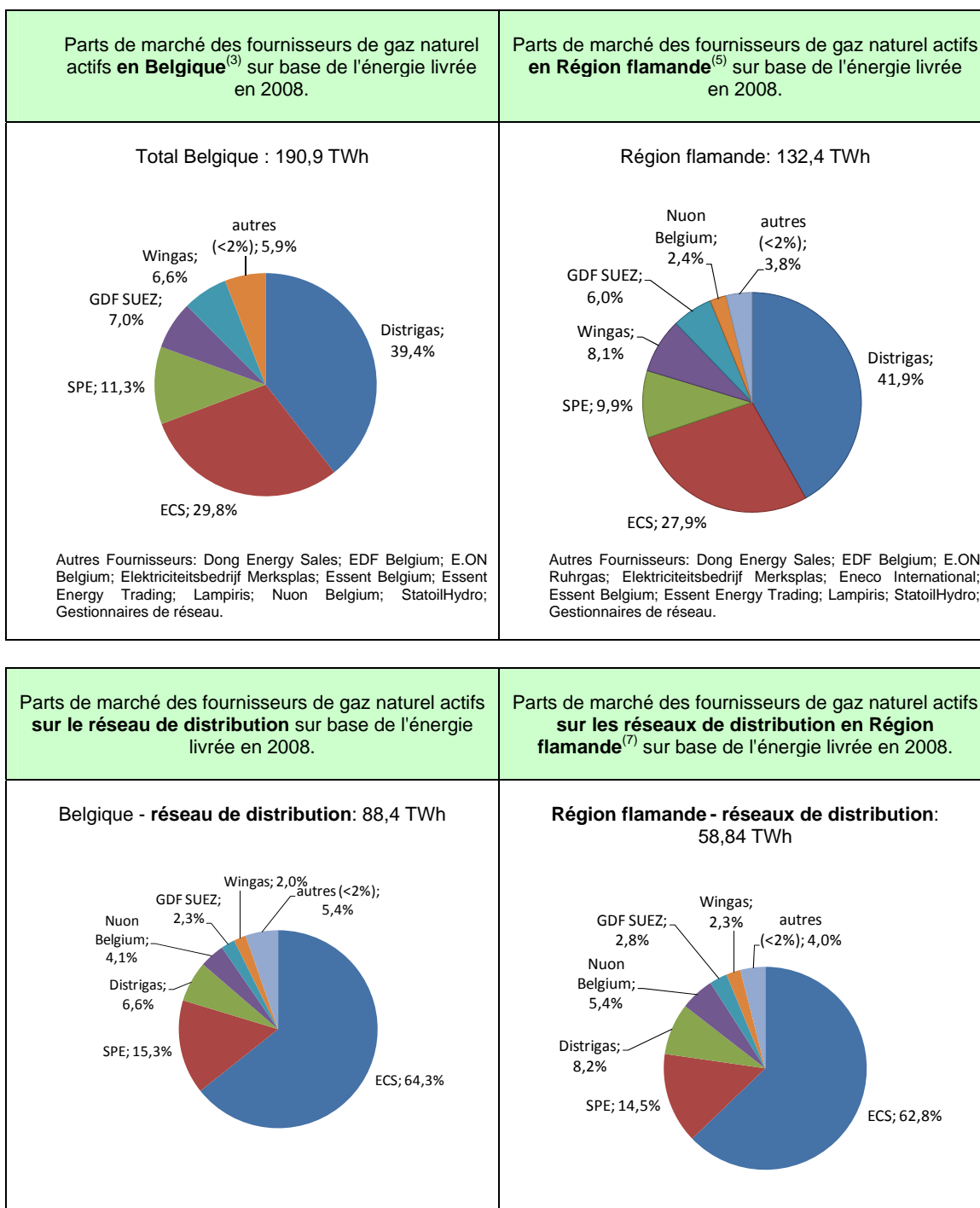


Figure 16 : Gaz naturel, sur la base de points d'accès :

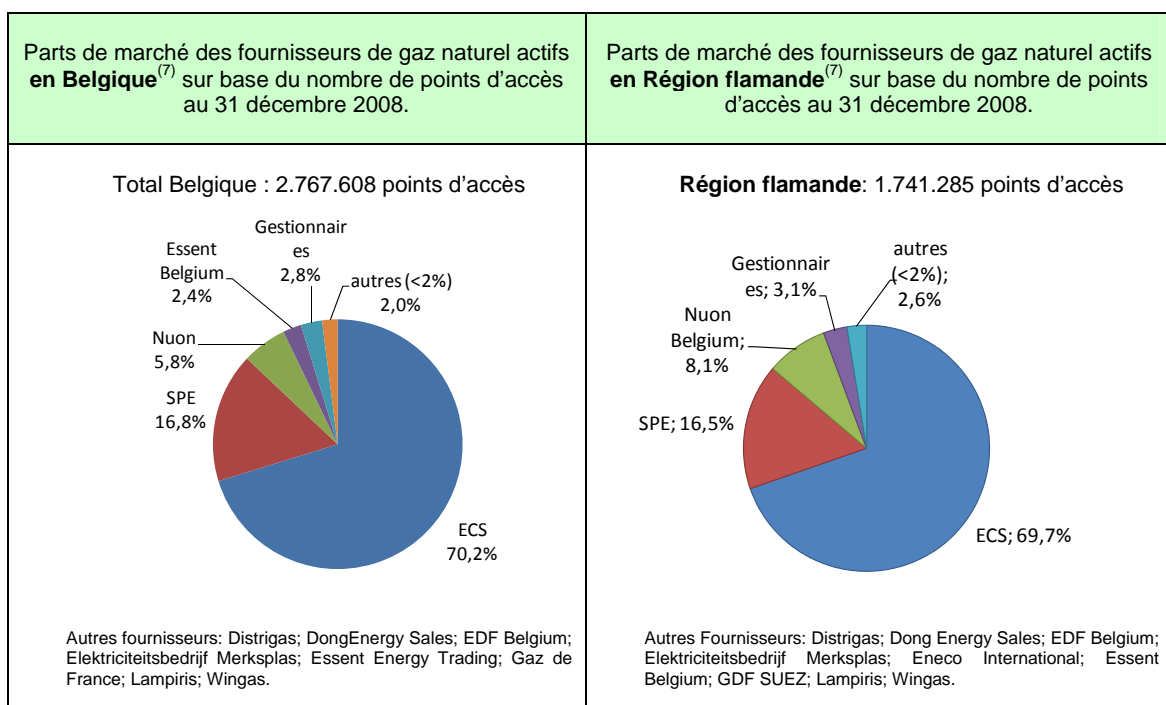


Tableau 16 : Parts de marché des fournisseurs exprimées en nombre total de clients résidentiels gaz naturel

FOURNISSEUR DE GAZ NATUREL	1/01/2004	1/01/2005	1/01/2006	1/01/2007	1/01/2008	1/01/2009
Electrabel Customer Solutions S.A.	84,96%	76,22%	72,37%	70,94%	70,10%	68,81%
SPE S.A.	NVT	<0,01%	<0,01%	16,05%	16,01%	16,59%
Nuon Belgium S.A.	1,67%	7,88%	8,81%	8,68%	8,60%	8,66%
Gestionnaire du réseau	0,00%	1,11%	1,76%	2,56%	3,17%	3,33%
Essent Belgium S.A.	NVT	1,07%	1,75%	1,52%	1,73%	1,73%
Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	NVT	0,09%	0,17%	0,20%	0,31%	0,51%
Dong Energy Sales B.V.	0,07%	0,04%	0,06%	0,05%	0,06%	0,05%
Lampiris S.A.	NVT	NVT	NVT	NVT	0,03%	0,33%
Eneco International B.V.	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%	<0,01%
Distrigas S.A.	0,00%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	<0,01%	0,00%
EDF Belgium S.A.	NVT	NVT	0,00%	0,00%	<0,01%	0,00%
Gaz de France S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	<0,01%	0,00%	0,00%
Wingas GmbH	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
E.ON Belgium S.A.	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%	0,00%
E.ON Ruhrgas A.G.	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%	0,00%
RWE Energy Nederland S.A.	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%	0,00%
ALG Négoce S.A.	NVT	NVT	<0,01%	NVT	NVT	NVT
City Power S.A.	NVT	0,78%	1,20%	NVT	NVT	NVT
Luminus S.A.	13,30%	12,80%	13,88%	NVT	NVT	NVT
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Tableau 17** : Parts de marché des fournisseurs exprimées en nombre total de clients professionnels gaz naturel (point d'accès)

FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL	1/01/2004	1/01/2005	1/01/2006	1/01/2007	1/01/2008	1/01/2009
Electrabel Customer Solutions S.A.	87,52%	79,34%	78,16%	80,58%	77,32%	75,13%
SPE S.A.	NVT	0,01%	<0,01%	13,20%	15,66%	16,76%
Nuon Belgium S.A.	0,74%	5,29%	5,07%	4,26%	3,85%	4,66%
Essent Belgium S.A.	NVT	0,68%	1,64%	1,64%	1,34%	1,77%
Gestionnaire du réseau	0,00%	<0,01%	0,08%	0,07%	1,62%	1,14%
Elektriciteitsbedrijf Merksplas B.V.B.A.	NVT	0,04%	0,07%	0,09%	0,19%	0,34%
Lampiris S.A.	NVT	NVT	NVT	NVT	0,01%	0,12%
Dong Energy Sales B.V.	0,00%	0,15%	0,04%	0,03%	0,01%	0,04%
EDF Belgium S.A.	NVT	NVT	0,00%	0,02%	<0,01%	0,01%
Distrigas S.A.	0,01%	0,02%	0,06%	0,09%	0,01%	0,01%
Eneco International B.V.	NVT	NVT	NVT	NVT	<0,01%	<0,01%
E.ON Belgium S.A.	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%	0,00%
E.ON Ruhrgas A.G.	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%	0,00%
Gaz de France S.A.	0,06%	0,10%	0,08%	0,02%	0,00%	0,00%
RWE Energy Nederland S.A.	NVT	NVT	NVT	NVT	0,00%	0,00%
Wingas GmbH	<0,01%	<0,01%	<0,01%	0,01%	0,00%	0,00%
ALG Négoce S.A.	NVT	NVT	0,05%	NVT	NVT	NVT
City Power S.A.	NVT	0,38%	1,27%	NVT	NVT	NVT
Luminus S.A.	11,67%	13,97%	13,48%	NVT	NVT	NVT
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Tableau 18** : gaz HHI et HHIne

GAZ NATUREL 31/12/2008	HHI	HHIne
AMR	4663	2,14
MMR	5745	1,74
Professionnels mesurés annuellement	6015	1,66
Résidentiels mesurés annuellement	5104	1,96
<b>Marché total</b>	<b>5205</b>	<b>1,92123975</b>

**Tableau 19** : indice C3 Gaz naturel

GAZ NATUREL 31/12/2008	
AMR	89,88 %
MMR	96,22 %
Professionnels mesurés annuellement	96,13 %
Résidentiels mesurés annuellement	94,09 %
Marché total	94,33 %

L'indice de concentration (sur la base du nombre de points d'accès) indique que la part de marché commune des trois entreprises possédant la part de marché la plus importante représente un peu moins de 95 %. Pour le gaz naturel, les pourcentages sont situés au même niveau et la majorité absolue se situe chez Electrabel Customer Solutions + Gaz de France, SPE et Nuon.

Pour le gaz naturel, les trois principaux fournisseurs en termes de volume sont également Electrabel Customer Solutions + GDF SUEZ, Distrigas et SPE. Ils fournissent ensemble 88,32 % du volume total de gaz naturel aux clients finals, contre 91,52% l'an dernier.

La concentration du marché demeure, de ce fait, similaire à celle des années précédentes.

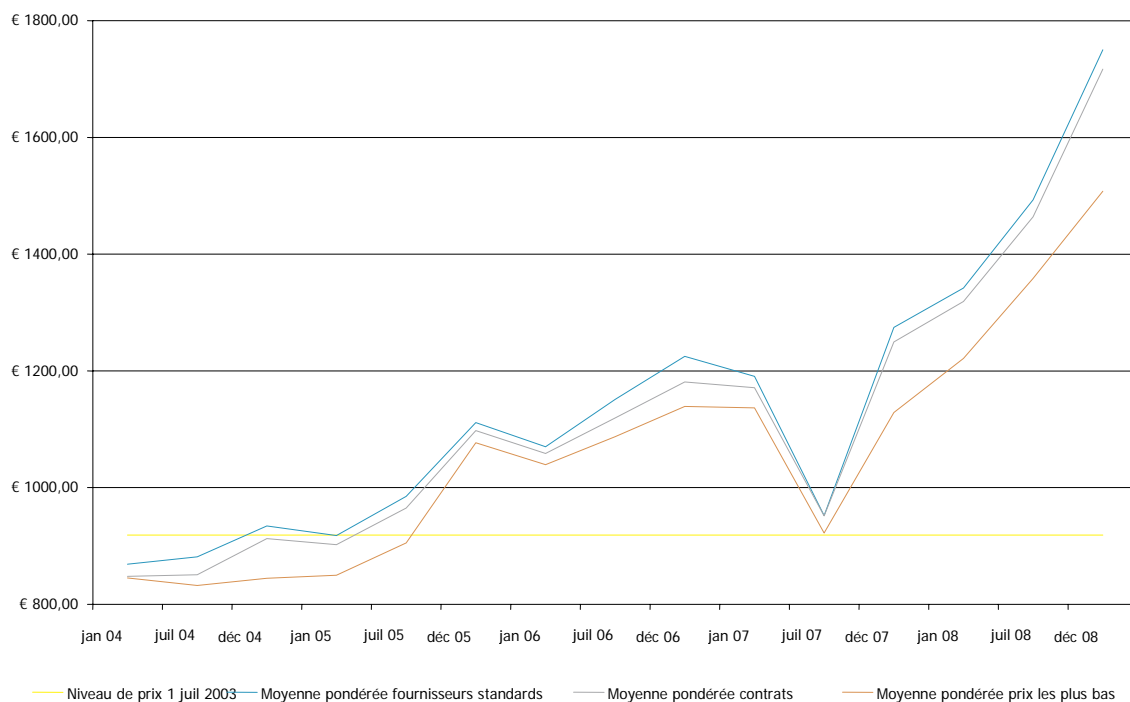
### **Switching**

Voir la réponse à cette question dans le point 2.2.b).

### **Prix du gaz naturel**

La forte hausse du prix du gaz naturel à partir de l'été 2007 se poursuit tout au long de 2008 (à l'exception des mois d'avril, septembre et octobre, au cours desquels on a constaté une légère diminution par rapport au mois précédent) pour les clients résidentiels flamands

**Figure 17** : Evolution de la facture de gaz naturel pour les clients résidentiels se chauffant au gaz naturel avec une consommation moyenne (23.260 kWh sur une base annuelle)

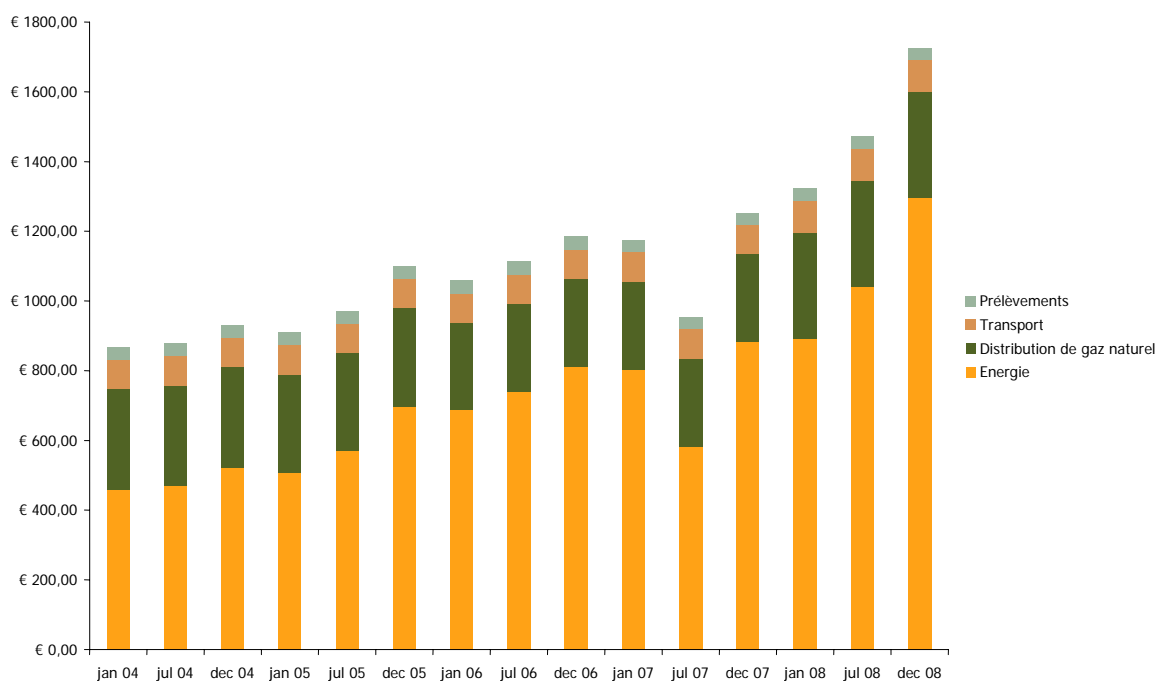


Les tarifs du réseau de distribution pour le gaz naturel et les tarifs du réseau de transport sont demeurés inchangés en 2008 en Flandre.

Les prélèvements pour le gaz naturel sont restés les mêmes en Flandre tout au long de l'année.

L'élément de prix énergie pour le gaz naturel a logiquement augmenté dans le courant de 2008.

**Figure 18** : Eléments du prix du gaz naturel pour les clients résidentiels qui se chauffent au gaz naturel présentant une consommation moyenne



La tva est incluse dans chaque élément.

La VREG ne possède pas d'informations relatives aux prix pour les moyennes et grandes entreprises flamandes au cours de 2008. Elle ne surveille dès lors pas les prix du gaz naturel pour les petits clients professionnels flamands.

**Les motivations des clients à changer de fournisseur** A la question de savoir à partir de quelle économie le changement de fournisseur de gaz naturel en vaut la peine, 20 % répondent spontanément qu'ils n'envisagent pas de changement.

Pour 9 % d'entre eux, « chaque économie réalisée est OK » ; 22 % ne savent pas vraiment. Le nombre de personnes ayant un montant à l'esprit est plus élevé que pour l'électricité (43 %). Il s'agit d'un nombre relativement restreint de répondants, mais ici aussi, 57 % d'entre eux comptent sur des économies de plus de 150 euros avant de choisir un nouveau fournisseur.

Un ménage présentant une consommation de gaz naturel moyenne de 23.260 kWh peut réaliser en Flandre une économie moyenne de €29,11 en concluant un contrat (situation au 1<sup>er</sup> juillet 2008). Cet avantage peut passer à € 134,66 si le client conclut un contrat avec le fournisseur le meilleur marché.

La durée de contrat moyenne (typique) pour les ménages est de 393 jours pour le gaz naturel (sans tenir compte des contrats conclus avec des fournisseurs par défaut). Cette moyenne passe à 323 jours lorsqu'il est tenu compte des personnes ayant conclu un contrat auprès du fournisseur standard.

Tableau 20 :

	Durée indéterminée	1 an	2	3
gaz	0,61	93,49	3,54	2,36

### **Switching**

Voir réponse pour l'électricité, point 2.2.b)

## Qu'apporte le changement de fournisseur ?

### Gaz naturel :

Tableau 21 :

31/12/2008	# fourn	#Points d'accès	%
Gaselwest	11	239.022	13,73%
Imea	8	222.287	12,77%
Imewo	11	326.675	18,76%
Intergem	11	154.017	8,85%
Iveka	9	218.400	12,54%
Iverlek	9	275.467	15,82%
Sibelgas	7	39.681	2,28%
Intergas Netbeheer	1	985	0,06%
Iveg	8	65.694	3,77%
Inter-energa	11	154.853	8,89%
WVEM	9	44.204	2,54%
		1.741.285	100,00%

31/12/2007	# fourn	# Points d'accès	%
Gaselwest	10	231.818	13,75%
Igao	8	338.141	20,05%
Imewo	10	317.203	18,81%
Intergem	10	128.633	7,63%
Iveka	8	113.318	6,72%
Iverlek	9	267.265	15,85%
Sibelgas	7	38.921	2,31%
Intergas Netbeheer	1	946	0,06%
Iveg	8	64.304	3,81%
Inter-energa	10	142.874	8,47%
WVEM	8	43.022	2,55%
		1.686.445	100,00%

L'offre de produits augmente également. Ceci est évidemment lié à l'accès de nouveaux fournisseurs mais également au fait que des fournisseurs existants étendent leur offre de produits (principalement vers des produits « verts ») ou changent leurs produits (paramètres d'indexation sous-jacents) afin de gagner certains groupes de consommateurs.

Nombre de produits au 01/12/2007: 13 pour le gaz naturel

Nombre de produits au 01/12/2008: 20 pour le gaz naturel

En ce qui concerne le degré d'activité des clients pour l'énergie, celui-ci demeure stable, comme en témoigne l'indicateur de dynamique de marché. Pourtant, les clients professionnels plus petits demeurent singulièrement plus passifs que d'autres catégories, dans lesquelles le nombre de clients ayant conclu un contrat dépasse à présent les 90 %.



Pour les mesures mises en œuvre pour favoriser la transparence du marché et améliorer l'informations aux consommateurs, voir supra sous 3.1.2.

La VREG publie par ailleurs un simulateur tarifaire sur son site web.

En ce qui concerne le nombre de plaintes enregistrées par la VREG, voir réponse pour l'électricité, sous 2.2.d.

## **B. Région wallonne**

L'analyse en termes du nombre de contrats signés (clients actifs résidentiels) met en évidence la part toujours prépondérante des fournisseurs désignés : au niveau du gaz, Electrabel Customer Solutions (57.6%) demeure majoritaire, suivie par SPE (21.0%), Essent (9,9%), Lampiris (7.1%) et Nuon (4.3%). Pour ce qui est de l'évolution de 2007 vers 2008, on notera toutefois que la croissance « monotone » de SPE (+4.2% gaz), Lampiris (+0.7%) et Nuon (+0.7%) ne s'applique pas à Essent (-2.5%) et ECS(-3.5%). Si l'on prend en compte la totalité de la clientèle résidentielle, les parts de marché des clients passifs influencent favorablement la position des fournisseurs désignés.

En conséquence de la complète ouverture du marché, la fonction « fournisseur » des gestionnaires de réseau de distribution a connu en 2007 une refonte très fondamentale en nombre de clients ou en termes d'énergies fournies. Dans le contexte des obligations de service public applicables à certains clients, le nombre de clients fournis par les gestionnaires de réseaux de distribution connaît à nouveau une croissance modérée (1,7% vers 3,7% en gaz) ; ce mouvement résulte d'une grande stabilité du nombre de clients protégés auquel s'ajoute une résultante croissante d'autres mesures sociales.

On constatait déjà, fin 2007, que l'opérateur historique, malgré la perte de plusieurs milliers de clients, avait maintenu, pour les deux énergies, une part de clientèle prédominante de l'ordre de 60% - 62%.

Fin 2008, pour le gaz, ECS a perdu environ 4,3% à 55,6% ; SPE est en croissance à hauteur de 28% ; Essent passe de 6,1% à 5,8%, Lampiris de 3,2% à 4,1% et Nuon de 1,6% à 2,5%.

Il n'en est pas moins vrai que 1 client sur 8 en gaz est alimenté par un nouvel entrant.

En ce qui concerne l'aspect « plaintes/requêtes », nous vous renvoyons au point 2.2.d) ci-dessus. Des statistiques relatives au nombre de plaintes et à l'objet de celles-ci seront disponibles dans le prochain rapport.

**C. Région de Bruxelles-Capitale**

Figure 19 :

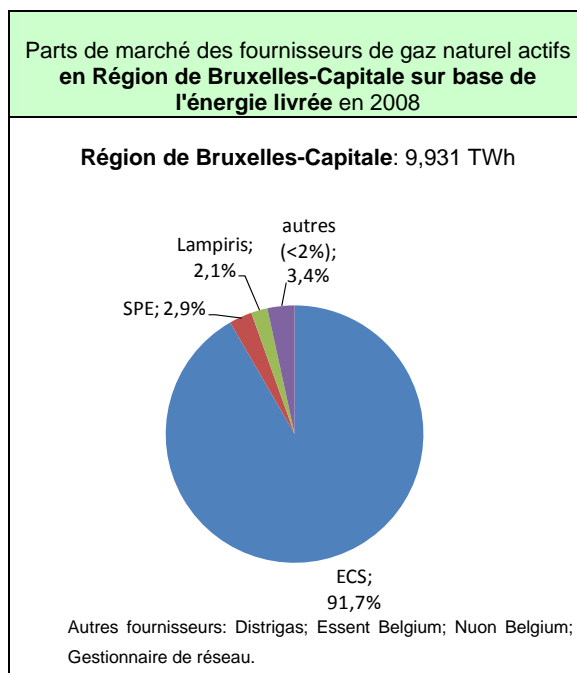


Figure 20 :

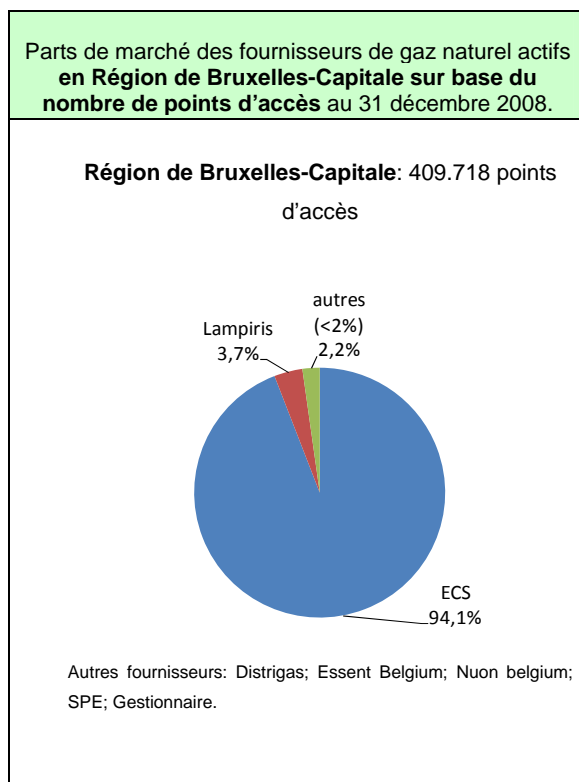


Tableau 22 :

Fournisseur	Nombre de MWh fournis en 2008		
	Professionnel	Résidentiel	Total général
Distrigas	3,05%	0,00%	1,59%
Electrabel Customer Solutions	88,02%	95,72%	91,71%
Essent Belgium	1,82%	0,00%	0,95%
Lampiris	0,55%	3,70%	2,06%
Luminus	5,44%	0,08%	2,87%
Nuon Belgium	1,12%	0,50%	0,82%
<b>Total général</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

Tableau 23 :

Nombre total de points de fourniture au dernier jour de décembre 2008			
Fournisseur FR	Professionnel	Résidentiel	Total général
Distrigas	0,03%	0,00%	0,00%
Electrabel Customer Solutions	88,42%	95,02%	94,25%
Essent Belgium	1,10%	0,00%	0,13%
Lampiris	1,65%	3,95%	3,68%
Luminus	7,02%	0,04%	0,85%
Nuon Belgium	1,78%	0,99%	1,08%
Total général	100,00%	100,00%	100,00%

### **Switching**

Le nombre de switches n'est pas encore connu à ce jour.

### **Durée des contrats**

Quant à la durée moyenne d'un contrat standard pour un résidentiel, elle est de 3 ans.

### **Simulateur tarifaire**

Le régulateur bruxellois, BRUGEL, propose un simulateur tarifaire en ligne (<http://www.brugel.be/Simulation/index.php>) où l'utilisateur peut comparer les différents tarifs disponibles sur le marché. Il est à noter que n'apparaissent dans la simulation que les fournisseurs ayant décidé volontairement de participer. De plus, nous n'exerçons aucun contrôle sur les prix communiqués (sauf aberration).

La simulation se fait sur base de la consommation entrée par l'utilisateur ou, dans le cas où sa consommation lui est inconnue, par le choix d'un profil de consommation type.

Les prix affichés reprennent :

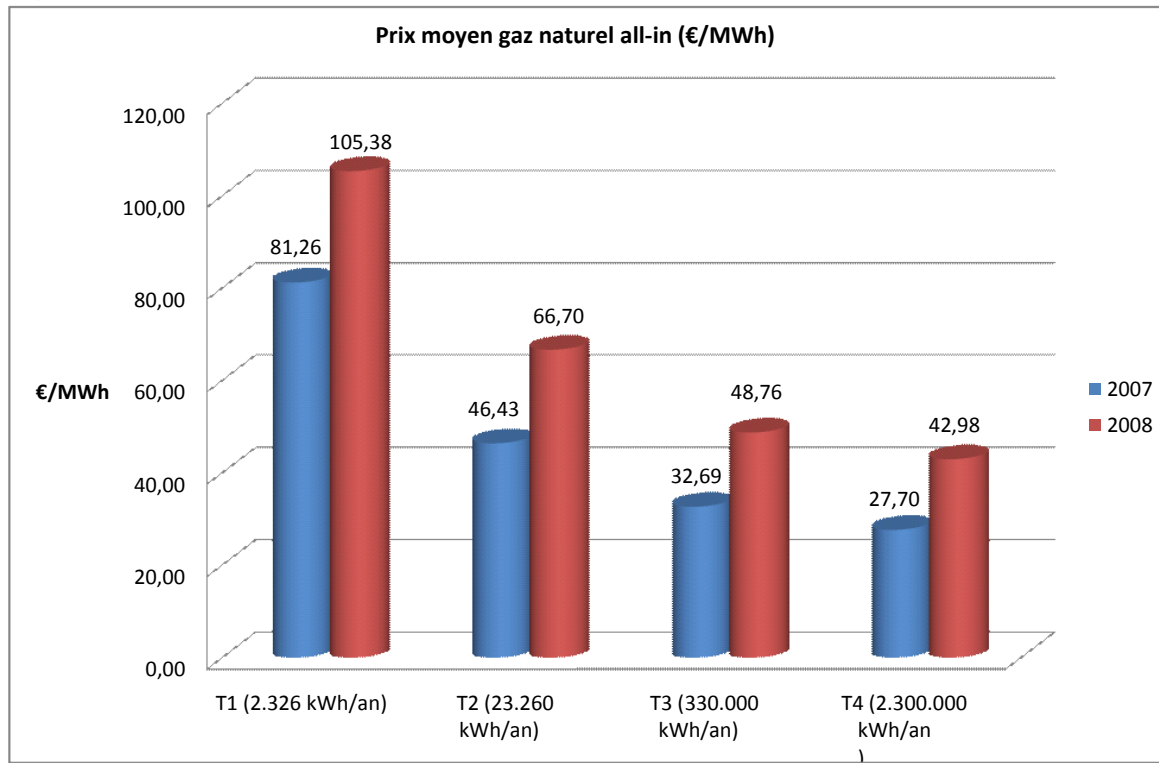
- Le fournisseur et sa formule tarifaire
- Le prix total pour l'année
- La redevance pour l'année
- Les tarifs au kWh (en heures pleines, heures creuses, et exclusif nuit)
- La durée du contrat

#### D. Evolution du prix

**Tableau 24 :** Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2007-2008 en €/MWh

Prix moyen all-in (€/MWh)	2007	2008	Evolution
T1 (2.326 kWh/an)	81,26	105,38	29,69%
T2 (23.260 kWh/an)	46,43	66,70	43,65%
T3 (330.000 kWh/an)	32,69	48,76	49,18%
T4 (2.300.000 kWh/an)	27,70	42,98	55,16%

**Figure 21 :** Evolution du prix all-in moyen pour l'électricité en 2007-2008 en €/MWh



Le prix a atteint en 2008 son niveau historique le plus élevé depuis 2004, et les hausses constatées ont eu lieu pour la moitié dans le courant de l'année passée, principalement suite à la hausse des prix du plus important fournisseur de quelques 30 % depuis octobre 2007. Les principales raisons qui sont à la base de la hausse sont l'augmentation du prix de l'énergie et les changements de la formule tarifaire par le fournisseur mentionné ci-dessus. L'augmentation de l'élément distribution s'explique par les conséquences de la jurisprudence.

Les tarifs approuvés par la CREG peuvent être consultés sur son site internet (<http://www.creg.be>) ainsi que sur les sites des gestionnaires des réseaux. A la demande de la

CREG, la plupart d'entre-eux ont mis à la disposition des consommateurs un module de calcul leur permettant de réaliser une estimation détaillée de leur facture de transport et de distribution.

#### **4.2.3. Mesures visant à empêcher tout abus de position dominante**

##### ***Etude sur le fonctionnement du marché du gaz naturel en Belgique***

En 2008, l'étude<sup>31</sup> de *Cambridge Economic Policy Associates* (CEPA) « relative à la structure et au fonctionnement du marché du gaz naturel en Belgique dans une perspective européenne » a été présentée au Conseil général de la CREG lors d'une réunion extraordinaire. Cette étude fournit une analyse détaillée des seuils d'accès existants qui ralentissent ou entravent la concurrence en Belgique et propose, en outre, un certain nombre de mesures destinées à supprimer ces seuils et/ou à améliorer les conditions de la concurrence en Belgique<sup>32</sup>. En octobre 2008, le Conseil général de la CREG a émis un avis à ce sujet. Outre des remarques et réflexions relatives à la méthodologie et à l'analyse du marché du gaz naturel, le Conseil général a également formulé un certain nombre de recommandations. Ainsi, il préconise que soient prises des mesures adéquates en vue d'éviter tout risque de conflit d'intérêt (ou la perception de ce conflit) chez le gestionnaire de réseau et que soit créé un cadre réglementaire pour la bourse du gaz naturel. Le Conseil général insiste en outre sur une utilisation plus efficace de la capacité de stockage et de transport existante. Fluxys est également encouragée à poursuivre ses efforts en vue d'atteindre un régime « full » entry-exit. Tous les acteurs du marché du gaz naturel, y compris le régulateur, doivent également contribuer à une transparence accrue du marché. Enfin, des scénarios à court, moyen et long terme relatifs aux importations de gaz L doivent être rédigés, et le Conseil général plaide en faveur de l'octroi de l'indépendance, des moyens et de l'autonomie nécessaires au régulateur.

##### ***Etude Hub de Zeebruges***

A la demande du Ministre de l'Energie, le Comité de direction de la CREG a émis en mars 2008 une étude<sup>33</sup> contenant des propositions visant à améliorer la liquidité du hub de Zeebruges et ce, par analogie avec la bourse d'électricité Belpex entre-temps créée, afin de permettre un

---

<sup>31</sup> CREG, Etude ARCG-CEPA032008

<sup>32</sup> Pour un résumé succinct de cette étude, voir le communiqué de presse n° 64 de la CREG du 7 mars 2008, 'Le Conseil général de la CREG prend connaissance du rapport de Cambridge Economic Policy Associates relatif au marché du gaz naturel belge', disponible sur [www.creg.be](http://www.creg.be)

<sup>33</sup> CREG, étude (F)080306-CREG-753

fonctionnement sain du marché pour la négociation de blocs de fourniture de gaz. L'étude a été conçue comme une actualisation d'une étude réalisée en 2006<sup>34</sup>, par la mise en perspective de développements complémentaires et par des comparaisons avec les structures existantes au sein du marché de l'électricité<sup>35</sup>. Pour conclure, le Comité de direction formule une série de recommandations indiquant les modifications législatives requises. Ces recommandations concernent notamment : un encadrement réglementaire de la bourse du gaz naturel offrant suffisamment de garanties pour la fiabilité, la transparence, l'efficacité et le bon fonctionnement du commerce, la mise en place d'une zone d'équilibre belge d'où la bourse de gaz naturel est directement accessible et partant, qui intervient comme bourse d'échange à court terme pour le marché belge du gaz naturel, l'élargissement de l'interconnexion avec les zones d'équilibre des pays voisins en investissant dans une capacité suffisante aux points d'interconnexion et aux alentours et en développant des services spécifiques à court terme sur les marchés primaire et secondaire.

En octobre 2008, en partie dans le sillage de l'étude susmentionnée et dans le prolongement des conclusions formulées dans l'étude du Comité de direction de 2006, le Conseil général de la CREG a fait connaître ses propres recommandations globales en vue d'un fonctionnement plus efficace du marché du gaz naturel en Belgique. D'une part, il soutient la proposition de prévoir un encadrement réglementaire de la bourse de gaz naturel, dans une volonté de favoriser la fiabilité, la transparence, l'efficacité et le bon fonctionnement du commerce. D'autre part, il exhorte à la mise en place urgente d'une zone d'équilibre belge d'où la bourse de gaz naturel est directement accessible et partant, qui intervient comme bourse d'échange à court terme pour le marché belge du gaz naturel.

### ***Fourniture d'information***

Tout ceci est réglé via l'accord fédéral « Le consommateur au sein du marché libéralisé de l'électricité et du gaz naturel ».

Le Ministre fédéral de la consommation a adapté, après discussion avec les fournisseurs d'énergie, l'accord « Le consommateur au sein du marché libéralisé de l'électricité et du gaz naturel », de sorte que les fournisseurs d'énergie sont obligés, depuis le 15 décembre 2008, de mentionner certains éléments sur la facture. L'endroit où les éléments devaient être mentionnés sur la facture et la terminologie utilisée sur la facture ont également été fixés à cette occasion.

---

<sup>34</sup> CREG, étude (F)060719-CREG-554

<sup>35</sup> CREG, étude (F) 040408-CDC-268

## ***La décision de l'Auditorat du Conseil de la Concurrence relative à la hausse des prix du gaz annoncée par Electrabel en juin 2007***

La CREG avait examiné, dans son étude du 27 juillet 2007<sup>36</sup>, l'augmentation annoncée le 15 juin 2007 par Electrabel Customer Solutions de ses prix de gaz naturel pour l'ensemble de sa clientèle résidentielle et professionnelle en analysant les causes et conséquences de la hausse annoncée et proposant des mesures pour y remédier. Cette étude

concluait que les raisons invoquées par Electrabel pour l'augmentation du prix du gaz naturel (+ 17 %) étaient souvent, mais pas toujours, pertinentes. En outre, cette étude a souligné que, lors de la libéralisation totale du marché à Bruxelles et en Wallonie, le 1<sup>er</sup> janvier 2007, des éléments indiquaient que Electrabel Customer Solutions avait fixé des prix du gaz naturel très bas, dont l'intention pouvait être d'éliminer les concurrents du marché ou de créer une barrière à l'entrée (*predatory pricing*). La CREG a dès lors formulé des observations critiques quant à l'augmentation du prix du gaz et constaté des éléments dont l'intention pouvait être d'écarter des concurrents du marché ou de créer une barrière à l'entrée (*predatory pricing*).

Faute de compétence en matière de surveillance et d'intervention, d'une part, et de collaboration de Distrigas S.A., d'autre part, la CREG n'a pas pu prouver d'éventuels abus de position dominante. L'objectif de l'étude de la CREG du 27 juillet 2007 était néanmoins de permettre à d'autres instances, également en charge de cette problématique, comme le Conseil de la Concurrence, de s'inspirer des constats et conclusions de cette étude pour mener à bien leurs propres investigations.

En juillet 2008, la CREG a pris connaissance de la décision de l'Auditorat du Conseil de la Concurrence relative à la hausse du prix précitée de la S.A. Electrabel Customer Solutions<sup>37</sup>. Le Comité de direction de la CREG déplore le fait que l'Auditorat ait classé l'affaire sans suite et fait remarquer qu'en ce qui concerne les deux parties inculpées par l'Auditorat (Electrabel S.A. et Electrabel Customer Solutions S.A.), le dispositif ne se prononce que sur Electrabel S.A. On peut également constater que, dans son analyse du droit de la concurrence, l'Auditorat ne parvient pas à une analyse du coût, en raison d'une condition méthodologique préalable qui a été définie de façon très contestable<sup>38</sup>.

---

<sup>36</sup> Etude (F)070727-CDC-704 (disponible sur [www.creg.be](http://www.creg.be)). Un communiqué de presse n°56 résumant l'étude est également disponible sur <http://www.creg.be/pdf/Presse/2007/compress01082007fr.pdf>.

<sup>37</sup> Conseil de la Concurrence - Affaire MEDE-I/O-07/0014 - Electrabel S.A

<sup>38</sup> Etude (F)080717-CDC-784



## ***Deuxième étude suite à la hausse des prix du gaz annoncée par Electrabel en juin 2007***

Suite à son étude précitée relative aux causes et conséquences de la hausse des prix du gaz naturel et de l'électricité annoncée le 15 juin 2007 par Electrabel Customer Solutions S.A., le Comité de direction de la CREG a réalisé en janvier 2008, à la demande du Ministre de l'Energie, une étude de suivi à ce sujet<sup>39</sup>, dans laquelle il est étudié si le contrat de programme, valable pour la régulation des prix de vente des produits pétroliers, pourrait être introduit pour la régulation du prix du gaz naturel. Selon l'étude, les obstacles majeurs se situent au niveau du droit de la concurrence, car les contrats de programme pourraient être déclarés nuls, conformément à l'article 2, §2, de la loi sur la protection de la concurrence économique ou à l'article 81, alinéa 2, du traité CE. En outre, il n'existe pas de prix de marché du gaz naturel pertinent pour le prix du gaz naturel importé, ce qui compliquerait fortement un contrat de programme analogue pour le gaz naturel. De plus, une régulation du prix final du gaz naturel semble ne pas se situer au bon niveau pour répondre au problème posé et deux maillons importants de ce prix final, à savoir le transport et la distribution, sont entièrement régulés, contrairement au pétrole. Enfin, le marché de détail du gaz naturel est moins concurrentiel que celui du pétrole, de sorte qu'il n'est pas certain que la concurrence entraîne des réductions par rapport aux prix de vente maximum.

---

<sup>39</sup> Etude (F)080131-CDC-745

## 5. Sécurité d'approvisionnement

### 5.1. Electricité [Article 4 et 2005/89/EC Article 7]

#### 5.1.1. Niveau fédéral

##### A. Demande

L'énergie électrique demandée, c'est-à-dire la consommation nette plus les pertes de réseau, a atteint 90,1 TWh en 2007 et 89,7 TWh en 2008, soit une diminution de 0,5% entre ces deux années. La demande de pointe a quant à elle diminué de 3,7%. Le tableau 28 donne un aperçu de l'énergie et de la puissance de pointe demandées pour 2006, 2007 et 2008, et le tableau 29 les projections de ces mêmes grandeurs pour la période 2008-2012.

Tableau 25: Energie et puissance de pointe demandées au cours de la période 2006 - 2008

	2006	2007	2008
<b>Energie demandée<sup>40</sup> (GWh)</b>	90.443	90.109	89.680
<b>Puissance de pointe demandée (MW)</b>	13.640	14.040	13.524

Source: Synergrid - Flux d'électricité en Belgique (2008: données provisoires)

Tableau 26 : Projections de l'énergie et de la puissance de pointe demandées au cours de la période 2009-2013

	2009	2010	2011	2012	2013
<b>VARIANTE HAUTE</b>					
<b>Energie demandée (GWh)</b>	95.000	96.600	97.800	99.000	100.200
<b>Puissance de pointe demandée (MW)</b>	14.800	15.000	15.200	15.300	15.500
<b>VARIANTE BASSE</b>					
<b>Energie demandée (GWh)</b>	91.600	92.300	93.000	93.700	94.400
<b>Puissance de pointe demandée (MW)</b>	14.200	14.300	14.400	14.500	14.600

Source : CREG<sup>41</sup>

<sup>40</sup> Pertes incluses.

<sup>41</sup> (C)050120-CREG-388, « Proposition des moyens de production 2005-2014 », CREG, 20/01/2005.

## B. Production

La capacité de production totale installée s'est élevée à 16.670 MW en 2008, dont 340 MW d'éoliennes onshore<sup>42</sup>. Ces données proviennent de la synthèse des capacités de production des centrales connectées aux réseaux du gestionnaire du réseau de transport et des gestionnaires des réseaux de distribution.

En septembre 2007, la CREG a réalisé de sa propre initiative une étude relative à la sous-capacité de production d'électricité en Belgique<sup>43</sup>. L'étude attire l'attention sur le risque accru dans les années à venir de ne plus pouvoir couvrir en permanence toute la demande belge d'électricité, en raison du manque de capacité de production d'électricité auquel la Belgique risque d'être confrontée. A titre d'exemple, dans le scénario principal, l'étude prévoit pour 2012 un besoin en capacités supplémentaires de production de 2000 MW en unités de base, hors investissements supplémentaires par rapport à la situation 2007. L'étude met en évidence, dans ce cadre, les possibles conséquences du manque de capacité et recommande diverses mesures à court et moyen terme.

La première étude prospective « électricité » 2008-2017, établie par la Direction générale de l'Energie du Service public fédéral Economie, PME, Classes moyennes et Energie en application de l'article 3 de la loi électricité du 29 avril 1999<sup>44</sup>, n'a pas encore été publiée, au moment de l'élaboration du présent rapport.

En date du 31 décembre 2008, les projets d'investissement en unités de production étaient les suivants :

- Planifiés<sup>45</sup> : 3.775 MW
- Autorisés, dont la construction n'a pas encore commencé<sup>46</sup> : 1.057 MW
- En cours de construction : 1.573 MW

Les unités de production mises en service en 2008 sont les deux turbines à gaz de Ham d'une capacité installée totale de 108 MW. Sur base des informations dont la CREG dispose,

---

<sup>42</sup> Service Public Fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Données provisoires.

<sup>43</sup> Etude (F)070927-CDC-715 (disponible sur [www.creg.be](http://www.creg.be)).

<sup>44</sup> Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

<sup>45</sup> Pour lesquels une demande d'autorisation ou de concession domaniale est toujours en cours de traitement.

<sup>46</sup> Pour lesquels une concession domaniale (éolien offshore) ou une autorisation de production (autres centrales de plus de 25 MW) a été octroyée.

plusieurs unités de production ont été déclassées en 2008, pour une capacité installée totale de 217 MW.

En ce qui concerne la ventilation de la capacité de production d'électricité installée par type de centrale, seules les valeurs pour les unités de production connectées au réseau du gestionnaire de réseau de transport sont connues pour 2008.

**Tableau 27** : Répartition de la capacité installée par type de centrale connectée au réseau ELIA en 2008

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Nucléaire	5.825	38,6
TGV et turbines à gaz	3.696	24,5
Centrales classiques dont multi-combustibles	2,755	18,3
Cogénération	692	4,6
Incinérateurs	135	0,9
Moteurs Diesel	93	0,6
Turbojets	304	2,0
Hydro hors pompage	92	0,6
Pompage	1.388	9,2
Eoliennes	27	0,2
Biomasse	80	0,5
<b>TOTAL</b>	<b>15.085</b>	<b>100,0</b>

SOURCE : ELIA (Données provisoires)

Pour ce qui concerne les volumes d'électricité produite, la production nette d'électricité s'est élevée à 80.661<sup>47</sup> GWh en 2008 alors qu'elle s'était élevée à 85.098<sup>48</sup> GWh en 2007. La ventilation par type d'énergie primaire de l'énergie électrique produite à partir des installations connectées au réseau ELIA est pour sa part illustrée au tableau 28.

<sup>47</sup> Service Public Fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie. Donnée provisoire.

<sup>48</sup> Service Public Fédéral Economie, PME, Classes Moyennes & Energie.

Tableau 28 : Répartition de l'énergie produite par type d'énergie primaire en 2008

Energie primaire	Energie produite	
	MWh	% <sup>2</sup>
<b>Nucléaire</b>	43.067.683	55,8
<b>Gaz naturel</b>	23.121.747	30,0
<b>Charbon</b>	6.806.207	8,8
<b>Fuel</b>	95.287	0,1
<b>Hydro et pompage</b>	1.712.466	2,2
<b>Autres</b>	2.316.724	3,0
<b>TOTAL</b>	77.120.114 <sup>1</sup>	100

<sup>1</sup> Source : Synergrid (Données provisoires)

<sup>2</sup> Source: ELIA (Données provisoires)

S'agissant de la problématique liée à la sécurité d'approvisionnement, la CREG joue encore un rôle non négligeable, même s'il tend à s'amenuiser progressivement. La CREG n'est d'ailleurs pas le seul acteur à intervenir dans ce domaine, compte tenu du paysage institutionnel belge et si l'on tient compte de la répartition des attributions entre le régulateur et l'administration.

A côté des régions, également compétentes dans le domaine de l'énergie, l'Etat fédéral exerce la compétence résiduaire dans cette matière. Cela signifie que tout ce qui n'est pas pris en charge au niveau régional l'est au niveau fédéral. Cela inclut, notamment, ce qui a trait aux grandes infrastructures de production, de stockage et de transport de l'énergie, la fixation des tarifs régulés ou, encore, le plan d'équipement national du secteur de l'électricité. Les énergies renouvelables sont, en principe, du ressort des régions. L'Etat fédéral reste toutefois compétent pour l'énergie nucléaire et les éoliennes en mer du nord. Ses compétences sont assumées tantôt au niveau de l'administration fédérale, en l'occurrence la Direction Générale Energie, tantôt au niveau de son régulateur, la CREG.

Sur le plan des autorisations individuelles de production, la CREG se charge notamment de l'instruction des demandes. Elle doit soumettre, à ce titre, une proposition au Ministre fédéral de l'Energie qui décide si l'autorisation peut ou non être délivrée<sup>49</sup>. Pour les éoliennes en

<sup>49</sup> Voir, à cet égard, l'arrêté royal du 11 octobre 2000 « relatif à l'octroi des autorisations individuelles couvrant l'établissement d'installations de production d'électricité », Moniteur belge, 1er novembre 2000.

mer du nord<sup>50</sup>, la procédure comporte de nombreuses similitudes, même si elle aboutit à l'octroi de concessions domaniales et non plus à des autorisations individuelles de production. La procédure implique également que la CREG adresse une proposition au Ministre fédéral de l'Energie. Suite à une loi du 1<sup>er</sup> juin 2005<sup>51</sup>, ce pouvoir de proposition pour les concessions domaniales a été modifié en un simple pouvoir d'avis, qui est moins contraignant pour le Ministre. Le pouvoir de proposition est dorénavant confié à l'Administration fédérale de l'Energie. Cette réforme a vu le jour en 2008. Elle s'accompagne de nouvelles mesures pour modifier ou prolonger les concessions domaniales déjà octroyées<sup>52</sup>. Il est à noter qu'il n'existe, à ce jour, aucune procédure d'autorisation ou de notification préalable pour retirer du service d'anciennes unités de production. Or, leur nombre est important et entrave le renouvellement du parc de production.

Quel que soit le type d'unités de production, les critères pris en compte tiennent, pour l'essentiel, à des considérations d'ordre technique et financier. Sur le plan technique, il s'agit de vérifier si le projet pour lequel l'autorisation est demandée contribuera au respect des obligations de service public ainsi qu'au respect des orientations en matière de choix des sources primaires et des filières à privilégier. Le projet devra aussi respecter un ensemble de prescriptions techniques et se montrer respectueux de l'environnement. Le demandeur lui-même devra témoigner des capacités techniques requises, en vue de la construction et de l'exploitation de l'unité de production, mais aussi pour son démantèlement. Le demandeur devra également disposer d'une capacité économique et financière suffisante pour mener à bien son projet. L'ensemble de ces critères d'octroi doivent permettre à l'autorité qui délivre l'autorisation de s'assurer de la viabilité du projet.

Au cours de l'année 2008, le Comité de direction de la CREG a rendu trois propositions d'autorisations individuelles<sup>53</sup> qui ont été octroyées par arrêté ministériel<sup>54</sup>. Par ailleurs, une

---

<sup>50</sup> Voir, à cet égard, l'arrêté royal du 20 décembre 2000 « relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer », Moniteur belge du 30 décembre 2000.

<sup>51</sup> Loi portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, Moniteur belge, 14 juin 2005.

<sup>52</sup> Entre autres, une procédure simplifiée a été instaurée dans les cas de prolongation de la concession domaniale ainsi que dans ceux où les modifications ne seraient que marginales ou dictées par des impératifs techniques indépendantes de la volonté du concessionnaire ou imposées pour respecter les obligations incombant au concessionnaire. Dans le cadre de cette procédure simplifiée, les formalités sont moins nombreuses et une plus grande souplesse est octroyée à l'instance chargée de délivrer les concessions domaniales, souplesse qui va de pair avec une plus grande rapidité dans le traitement des demandes.

<sup>53</sup> Voir CREG, Rapport annuel 2008.

<sup>54</sup> *Ibid.*

autorisation individuelle a également été octroyée par arrêté ministériel pour l'adaptation de l'unité 1 de la centrale nucléaire de Doel, qui avait fait l'objet d'une proposition du Comité de direction de la CREG en 2007. Environ 550 MW de capacité de production supplémentaire ont ainsi été accordés par le Ministre de l'Energie à l'issue de cette année. S'agissant de l'octroi des concessions domaniales en mer du nord, la CREG a reçu de mars à septembre 2008 quinze demandes d'obtention de concession domaniale, dont plusieurs sont en concurrence. Après le retrait d'une des demandes, il restait, au 31 décembre 2008, quatorze dossiers en cours d'examen auprès de la CREG, auxquels s'ajoutent deux dossiers de demande de modification et d'extension de concessions domaniales déjà octroyées.

En ce qui concerne les perspectives d'approvisionnement à long terme, la loi précitée du 1er juin 2005 a remplacé, dans la loi électricité du 29 avril 1999, le programme indicatif des moyens de production d'électricité, dont la CREG avait la charge, par une étude sur les perspectives d'approvisionnement en électricité dite 'étude prospective', à établir par la Direction générale de l'Energie. La CREG n'a plus qu'une compétence d'avis sur le projet d'étude prospective. Cependant, à la demande de cette Direction et dans un souci de continuité par rapport aux programmes indicatifs antérieurs, la CREG a été invitée à participer au suivi de la première étude prospective électricité 2008-2017. La CREG y contribue de manière plus spécifique pour ce qui concerne les aspects d'évaluation de la sécurité d'approvisionnement de la Belgique en électricité.

L'article 13 de la loi électricité du 29 avril 1999 habilite par ailleurs la CREG à rendre son avis sur le projet de plan de développement du réseau de transport proposé par le gestionnaire du réseau Elia. Ce plan de développement est fixé pour dix ans et est révisable tous les trois ans. Si la CREG constate que les investissements prévus dans ce plan ne permettent pas au gestionnaire du réseau de rencontrer les besoins en capacité de manière adéquate et efficace, le Ministre de l'Energie peut l'inviter à adapter ce plan.

En termes de sécurité d'approvisionnement, il convient encore de mentionner le rôle de la CREG dans l'approbation de la méthode d'évaluation de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage, et du résultat de son application. De même, c'est elle qui est chargée d'approuver les règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart horaires.

S'agissant, enfin, des incitants prévus pour promouvoir la production d'électricité, l'article 7 de la loi électricité du 29 avril 1999 prévoit plusieurs mesures de soutien centrées sur la promotion des énergies renouvelables. Cette disposition habilite le Roi à mettre en place un mécanisme de certificats verts pour l'énergie verte produite par les éoliennes en mer du nord, que le gestionnaire de réseau de transport Elia doit acheter à un prix minimal et revendre en vue d'assurer leur écoulement sur le marché. Les mêmes obligations s'imposent à Elia pour les certificats verts délivrés par les autorités régionales, bien que ceux-ci ne soient pas échangeables avec ceux délivrés au niveau fédéral. L'article 7, § 2, de la loi électricité du 29 avril 1999 prévoit également le financement partiel par Elia du coût du câble sous-marin destiné aux éoliennes en mer du nord. Le montant maximum octroyé est de 25 millions d'euros pour un projet de minimum 216 MW. En dessous de cette puissance, le montant octroyé est diminué à due concurrence. L'article 7, § 3, prévoit, encore, un mécanisme de soutien au profit des titulaires de concessions domaniales, dont les écarts de production sont plus importants en raison des aléas liés à la source éolienne. Le gestionnaire du réseau Elia doit leur racheter la proportion d'énergie correspondant à un pourcentage de l'écart de production. Enfin, il convient de noter l'article 7, § 4, de la loi électricité qui prévoit des mesures de soutien en cas de retrait de la concession domaniale, pour des motifs étrangers à une forme de négligence dans le chef du concessionnaire. A la fin de l'année 2008, seul le § 3 de l'article 7 devait encore être exécuté, il devrait l'être en 2009.

### **C. Infrastructures**

#### ***Investissements***<sup>55</sup>

Tous les trois ans, le gestionnaire du réseau de transport doit établir un plan de développement pour le réseau de transport qui est soumis à l'approbation du ministre, après avis du régulateur. Lors de l'établissement du plan de développement, le gestionnaire du réseau de transport doit entre autres tenir compte des résultats de l'étude prospective des moyens de production d'électricité réalisée par l'administration de l'énergie et soumise à l'avis du régulateur.

Le plan de développement couvre une période de 10 ans et comporte une estimation détaillée des besoins en capacité de transport ainsi que l'indication des hypothèses réciproques. Il détermine en outre le programme d'investissement que le gestionnaire du réseau doit exécuter. Le plan de développement étudie entre autres les différents scénarios de croissance et d'importation et tient compte du besoin d'une capacité de réserve adéquate et des projets d'intérêt commun désignés par les institutions de l'Union européenne dans le domaine des réseaux transeuropéens.

---

<sup>55</sup> Voir également point 5.1.2.



La mise en service l'année passée d'un transformateur-déphaseur à 380 kV dans le poste haute tension Zandvliet et de deux transformateurs-déphaseurs à 380 kV dans le poste haute tension Van Eyck a permis à Elia d'assurer une meilleure maîtrise et une meilleure diffusion des flux d'électricité provenant des pays voisins sur le réseau à très haute tension. Cet investissement a une influence favorable sur la possibilité d'échange d'énergie électrique avec les pays voisins et par conséquent sur l'évolution future du marché.

En outre, Elia a introduit depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008 le principe de « *netting* » de nominations contraires sur l'interconnexion avec la France, ce qui a engendré une utilisation plus efficace de la capacité d'interconnexion. Ce principe a également été appliqué à l'interconnexion avec les Pays-Bas dans le courant de la mi-septembre 2008.

Enfin, le renforcement à long terme d'une ligne interne à 380 kV entre Gramme et Massenhoven, ainsi que la réalisation d'une nouvelle liaison entre les Ardennes (B) et Lotharingen (F) sont également examinés afin d'augmenter le potentiel de transactions entre la France et la Belgique.

Ces aspects sont détaillés dans le plan de développement du gestionnaire du réseau de transport pour la période 2005-2012, disponible sur le site web d'Elia : <http://www.elia.be>

### ***Sécurité du réseau***

De janvier à avril ainsi que d'octobre à décembre, les flux non identifiés (c'est-à-dire les flux traversant toujours le réseau belge si l'on annulait tous les contrats de transfert sur les frontières belges) étaient principalement dirigés dans le sens Nord vers Sud.

Le flux non identifié Sud > Nord maximal observé atteignait 2207 MW (au 15 août 2008, valeur quart-horaire). Dans l'autre sens (Nord > Sud), un maximum de 2033 MW a été observé le 28 mars 2008.

Ces situations illustrent le fait que les solutions préventives pour faire face aux flux non identifiés sont de plus en plus complexes et que la robustesse du réseau s'affaiblit dans ces cas-là. Certains incidents possibles entraînent en effet des problèmes potentiels jamais observés jusqu'ici. Les situations évoluent constamment d'une heure à l'autre et sont fonction d'une série de paramètres qui varient autant : programmes d'échanges, flux non identifiés liés entre autres à la production éolienne, parc de production, ...

Pour faire face à ces situations, la coordination avec les gestionnaires de réseau de transport voisins apparaît à nouveau comme indispensable. Seules des solutions étudiées et appliquées

conjointement permettent de garder la sécurité du réseau sous contrôle. De même la modification des capacités de transfert n'a un réel impact que si elle est coordonnée à l'échelle internationale (une modification BE-NL a peu d'impact s'il n'y a pas de modification NL-DE)

De plus, l'usage des déphaseurs déjà en place lors de ces situations (à Monceau et Zandvliet) montre qu'ils ont déjà été d'une aide précieuse pour les problèmes locaux. L'action coordonnée sur les trois déphaseurs à la frontière Nord (en service depuis fin 2008) permettra, elle, de limiter fortement les flux non identifiés à travers tout le réseau d'Elia. En maintenant ces flux dans des limites raisonnables, cela permettra d'éviter des situations très tendues sur le réseau telles que celles décrites ci-dessus.

Coreso, le premier centre de coordination technique régional commun à plusieurs Gestionnaires de réseaux de transport, a été créé le 19 décembre 2008 par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité français et belge, RTE et Elia. Ses activités, qui débuteront début 2009 à Bruxelles, contribueront au renforcement de la sécurité électrique en Europe.

En ce qui concerne le réseau de transport d'électricité, différents mécanismes d'incitation à l'investissement peuvent être cités :

- Le calcul de la marge équitable, qui est basée sur les capitaux investis dans le réseau (« la RAB », qui comprend les actifs immobilisés (=investissements) et le Besoin en Fonds de roulement) ;
- Des mesures spéciales de promotion des investissements d'intérêts nationaux ou d'intérêts européens ;
- Le système de *decommissioning* des actifs immobilisés. Au moment de la mise hors service d'immobilisations corporelles, la partie de la plus-value afférente à l'actif concerné provenant des actifs régulés initiaux peut être mise à charge du revenu total à couvrir par les tarifs, pour autant que les montants correspondant à cette plus-value soient comptabilisés comme une réserve d'investissement et partant, restent dans l'entreprise et puissent être utilisés comme source d'auto-financement.

## 5.1.2. Aspects régionaux

### Région flamande

Tableau 29 : Puissance de production installée (en kW) par source d'énergie et par année de mise en service

<b>SOURCE D'ENERGIE</b>	<b>avant 2006</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>TOTAL</b>
<b>Biogaz – IEAA (*)</b>	<b>2.488</b>	<b>1.192</b>	<b>596</b>	<b>0</b>	<b>4.276</b>
<b>Biogaz – gaz de décharge</b>	<b>19.294</b>	<b>486</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>19.780</b>
<b>Biogaz - autre</b>	<b>33.854</b>	<b>3.793</b>	<b>10.296</b>	<b>12.357</b>	<b>60.300</b>
<b>biomasse triée ou déchets collectés sélectivement</b>	<b>100.800</b>	<b>36.000</b>	<b>87.700</b>	<b>0</b>	<b>224.500</b>
<b>Biomasse issue de déchets ménagers</b>	<b>39.340</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3.100</b>	<b>42.440</b>
<b>biomasse issue de l'agriculture ou de la sylviculture</b>	<b>173.213</b>	<b>3.687</b>	<b>4.663</b>	<b>4.918</b>	<b>186.481</b>
<b>puissance hydraulique</b>	<b>643</b>	<b>348</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>1.000</b>
<b>énergie éolienne au sol</b>	<b>149.742</b>	<b>21.003</b>	<b>27.200</b>	<b>24.014</b>	<b>221.958</b>
<b>énergie solaire</b>	<b>1.524</b>	<b>2.162</b>	<b>18.252</b>	<b>59.936</b>	<b>81.875</b>
<b>TOTAL</b>	<b>520.899</b>	<b>68.670</b>	<b>148.712</b>	<b>104.329</b>	<b>842.610</b>

(\*) Installations d'épuration des eaux d'égoût

Investissements actuels consentis / ou supprimés durant 2008 :

Sources d'énergie renouvelable : +104,3 MW

Cogénération: +283,9 MW (installations de cogénération neuves ou profondément modifiées)

### Région wallonne

L'ensemble de la capacité installée en Wallonie est passée de 420 en 2007 à 514 MW en 2008 (+22%) avec une production passant de 1609 en 2007 à 2004 GWh en 2008 (+24%).

Les parts des diverses énergies sont les suivantes :

-L'hydraulique pour 110 MW (370 GWh), soit 21% de la puissance installée et 18% de la production totale;

-L'éolien onshore pour 170 MW (300 GWh), soit 33% de la puissance installée et 15% de la production totale ;

-Le solaire photovoltaïque pour environ 9MW (4 GWh seulement par suite de la forte croissance du parc au cours de 2008) soit 1,8% de la puissance installée et 0,2% de la production totale ;

-La biomasse pour 225 MW (1330 GWh), soit 44% de la puissance installée et 66% de la production totale.

## 5.2. Gaz [Article 5 et 2004/67/EC Article 5]

### 5.2.1. Description générale

#### A. Demande

La consommation de gaz naturel a stagné au cours des cinq dernières années.

Tableau 30 : Consommation totale de gaz naturel belge sur la période 2004-2008 (H+L, en GWh)

	consommation	croissance	consommation (t°norm)	croissance
2004	187.297		190.072	
2005	189.825	+1,35%	195.027	+2,61%
2006	190.364	+0,28%	196.213	+0,61%
2007	189.267	-0,99%	202.451	+3,18%
2008	190.915	+0,87%	197.811	-2,29%

Source : CREG

Bien que le prélèvement de gaz naturel mesuré ait légèrement augmenté en 2008 (+0,87%), on constate quand même, de manière sous-jacente, un prélèvement dans l'évolution structurelle de la demande. Corrigée pour les écarts de température, la demande diminue de 2,29%. Après une période de stagnation, ce renversement en 2008 est dû principalement au recul des activités industrielles au cours du dernier trimestre.

Le tableau suivant illustre la répartition de la consommation totale de gaz naturel pour le gaz H et le gaz L.

Tableau 31 : Répartition de la consommation belge totale de gaz naturel en gaz et en gaz L sur la période 2004-2008

	consommation	gaz H	gaz L
2004	187.297	133.587 (71,3%)	53.710 (28,7%)
2005	189.825	136.655 (72,0%)	53.170 (28,0%)
2006	190.364	136.689 (71,8%)	53.675 (28,2%)
2007	189.267	138.162 (73,0%)	51.105 (27,0%)
2008	190.915	137.531 (72,0%)	53.384 (28,0%)

Source : CREG

La consommation sur le marché du gaz H représente en moyenne 72% de la consommation totale belge de gaz naturel. Le marché du gaz L représente, en moyenne, 28% de la consommation totale belge de gaz naturel.

La consommation de gaz naturel a connu une légère hausse, passant de 189,3 TWh en 2007 à 190,9 TWh en 2008, sous le coup de l'augmentation des prélèvements sur les réseaux de distribution (+7,1% par rapport à 2007). Contrairement à 2007 qui a été marquée par une température extérieure moyenne particulièrement douce, 2008 était une année moyenne sur le plan météorologique, les besoins en chauffage étant plus élevés de près de 13% en 2008 par rapport à 2007. Les diminutions de la consommation de gaz naturel dans l'industrie (-4,4%) et la production d'électricité (-3,7%) sont étonnantes en 2008. Cette chute est étroitement liée à la réduction brusque des activités industrielles à partir de novembre 2008.

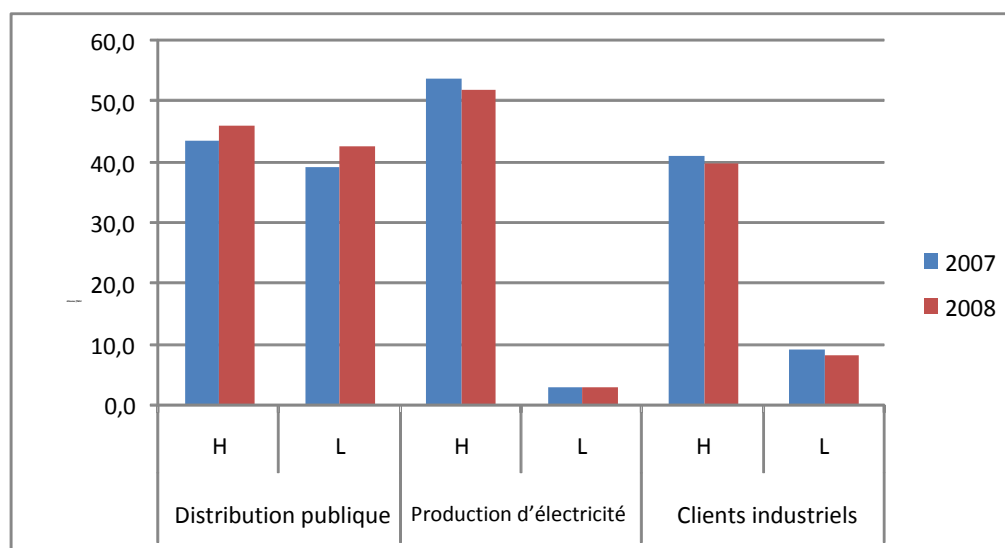
**Tableau 32 : Répartition par secteur de la demande belge de gaz naturel entre 2001 et 2008**  
(en TWh)

Secteurs	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2008/2007
Distribution	81.1	78.3	83.1	88.3	87.2	88.3	82.6	88.5	+7,1%
Industrie (clients directs)	52.2	54.7	50.7	49.3	50.2	50.2	50.0	47.8	-4.4%
Production d'électricité (parc centralisé)	37.5	40.9	51.1	49.7	52.5	51.9	56.7	54.6	-3,7%
Total	170.8	173.9	184.9	187.3	189.9	190.4	189.3	190.9	+0,8%

Source : CREG

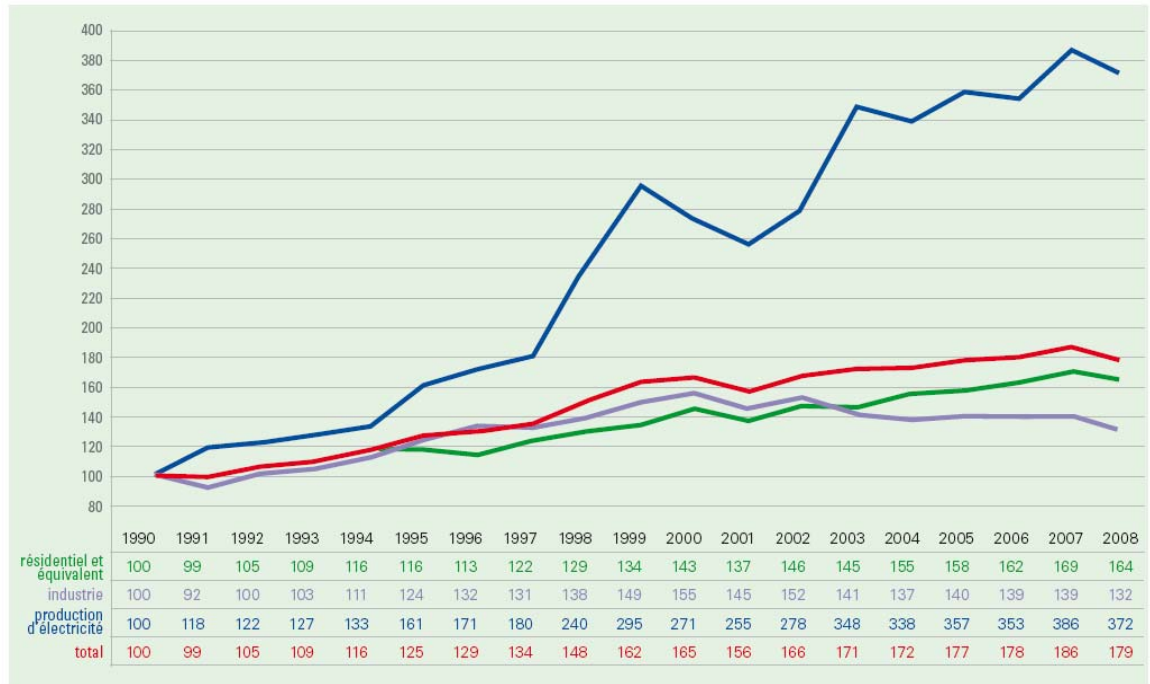
Contrairement à la tendance des cinq années précédentes, la part relative de gaz L dans le prélèvement total de gaz naturel a légèrement augmenté en 2008. Cela s'explique par le fait que le gaz L est quasi exclusivement prélevé sur les réseaux de distribution, le seul secteur qui a connu une consommation de gaz naturel croissante en 2008. En 2007, la part de gaz L représentait 27,0% de l'approvisionnement total en gaz naturel. En 2008, elle est passée à 28,0 %. Comme le montre le graphique ci-dessous, la part de gaz L sur les réseaux de distribution est, pour ainsi dire, aussi élevée que la part de gaz H.

**Figure 22 : Distribution par secteur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2008 et 2007**  
(en TWh)



Source : CREG

Figure 23: Evolution de la consommation de gaz naturel par secteur pendant la période 1990-2008 (1990=100), adaptée selon les variations de climat



Source : CREG

En moyenne, janvier est le mois présentant le prélèvement le plus élevé (en moyenne 21.880 GWh). En moyenne, août est le mois présentant le prélèvement le moins élevé (en moyenne 10.358 GWh). Le rapport entre le mois de pointe et le mois creux est représenté par un facteur de 2,11.

Vu la grande sensibilité de température du profil de prélèvement, les parts des différents secteurs varient fortement au fil des mois. En moyenne, le prélèvement de gaz naturel s'élève à 42 % de la consommation totale sur le réseau de distribution, à 28 % pour l'industrie (liée au réseau de transport) et 30 % destinés aux centrales électriques. Durant le mois de pointe, la répartition est de 58 % pour le réseau de distribution, 21 % pour l'industrie et 21 % pour les centrales électriques. Durant le mois creux, la répartition est de 26 % (réseau de distribution), 35 % (industrie) et 38 % (centrales électriques).

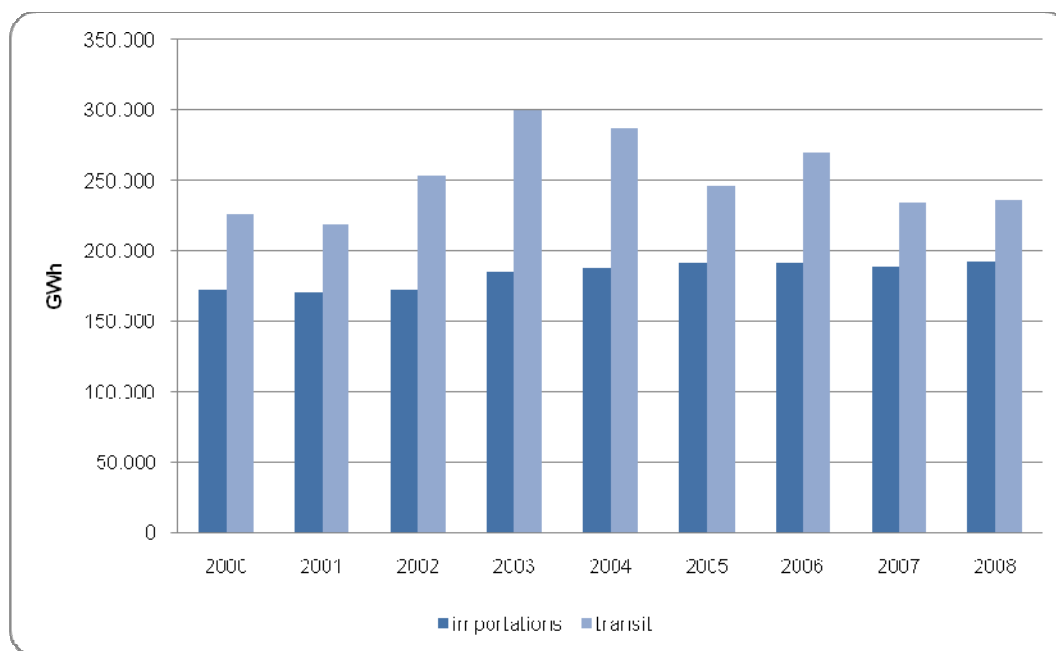
## B. Offre

### B.1. Flux d'importation :

La figure suivante illustre les flux annuels d'importation et de transit de gaz naturel en GWh. Sur la période 2000-2008, 42,1% des flux de gaz naturel en moyenne étaient destinés à

l'approvisionnement national et 57,9% au transit. Au total, en moyenne 436 TWh (40 milliards de m<sup>3</sup>(n)) ont été transportés par an sur le réseau.

**Figure 24** : Flux de gaz naturel en Belgique : importation\* versus transit (en GWh).



\* importations de gaz naturel destinées à la Belgique, cela concerne à la fois la consommation finale et la consommation propre pour la gestion du réseau et le stockage de gaz naturel. La consommation finale de gaz naturel peut difficilement dépasser les importations de gaz naturel de cette année, s'il s'avère que le stockage de gaz naturel (Loenhout) a produit plus d'émissions durant cette année qu'il n'y a eu de stockage (2007).

Les flux de gaz naturel suivent le profil de la consommation finale annuelle en Belgique. Les importations sont passés de 172.721 GWh en 2000 à 192.524 GWh en 2008. L'augmentation s'est principalement produite durant la période 2002-2005, ensuite les importations semblent stagner.

Les flux de gaz naturel, mesurés aux points d'importation, peuvent osciller en raison de l'utilisation du stockage de gaz naturel. On constate, par exemple, qu'en 2007, la quantité de gaz utilisée depuis le stockage souterrain est plus importante que la quantité injectée (différence de 1.147 GWh), ce qui explique pourquoi, en 2007, les importations de gaz étaient inférieures à la consommation nationale.

Les flux de transit sont, contrairement aux flux d'importation, moins stables. Durant la période 2000-2003, les flux de transit ont connu une forte croissance, passant de 225.193 GWh à



300.242 GWh (+33,3%) pour connaître, par la suite, une tendance à la baisse, et passer à 235.617 GWh en 2008, un niveau qui ne dépasse celui de 2000 que de 4,6%.

### B.2. Importateurs :

Les parts des différents importateurs de gaz naturel sont illustrées dans le tableau suivant. Le nombre d'importateurs actifs varie entre 3 et 4 durant la période 2004-2006 pour augmenter à 6 en 2007 et à 12 fin 2008.

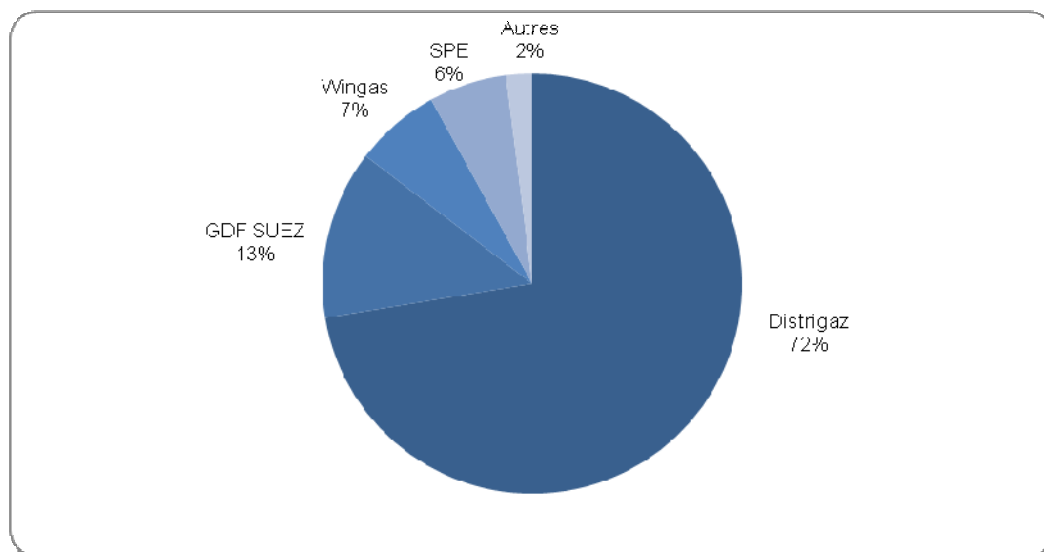
Tableau 33 : Parts des importateurs de gaz naturel actifs (H+L, parts dans l'énergie transportée).

	Distrigas	GDF SUEZ	Wingas	SPE	Autres*
2004	88,1%	8,1%	2,3%	-	1,5%
2005	85,4%	10,4%	4,2%	-	-
2006	80,6%	13,5%	5,9%	-	-
2007	78,2%	15,2%	6,0%	-	0,6%
2008	72,4%	13,0%	6,6%	6,0%	2,0%

\* autres importateurs de gaz naturel actifs possédant chacun une part inférieure à 2%.

La part de l'importateur de gaz naturel Distrigas s'est progressivement effritée au cours des cinq dernières années, passant de 88,1% en 2004 à 72,4% en 2008, ce qui signifie que les importations de gaz naturel belge sont en grande mesure toujours dominées par une seule entreprise. Les nouveaux importateurs étaient, en premier lieu, de grandes entreprises qui détiennent une position de force dans leur pays d'origine et qui sont actifs sur le marché belge du transit. La part de GDF SUEZ a augmenté de 8,1% en 2004 à 13,0% en 2008 et la part de Wingas a augmenté de 2,3% en 2004 à 6,6% en 2008. SPE est devenu lui-même actif en tant qu'importateur pour l'approvisionnement des centrales électriques et a ainsi obtenu une part directe de 6,0%, part qui, auparavant, revenait principalement à GDF SUEZ. Récemment, de nouvelles entreprises relativement petites ont entamé des activités d'importation mais elles ne représentaient ensemble qu'une part limitée de 2,0% en 2008. La figure suivante illustre la répartition du marché en 2008.

Figure 25 : Parts des importateurs actifs sur le réseau de transport de gaz naturel en 2008

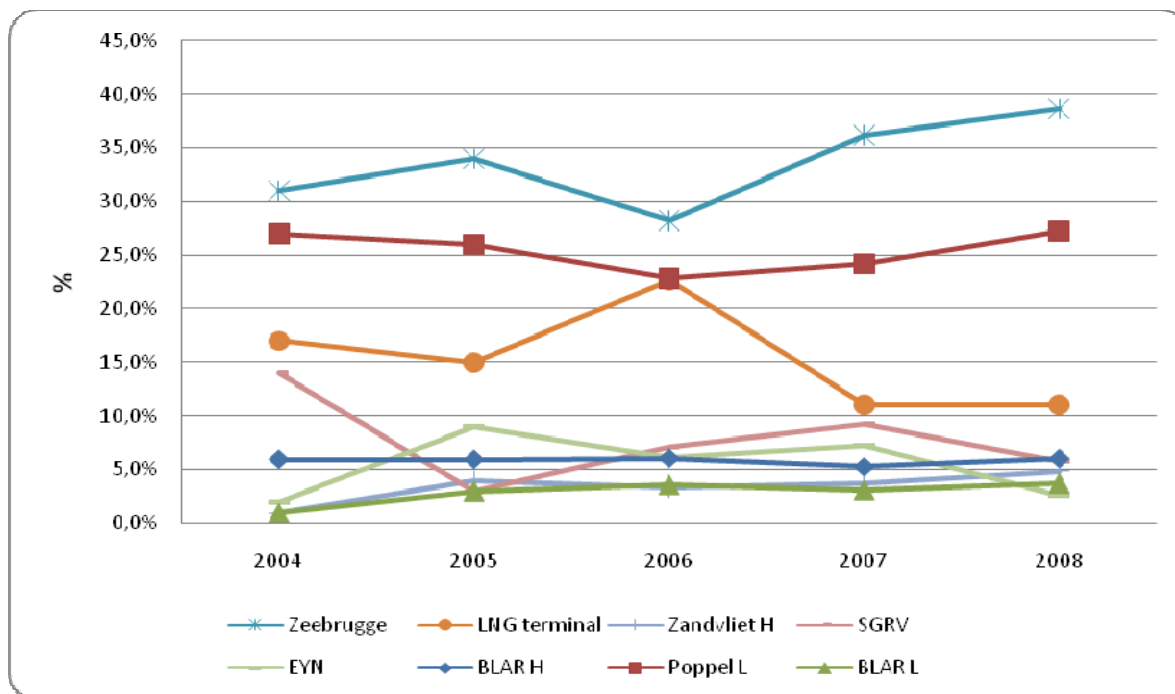


Source : CREG

### B.3. Routes d'approvisionnement :

Le marché belge détermine les routes d'approvisionnement en fonction des importateurs de gaz naturel, de leurs marchés et de leurs sources d'approvisionnement. Grâce au bon couplage avec les réseaux voisins, la Belgique possède des routes d'acheminement différenciées. La figure suivante illustre les parts des différentes routes d'approvisionnement pour le marché belge du gaz naturel durant la période 2004-2008.

Figure 26 : Les routes d'approvisionnement pour le marché du gaz naturel belge 2004-2008 (H+L, parts mesurées en énergie).

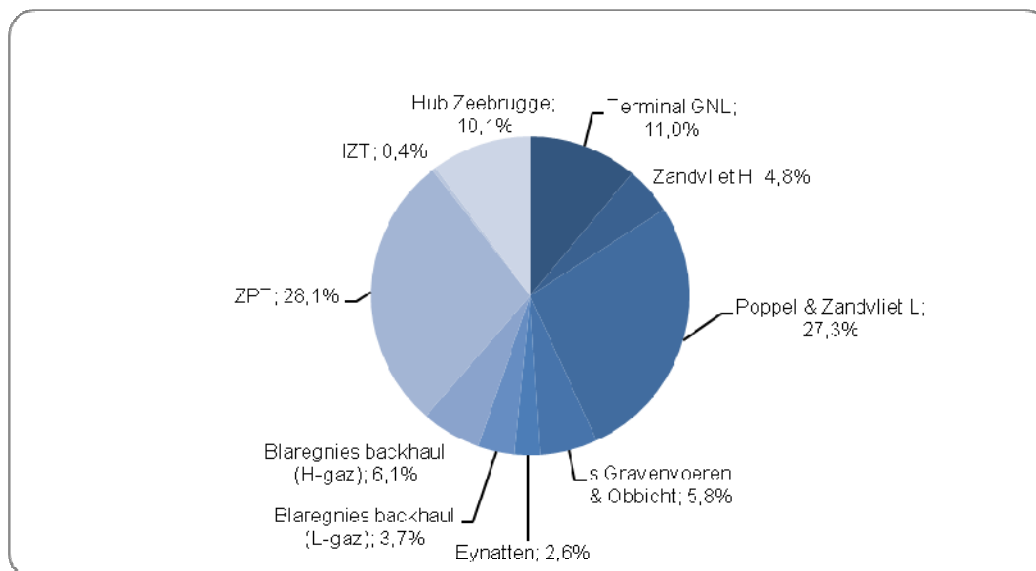


Source : CREG

Les parts des différents points d'importation dans l'approvisionnement national en gaz naturel ont été relativement stables au cours des cinq dernières années. Zeebruges est la zone d'importation la plus importante, avec une part moyenne de 33,6%. Le nœud d'importation à Poppel constitue, en fait, le seul point d'importation pour le gaz L et possède une part moyenne de 25,5%.

La répartition de l'approvisionnement en gaz naturel entre les différents points d'entrée en 2008 est indiquée à la figure suivante. Le principal point d'importation représente une part de 28,1% (Zeepipe Terminal), suivi par Poppel, qui représente une part de 27,3% et qui assure l'approvisionnement du marché du gaz L belge (ainsi que le transit vers le marché du gaz L en France).

**Figure 27 : Répartition de l'approvisionnement en gaz naturel sur les points d'entrée en 2008 (% volume annuel)**

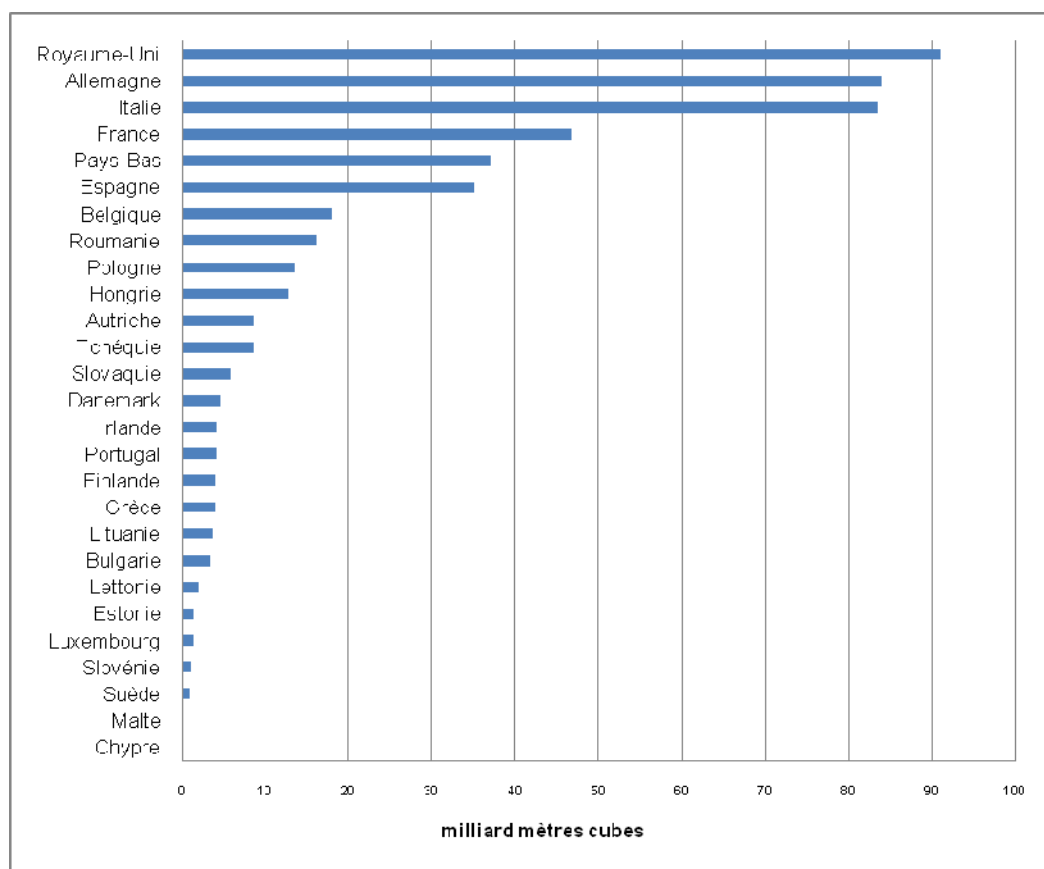


Source : CREG

Le marché belge du gaz naturel est placé dans le contexte de l'UE-27 dans la figure suivante. La consommation totale de gaz naturel dans les 27 Etats membres de l'UE est évaluée à 496,7 milliards de m<sup>3</sup>(n)<sup>56</sup>. Le marché belge représente 3,6% du marché européen du gaz naturel et figure à la 7<sup>e</sup> place.

<sup>56</sup> Ce chiffre peut varier d'une source à l'autre, selon la méthode de calcul des mètres cubes équivalents.

**Figure 28 :** Répartition de la consommation de gaz naturel au sein de l'UE en 2007 (en milliards de m<sup>3</sup> (n))



Source : BP Statistical Review 2008 et Cedigaz 2008

Les trois principaux marchés pour le gaz naturel sont les marchés britannique, allemand et italien qui représentent, ensemble, plus de la moitié du marché UE-27 (52%). D'un point de vue géographique, le marché belge occupe une bonne place entre les deux plus grands marchés, tant en termes de sécurité d'approvisionnement, de transit, de liquidité que de commerce.

#### *B.4. Zone de carrefour pour le gaz naturel de Zeebruges :*

La zone de Zeebruges s'est développée en un carrefour d'importation important en Belgique et en Europe occidentale. Le rôle joué par Zeebruges afin de garantir les flux de gaz naturel en direction de l'est au cours du conflit russo-ukrainien relatif au transit début 2009 atteste de l'importance de cette zone.

Le tableau suivant donne une estimation de la capacité d'importation dans la zone de Zeebruges.

Tableau 34 : Estimation de la capacité d'importation par an et de la capacité de débit/heure de la zone d'importation de Zeebruges en 2008

	capacité d'importation milliards de m <sup>3</sup> (n)/a	capacité de débit k.m <sup>3</sup> (n)/h (ferme)
Terminal LNG	9	1.700
Terminal Interconnector (IZT)	20	2.283
Zeepipe Terminal ZPT	14,5	1.655*
<b>Total</b>	<b>43,5</b>	<b>5.638</b>

\* débit de pointe conditionnel de 2.100 k.m<sup>3</sup>(n)/h

Source : Fluxys, Gassco, Interconnector

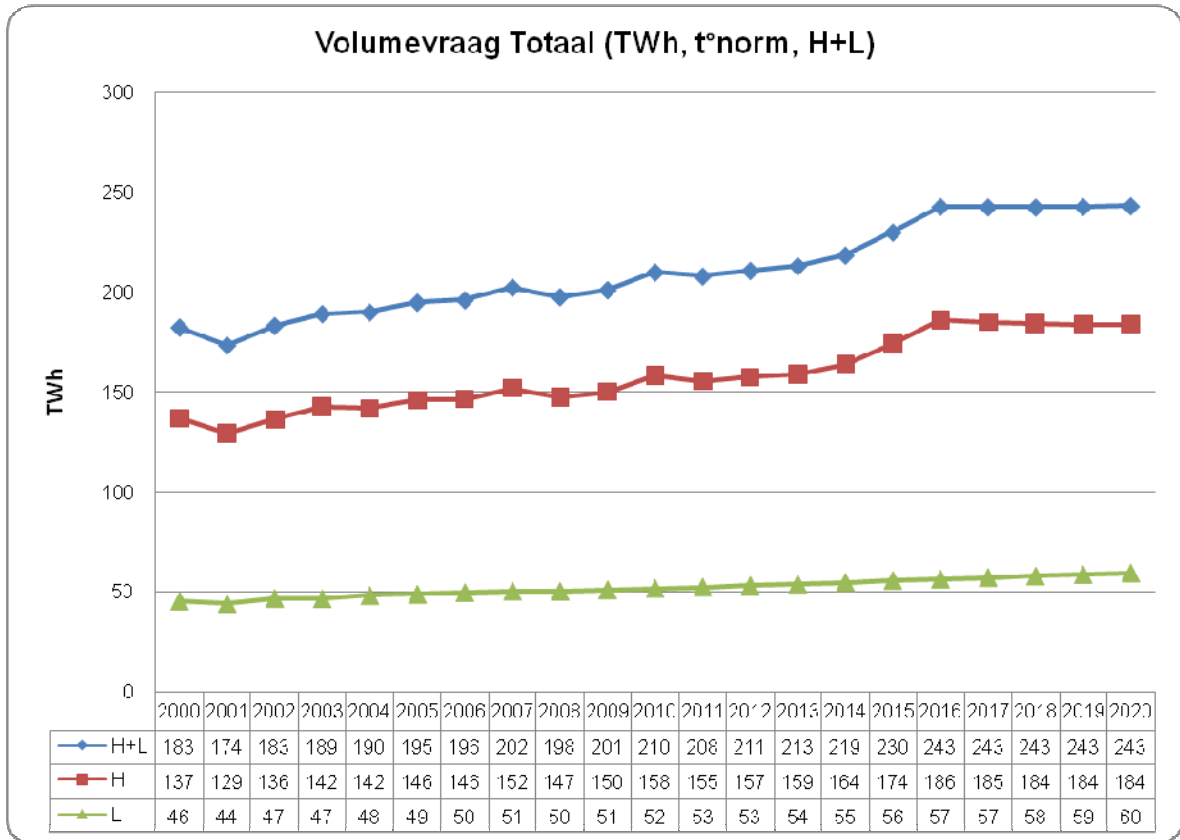
La capacité d'importation maximale dans la zone de Zeebruges s'élève à 43,5 milliards de m<sup>3</sup>(n) sur une base annuelle. La capacité de débit ferme s'élève à 5.638 m<sup>3</sup>(n)/h. Ceci signifie que la capacité d'importation maximale dans la zone de Zeebruges représente les valeurs suivantes :

- 2,5 fois la demande de gaz naturel belge sur une base annuelle ;
- 9% de la demande européenne de gaz naturel ;
- 23% de la demande de gaz naturel en Europe Nord/Ouest Continentale (Belgique & Luxembourg, Danemark, Allemagne, Finlande, France, Pays-Bas, Suède).

La zone de Zeebruges constitue le principal point d'importation de l'Europe des 27, selon le critère combiné volume/débit et diversification. Par ailleurs, les lignes d'importation (et lignes d'exportation) pour Zeebruges sont peu sensibles sur le plan géopolitique (Norvège, Royaume-Uni, GNL en provenance principalement du Qatar, mais les cargos peuvent amarrer dans tout le pays).

### C. L'offre et demande projetées

Figure 29 : Demande de volume Totale (TWh, t°norm, H+L)



Source : CREG

L'offre de gaz naturel suit la demande de gaz naturel. Pour l'instant, aucune indication ne met en danger l'équilibre annuel entre la demande et l'offre sur le marché belge du gaz naturel. Un nombre croissant d'importateurs actifs en Belgique peut en moyenne faire valoir un portefeuille différencié de sources, de routes et de types de contrats d'approvisionnement.

### D. La qualité du réseau belge

Quant à l'entretien au profit de la sécurité du réseau et de la sécurité d'approvisionnement, il constitue une activité de base du gestionnaire du réseau. Le réseau de transport belge a bonne réputation sur ce plan et rien ne semble indiquer pour le moment que cette réputation soit mise en danger à l'avenir.

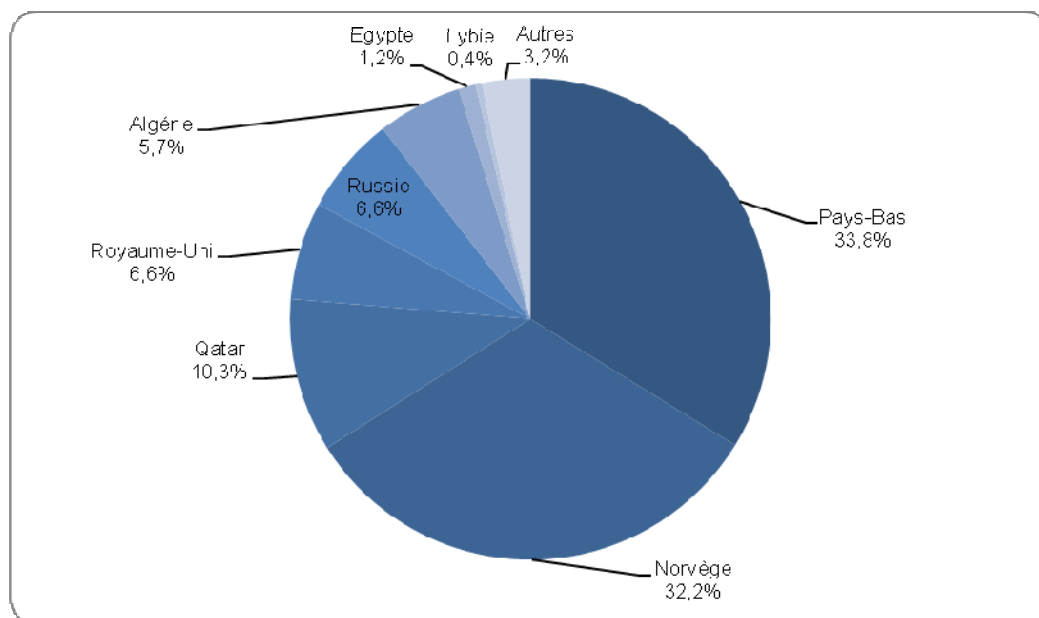
## E. Sources d'approvisionnement

La suppression d'un lien direct entre le marché belge du gaz naturel et les producteurs de gaz naturel ne rend pas évidente l'allocation aux différents producteurs de gaz naturel de l'approvisionnement en gaz naturel belge (100% importations). De plus, au niveau international, aucune méthode n'a encore été convenue à cet effet. En l'occurrence, le portefeuille d'approvisionnement belge est déterminé sur la base de la composition de portefeuille des commerçants de gros (importateurs de gaz naturel) actifs sur le marché belge et la part de marché de ces commerçants sur le marché belge. D'un point de vue formel, l'approche de ce portefeuille est la suivante :

$$\frac{\text{producteur}}{\text{marché belge}} = \frac{\text{importateur}_j}{\text{marché belge}} \times \frac{\text{producteur}_j}{\text{importateur}}$$

En outre, les importateurs de gaz naturel négocient le gaz naturel entre eux. De ce fait, ces volumes doivent encore être facturés pour connaître les parts des différents producteurs. Le portefeuille d'approvisionnement de la Belgique pour 2008 selon l'approche de portefeuille est représenté à la figure suivante.

Figure 30 : Sources d'approvisionnement pour le marché belge en 2008 via l'approche de portefeuille (H + L, parts en énergie)



Autres : notamment Nigeria et Trinidad  
Source : CREG



Selon cette méthode, les Pays-Bas constituent le principal pays producteur de gaz naturel pour la Belgique (33,8%), suivis par la Norvège (32,2%). Ces deux pays européens assument 66,0% de la sécurité d'approvisionnement belge qui est, par ailleurs, assurée via des contrats à long terme. Cet approvisionnement est surtout assuré via le vendeur de gaz naturel Distrigas qui assure 72,4% des importations de gaz naturel belge.

L'approvisionnement via des cargos de GNL provient principalement du Qatar (10,3%) et d'Algérie (5,7%)<sup>57</sup> via des contrats à long terme prévoyant des fournitures de GNL limitées en provenance d'Egypte et de Libye (et également du Nigeria et de Trinidad). Une partie de ces fournitures se fait via les terminaux de GNL en France, via le portefeuille de GDF Suez.

C'est surtout Wingas, mais également GDF SUEZ qui ont conclu des contrats d'approvisionnement avec Gazprom, en Russie. En effectuant un calcul via l'approche de portefeuille, on obtient le résultat suivant : que 6,6% de la consommation de gaz naturel en Belgique provient de contrats conclus avec la Russie. Bien qu'il s'agisse de gaz naturel russe obtenu contractuellement, cela ne signifie pas nécessairement que les molécules de gaz naturel russe sont consommées en Belgique. En termes de molécules de gaz naturel, le marché belge se situe en pleine « zone d'irrigation » de la Norvège, des Pays-Bas et du GNL entrant via Zeebruges.

## **F.Importance du GNL**

L'approvisionnement en GNL, en provenance principalement du Qatar et passant via le terminal de Zeebruges, est resté stable en 2008, représentant 11% de la consommation belge de gaz naturel. En 2008, 37 cargaisons ont été déchargées à Zeebruges pour un volume de 2,2 millions de tonnes de GNL (5 millions de m<sup>3</sup> de GNL). La plupart des méthaniers avaient été chargés à Ras Laffan au Qatar. D'autres sont également venus livrer du GNL en provenance d'Egypte, de Norvège et de Trinidad & Tobago.

## **G. La gestion d'incidents**

Les règles dans la proposition de nouveau code de bonne conduite obligent le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel à établir un plan de gestion d'incidents en concertation avec les autorités concernées, les autres gestionnaires, les gestionnaires de réseau de distribution et le gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Ce plan contient un plan de délestage et un

---

<sup>57</sup> Dans le portefeuille de Distrigas, l'approvisionnement en GNL depuis l'Algérie est supprimé depuis 2007 déjà et a été remplacé par des fournitures depuis le Qatar en 2008.

plan de reconstitution. Le plan de gestion d'incidents fait partie du règlement d'accès et partant, est soumis à l'approbation de la CREG. Il est attendu des affréteurs qu'ils gèrent leur portefeuille de gaz et de clients en tenant compte de la possibilité d'incidents sur le réseau de transport de gaz naturel en vue de remplir leurs obligations en matière de sécurité de fourniture.

La proposition de nouveau code de bonne conduite fixe en outre les dispositions que le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel doit suivre en cas de situation d'urgence invoquée par le gestionnaire en personne, un utilisateur du réseau ou toute autre partie intéressée.

### **G.1. Règles pour la gestion d'incidents et mesures en cas d'une situation d'urgence :**

Les outils pour la gestion d'incidents sont utilisés lorsqu'un problème d'intégrité du système surgit et ce pendant la période nécessaire au marché pour se réorganiser.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel établit un plan de gestion d'incidents et l'inclut dans le règlement d'accès pour le transport de gaz naturel.

Le plan de gestion d'incidents contient:

- 1° les différentes phases parcourues en cas d'incident;
- 2° la procédure que toutes les parties concernées doivent suivre en cas d'incident;
- 3° les mesures spécifiques que le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel prend pour gérer l'incident;
- 4° les mesures concrètes que les autres parties concernées doivent prendre pour gérer l'incident;
- 5° un plan de délestage, sans préjudice de l'article 136 ;
- 6° un plan de reconstitution, sans préjudice de l'article 142. Le plan de gestion d'incidents tient compte du délai dans lequel et de la façon dont les acteurs du marché peuvent raisonnablement se repositionner.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel établit le plan de gestion d'incidents après s'être préalablement concerté avec les autorités concernées, les autres gestionnaires, les gestionnaires de réseau de distribution et le gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel se concerta avec ces instances sur l'approche à suivre afin de maîtriser les éventuels incidents. Pour ce qui est du transit, le gestionnaire se concertera également avec les gestionnaires de réseaux limitrophes.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel se constitue, de manière efficace quant aux coûts, un portefeuille d'outils à utiliser pour la gestion d'incidents. Il en offre autant que possible comme services de transport de gaz naturel interruptibles et ce pour autant que l'intégrité du système ne soit pas menacée.

Les mesures à fixer dans le plan de délestage contiennent en tout cas:

- 1° les obligations des clients ou de certaines catégories de clients de réduire leurs prélèvements de gaz naturel dans les limites fixées ou d'arrêter totalement ou à certaines fins leurs prélèvements de gaz naturel;
- 2° les obligations du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel d'interrompre les clients totalement ou en partie selon la liste des priorités prévue dans le plan.

Les mesures sont appliquées soit sur l'intégralité du réseau de transport de gaz naturel soit sur certaines parties et zones du réseau de transport de gaz naturel où il est tenu compte des critères suivants afin de maintenir l'intégrité du système:

- 1° la localisation de l'incident;
- 2° le niveau de prévention et de sécurité;
- 3° l'impact des mesures à prendre.

Lorsque le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel a connaissance d'un incident, il active son plan de gestion d'incidents. Si l'incident est causé par la faute ou la négligence d'un ou de plusieurs affréteurs et/ou de leurs clients, il active ce plan après avoir suivi la procédure prévue pour interrompre ou réduire les services de transport de gaz naturel afin de garantir le fonctionnement sûr et efficace des installations de transport et/ou l'intégrité du système.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel effectue les interruptions et/ou réductions étape par étape en fonction des besoins et selon les procédures prévues à cet effet dans le plan de délestage.

S'il s'agit d'un incident qui peut causer une interruption ou une réduction de services de transport de gaz naturel alloués, il informe le plus rapidement possible la CREG, ainsi que les utilisateurs du réseau pouvant être touchés par cette interruption ou réduction, de cet événement, de sa durée prévisible et des conséquences éventuelles sur les services de transport de gaz naturel qu'il doit fournir.

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel fait état de chaque interruption ou réduction des flux de gaz naturel dans le “registre des interruptions et réductions”. Ce registre est communiqué régulièrement par voie électronique à la CREG et chaque fois qu'elle le demande.

Les affréteurs avertissent le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel dès qu'il sont touchés par un incident en amont (upstream) ayant des conséquences (possibles) pour leurs injections de gaz naturel sur le réseau de transport de gaz naturel. Les affréteurs qui sont confrontés à un incident réarrangent le plus possible leur portefeuille de contrats et invitent éventuellement les clients à prélever moins afin de préserver leur équilibre individuel.

En cas d'incident, les affréteurs pour l'acheminement interne touchés peuvent renommer simplement là où de la capacité d'entrée est disponible sans qu'une souscription de capacité ne soit requise. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel fournit aussi rapidement que possible aux affréteurs concernés toute information concernant la capacité disponible. Les affréteurs pour le transit ne peuvent renommer que dans les limites de leur capacité d'entrée déjà allouée.

Le plan de reconstitution fixe les procédures et les règles opérationnelles applicables aux gestionnaires, aux utilisateurs et aux clients lorsque l'ensemble ou certaines parties et zones du réseau de transport de gaz naturel sont remis en service après une interruption ou une réduction.

Sur la base des informations dont le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel dispose, il lève l'interruption ou la réduction et rétablit les prélèvements en vue de reconstruire aussi rapidement que possible l'intégrité du système du réseau de transport de gaz naturel.

## **G.2. Situation d'urgence :**

Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel est autorisé à prendre toutes les mesures qu'il juge nécessaires afin de garantir la sécurité et l'intégrité du système du réseau de transport de gaz naturel en cas de situation d'urgence invoquée par un gestionnaire, un utilisateur du réseau ou, dans le cadre de la garantie de sécurité publique, par toute autre partie intéressée ou à laquelle le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel est tenu de faire face de façon proactive ou non. S'il l'estime nécessaire, il peut activer le plan de gestion d'incidents, notamment le plan de délestage. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel prévoit

les dispositions nécessaires à ce sujet dans les contrats standard de raccordement et de transport de gaz naturel.

Les mesures prises sont temporaires et prioritaires. Elles peuvent à tout moment être modifiées et corrigées sans avertissement préalable par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel aussi longtemps que la situation d'urgence persiste. Elles lient toutes les personnes concernées.

Les mesures prises sont communiquées sans délai à la CREG et sont reprises dans un rapport spécifique qui est soumis à la CREG et au Ministre de l'Énergie.

Les mesures sont également applicables lorsque la situation d'urgence ne s'est pas encore matérialisée mais que le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel est d'avis qu'elle pourrait raisonnablement se produire.

Les situations d'urgence qui justifient l'intervention du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel sont les suivantes:

- 1° les situations qui découlent de la force majeure et obligeant à prendre des mesures exceptionnelles et temporaires pour pouvoir faire face aux conséquences de la force majeure et ainsi pouvoir garantir ou rétablir le fonctionnement sûr et fiable du réseau de transport de gaz naturel ou la sécurité publique ;
- 2° les situations qui découlent d'événements qui, bien qu'ils ne constituent pas une force majeure, sont exceptionnels et graves et exigent de la part du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel une intervention urgente et ponctuelle afin de pouvoir garantir ou rétablir le fonctionnement sûr et fiable du réseau de transport de gaz naturel ou de la sécurité publique.

Si les services de transport de gaz naturel sont interrompus ou réduits à la suite d'une situation d'urgence, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel informe sans délai la CREG et les affréteurs concernés des causes et de la durée estimée de cette situation d'urgence, ainsi que des éventuelles conséquences sur les services de transport de gaz naturel à fournir. Les interruptions et réductions qui sont la conséquence d'une situation d'urgence sont consignées dans le registre des interruptions et réductions.

### **G.3. Définitions :**

« intégrité du système » : tout état d'un réseau de transport ou d'une installation de transport dans lequel la pression, la qualité du gaz naturel et les spécifications techniques propres à

l'installation de transport restent dans les limites minimales et maximales fixées par le gestionnaire de sorte que le transport de gaz naturel et le fonctionnement des installations de transport sont techniquement garantis et que l'exploitation prévue ne soit pas non plus menacée à long terme ;

« incident » : situation survenant sur un réseau de transport suite à un problème technique ou à une faute ou négligence d'un ou plusieurs utilisateur(s) du réseau, durant laquelle, sans l'intervention du marché et/ou l'intervention du gestionnaire, l'intégrité du système n'est plus sauvegardée et le transport n'est dès lors plus garanti.

## **H. Production de gaz naturel et quantité d'importation**

La Belgique est dépendante à 100% de l'importation de gaz naturel ; elle ne produit pas de gaz. L'actuel flux d'importation (2008) s'élève à 192,5 TWh, soit 17,5 bcm.

## **I. Investissements dans la capacité d'importation**

Projets comportant la mise en service actuellement prévue en 2009-2010-2011-2012-2013 :

- a. compression Zelzate (01/01/2009): +290 k.m<sup>3</sup>(n)/h au point d'entrée IZT/HUB pour le marché national
- b. stockage capacité d'émission Loenhout (01/01/2011): +125 k.m<sup>3</sup>(n)/h de capacité d'émission pour le marché national
- c. renforcement du réseau upstream de GTS (1/04/2011): +180 k.m<sup>3</sup>(n)/h au point d'entrée Zandvliet H pour le marché national
- d. conduite vTn2 entre Eynatten et Opwijk (1/04/2011): +188 k.m<sup>3</sup>(n)/h au point d'entrée IZT/HUB, +570 k.m<sup>3</sup>(n)/h au point d'entrée Zelzate et +214 k.m<sup>3</sup>(n)/h au point d'entrée Eynatten (à chaque fois pour le marché national); pour le transit : +375 k.m<sup>3</sup>(n)/h à IZT/HUB, +811 k.m<sup>3</sup>(n)/h à Zelzate et +421 k.m<sup>3</sup>(n)/h à Eynatten.
- e. Embranchement Holsbeek-Loenhout (1/12/2011): +190 k.m<sup>3</sup>(n)/h à IZT/HUB et +28 k.m<sup>3</sup>(n)/h à Eynatten (à chaque fois pour le marché national).
- f. Compression à Berneau (1/12/2011): +185 k.m<sup>3</sup>(n)/h à 's Gravenvoeren pour le marché national
- g. Compression Winksele phase 1 (1/12/2012) = +454 k.m<sup>3</sup>(n)/h à IZT/HUB et +578 k.m<sup>3</sup>(n)/h à Eynatten. A chaque fois pour le marché national.
- h. Compression Winksele phase 2, conduite Winksele-Blaregnies, conduite 's Gravenvoeren-Berneau (01/12/2013) : déduction(\*) -397 k.m<sup>3</sup>(n)/h à IZT/HUB et +46 k.m<sup>3</sup>(n)/h à Eynatten (à chaque fois pour le marché national). Pour le transit : +560 k.m<sup>3</sup>(n)/h à IZT/HUB, +472 à 's Gravenvoeren et +100 à Eynatten.

(\*) déduction car la compression en phase 1 crée beaucoup de capacité à IZT/HUB qui est ensuite absorbée un an plus tard par le transit par le nord-sud.

Tous ces projets sont prévus par le gestionnaire de réseau.

Les projets (a,b,d) ont une autorisation de transport. Le projet c est un projet néerlandais.

Les projets (a,b,d) sont en cours d'exécution.

## **J. Les normes d'approvisionnement**

Pour le moment, il n'existe aucune norme d'approvisionnement légale spécifique et concrète au niveau belge.

Tout débat relatif à l'approvisionnement belge en gaz naturel doit comporter les deux commentaires suivants :

- Bien que les discussions relatives à l'approvisionnement belge en gaz naturel puissent donner l'impression que l'ensemble de l'approvisionnement belge en gaz naturel soit visé, ces discussions sont dans la plupart des cas uniquement applicables sur le marché du gaz naturel à haute teneur calorifique. Le marché du gaz naturel à basse teneur calorifique est souvent une exception car ce marché est approvisionné par une source et via une route. Une situation critique pour la sécurité d'approvisionnement (sensibilité aux incidents techniques) et une pierre d'achoppement pour un libre fonctionnement du marché.

Le marché à basse teneur calorifique couvre toutefois 28% de la consommation belge de gaz naturel, dont l'ensemble de la Région de Bruxelles-Capitale et la ville d'Anvers et fournit plus de ménages en gaz naturel que le marché à haute teneur calorifique.

- Il n'existe pour l'instant aucune norme légale, en termes de critères opérationnels concrets, auxquelles la sécurité d'approvisionnement belge doit satisfaire. Par exemple, aucune règle légale ne prévoit que les importateurs de gaz naturel doivent disposer d'une certaine diversification de portefeuille avant d'entrer sur le marché belge ou encore aucune règle légale ne prévoit que le gestionnaire du réseau de gaz naturel doit prévoir de la capacité d'importation afin que toutes les centrales électriques alimentées au gaz puissent tourner à pleine puissance, même lorsque le

pays connaît une consommation de pic. Ce manque ne permet donc aucun contrôle formel au sens strict de la sécurité d'approvisionnement et ne peut être modifié que si une législation concrète en la matière est établie.

L'actuelle pratique d'investissement se base sur une pratique du passé complétée et revue pour cadrer au maximum avec la législation européenne existante.

Il serait par exemple recommandé de maîtriser la sensibilité aux incidents des importations et d'exiger non seulement des garanties financières avant de délivrer une autorisation de fourniture, mais également des garanties de provisions de gaz naturel de sauvegarde en cas d'incidents. Il est possible que la nouvelle directive de l'UE sur l'approvisionnement exige de prévoir un back-up pour assurer la transition en cas d'incident durant 60 jours.

#### **K. Capacité de stockage**

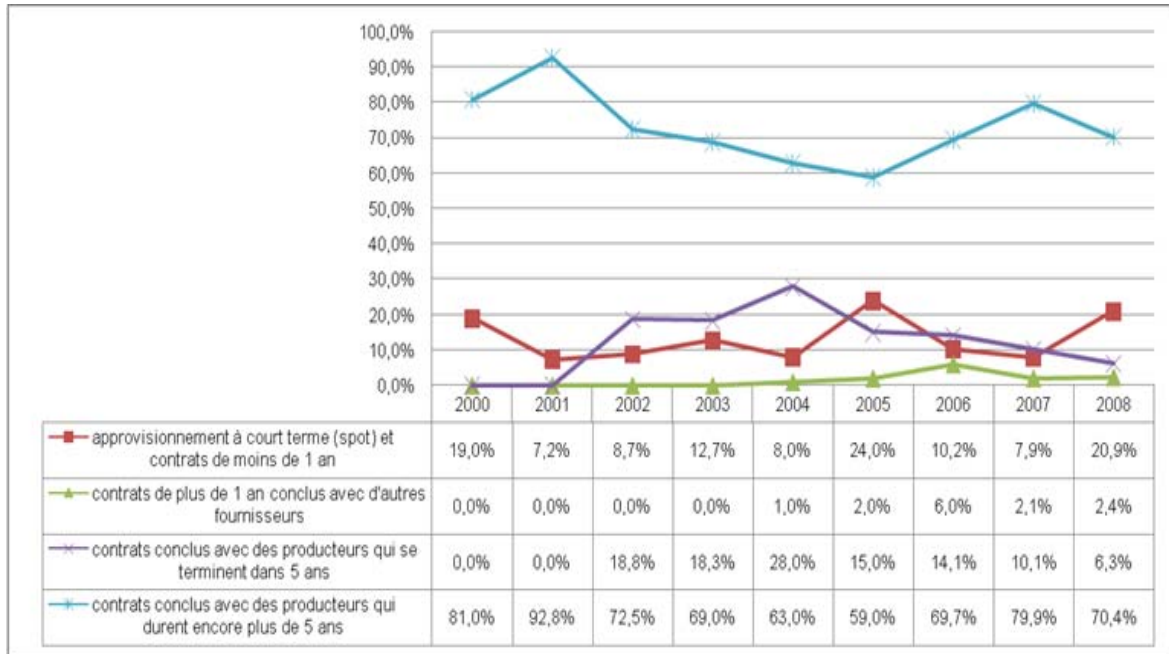
- Le niveau de capacité de stockage :
  - Capacité utile: 625mcm
  - Gaz coussin : 625mcm
- Le niveau de gaz utile ou stockage de gaz au 1er octobre et au 28 février de chaque année :
  - 28 février 2008: 43,07% full
  - 1 octobre 2008: 99,5% full
- Le niveau de *withdrawal capacity* de stockage de gaz (mcm par jour):
  - 500000 cm/h or 12mcm/jour

#### **L. Les contrats de longue durée**

Dans la figure suivante, les contrats d'approvisionnement de l'importateur de gaz naturel ont été répartis en contrats conclus directement avec les producteurs de gaz naturel et en contrats conclus avec d'autres fournisseurs (commerçants de gros). Par la suite, une répartition a été réalisée en fonction de la durée restante des contrats.



Figure 31 : Les types de contrats d'approvisionnement pour le marché belge 2000-2008 (H+L, parts en %)



Source : CREG

Les parts des différents types de contrats d'approvisionnement dans l'approvisionnement en gaz naturel belge oscillent d'une année à l'autre depuis la libéralisation et sont déterminées dans une large mesure par le portefeuille d'approvisionnement des importateurs actifs en Belgique. Les nouveaux fournisseurs sont soit de grands importateurs qui auparavant étaient responsables de l'approvisionnement de leur pays d'origine et qui peuvent faire appel à un portefeuille historique comprenant des producteurs, soit de nouveaux importateurs relativement petits qui s'approvisionnent via le marché de gros. La représentation importante des grands importateurs explique le fait que la Belgique soit approvisionnée, en moyenne pour 70,4% via des contrats de longue durée de plus de 5 ans conclus avec des producteurs de gaz naturel. En 2000, lorsque les importations étaient garanties presque uniquement par Distrigas, cette part s'élevait à 81,0%. 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. L'on s'attend à ce que la part de ces deux types de contrats augmente, tandis que l'intérêt porté aux contrats à long terme conclus avec des producteurs diminue à mesure que le nombre de fournisseurs actifs augmente. L'approvisionnement via le commerce à court terme, à savoir via le hub de Zeebrugge, oscille sur la période 2000-2008 ; passant de 7,2% en 2001 et 7,9% en 2008 à 19,0% en 2000 et 24,0% en 2005 à 20,9% en 2008.

## **M. Les incentives pour des investissements**

En ce qui concerne les tarifs de transit pour la nouvelle infrastructure, la CREG a invité le gestionnaire de réseau de transport à introduire une proposition tarifaire adaptée comprenant une demande de dérogation au régime tarifaire ordinaire pour les projets Nord-Sud et rTrbis. Pour ces investissements, la CREG pourrait autoriser un marge bénéficiaire (WACC) supérieur au WACC pour les installations existantes suite à un benchmarking européen des WACC.

En ce qui concerne les projets d'interconnexions entre Etats membres, voir supra point 4.1.1. et 4.2.1.

## **6. Obligations de service public [Articles 3(9) électricité et 3(6) gaz]**

### **6.1. Niveau fédéral**

Au niveau régional (Flandre, Wallonie et Région de Bruxelles-Capitale), des garanties d'origine peuvent être octroyées pour la production d'électricité produite à partir de sources renouvelables (transposition des directives 2001/77/CE et 2003/54/CE en droit national). Pour la production d'électricité produite à partir de parcs éoliens offshore, aucune garantie d'origine ne peut être actuellement octroyée, étant donné que ces parcs ne font pas partie de la compétence territoriale des régions. La CREG l'a notifié au Ministre fédéral de l'Energie et lui a transmis une proposition d'arrêté royal en mars 2009.

#### ***Clients sociaux***

Les gestionnaires du réseau de distribution assurent l'approvisionnement des clients finals résidentiels non protégés dont le contrat de fourniture a été résilié par leur fournisseur (= clients dont le contrat a été résilié), conformément à la législation régionale en vigueur, aux prix maximum fixés comme suit :

Prix de l'énergie + tarif du réseau de transport + tarif du réseau de distribution + marge.

Le gestionnaire du réseau de distribution utilise les données tarifaires des fournisseurs ayant une part de minimum 3% et qui sont actifs dans son domaine de distribution, pour autant qu'il s'agisse de fournitures aux points d'accès basse tension résidentiels du domaine de distribution. Tous les fournisseurs repris dans le calcul doivent garantir au moins 90% du nombre total de points d'accès résidentiels non télérelevés. Dans le cas où un très grand fournisseur est actif, et qu'il ne fournit pas à 90% des clients résidentiels, et où tous les autres fournisseurs ont moins de 3% de parts, il faut quand même tenir compte du plus grand de ces petits fournisseurs, et jusqu'à 90% des clients résidentiels doivent être repris dans le calcul.

Les gestionnaires du réseau de distribution publient au plus tard le 1er janvier et le 1er juillet de chaque année les prix maximum valables pour les six prochains mois. Les prix annoncés doivent être fixés un mois avant les données précitées.

En ce qui concerne le financement de cette obligation de service public, la marge est l'éventuelle différence entre, d'une part, la somme du prix de l'énergie, du tarif du réseau de

transport et du tarif du réseau de distribution, tels que calculés par le gestionnaire du réseau de distribution et, d'autre part, la moyenne des prix facturés par les fournisseurs dans la zone de répartition du gestionnaire du réseau de distribution pour une catégorie semblable de clients.

## **6.2. Niveau régional**

### **6.2.1. Région flamande**

#### ***Mise en oeuvre de la labélisation pour une source d'énergie primaire (électricité);***

Ces questions figurent dans l'accord « Le consommateur au sein du marché libéralisé de l'électricité et du gaz naturel. »

#### ***Clients sociaux***

Les fournisseurs doivent suivre une procédure afin de résilier le contrat conclu avec des clients présentant des problèmes de paiement (toutefois uniquement les clients résidentiels). En outre, les gestionnaires du réseau sont tenus de suivre une procédure avant de pouvoir couper le gaz et l'électricité des clients résidentiels. La procédure à suivre par le gestionnaire du réseau vise à protéger les groupes vulnérables de clients résidentiels.

Il existe une décision établie par la VREG concernant le « supplier of last resort ». Si un fournisseur ne remplit pas ses obligations, le gestionnaire du réseau de distribution désignera un fournisseur d'urgence. La procédure prévoit que ce fournisseur d'urgence entamera ses fournitures aux clients du fournisseur qui ne remplit plus ses obligations à partir de 0h00 (6h00 pour le gaz naturel) le jour suivant le jour durant lequel l'accès a été refusé au fournisseur qui ne remplit plus ses obligations. La fourniture effectuée par ce fournisseur d'urgence se fera dans le respect des conditions générales de ce fournisseur d'urgence, ces conditions générales doivent toutefois être d'abord approuvées par la VREG.

#### ***Clients en défaut de paiement***

Un client qui ne paie pas sa facture d'énergie à temps reçoit une lettre de rappel, et à défaut de réaction, une mise en demeure par voie postale. Les deux lettres mentionnent la suite de la procédure à suivre si le client ne réagit pas. La possibilité d'un plan de remboursement à

conclure avec le fournisseur, le centre public d'aide sociale (CPAS) ou une institution de médiation de dettes reconnue est également indiquée.

Si le client ne réagit pas à ces lettres ou s'il ne respecte pas les accords conclus, le fournisseur peut résilier le contrat conclu avec son client, moyennant le respect d'un préavis d'un mois. Le client dispose alors de 20 jours pour trouver un nouveau fournisseur. A défaut, le gestionnaire de réseau reprend la fourniture à partir de la fin du délai de préavis. Un client résidentiel dont le contrat a été résilié par le fournisseur pour cause de défaut de paiement ne se retrouve donc pas, de ce fait, privé d'énergie.

Jusque début février 2006, le gestionnaire de réseau devait, dès l'instant où quelqu'un devenait client chez lui, faire placer un compteur à budget chez ce client. L'arrêté du gouvernement flamand du 22 décembre 2006 (Moniteur belge du 31 janvier 2007) a modifié le système ; désormais, le gestionnaire de réseau fournit les clients résidentiels en première instance en pleine puissance et leur facture les kWh consommés. Ce n'est que lorsque le client ne paie pas non plus ses factures au gestionnaire de réseau que celui-ci doit, dans les 60 jours de la mise en demeure écrite du client concerné, placer gratuitement un compteur à budget. Si le client refuse à son gestionnaire de réseau d'accéder à son logement afin que celui-ci place un compteur à budget, le gestionnaire de réseau peut entamer une procédure afin de couper l'alimentation en électricité.

En 2008, pour des raisons de sécurité, aucun compteur à budget n'avait encore été placé pour le gaz naturel. Les clients résidentiels pour le gaz naturel dont le contrat a été résilié par le fournisseur, ont été fournis et facturés à pleine puissance par le gestionnaire de réseau.

Tant que le client résidentiel recharge à l'avance sa carte dans le bureau du CPAS local, ou dans un bureau de clientèle du gestionnaire de réseau, il peut consommer de manière illimitée de l'électricité via son compteur à budget. Une fois que le montant rechargé est consommé, le crédit d'aide entre en jeu. Ceci permet au client de consommer pendant une brève période à pleine puissance et lui permet dès lors, dans l'intervalle, de recharger sa carte. La contrevaletur de ce crédit d'aide s'élève à 50 kWh. Il est facturé au prix social maximum, appelé auparavant tarif social.

Même lorsque le crédit d'aide est épuisé, le client résidentiel ne se trouve pas privé de courant. Il peut enclencher le limiteur de puissance dans le compteur à budget (qui autorise une fourniture minimale de 10 ampères). Le client ne peut consommer qu'à une puissance limitée.

La fourniture minimale d'électricité n'est, tout comme le crédit d'aide, pas gratuite non plus. Les clients possédant un compteur à budget peuvent donc continuer à accumuler des dettes en utilisant leur crédit d'aide et la fourniture minimale. Si le client résidentiel recharge sa carte de compteur à budget et l'insère dans le compteur, une partie du montant rechargé sera automatiquement affecté au remboursement partiel des dettes constituées.

Les différentes interprétations du concept de 'mauvaise volonté évidente' fournies par les diverses CLA ont directement donné lieu à la modification de décret du 25 mai 2007 (M.B. 10 juillet 2007). Le concept a été remplacé par une liste limitative figurant dans le Décret électricité et gaz naturel<sup>58</sup> reprenant toutes les situations autorisant une fermeture (après avis ou non de la CLA). Si une situation déterminée ne figure pas dans la liste, la fermeture ne peut avoir lieu.

### ***Fermetures d'électricité***

Les clients dont le contrat de fourniture a été résilié par le fournisseur en raison d'un défaut de paiement continuent d'être approvisionnés en énergie par leur gestionnaire de réseau de distribution. Ils ne se trouvent donc pas privés d'énergie. Jusque mi-2007, le gestionnaire de réseau ne pouvait transmettre le dossier à la commission locale d'avis (CLA) de la commune qu'en cas de fraude ou de mauvaise volonté de paiement (être en mesure de payer mais ne pas vouloir le faire) ou lorsque le client refusait de faire placer un compteur à budget pour l'électricité. La CLA décidait de la fermeture ou non. En cas de menace pour la sécurité, la fermeture pouvait avoir lieu (immédiatement).

Mi-2007, la législation a été adaptée et une énumération des cas de fermeture a été réalisée. Dans certains cas tels que l'insécurité, l'inoccupation et la fraude, le gestionnaire de réseau peut fermer les points d'accès concernés après avoir suivi, pour ce faire, la procédure imposée par la loi. Dans d'autres cas, l'avis de la CLA est d'abord requis.

Ainsi, début 2008, 596 points d'accès ont été fermés en Flandre pour l'électricité à l'issue de la procédure de défaut de paiement. Dans le secteur pur, 108 points d'entrée ont été fermés le 1<sup>er</sup> janvier 2008. En zone mixte (Eandis), 488 points d'accès étaient fermés le 1<sup>er</sup> janvier 2008.

---

<sup>58</sup> Article 18 quater du décret du 17 juillet 2000 du décret relatif à l'organisation du marché de l'électricité et article 17 ter du décret du 6 juillet 2001 relatif à l'organisation du marché du gaz.

Dans le courant de 2008, les gestionnaires de réseau se sont rendus sur place auprès de 1.429 points d'accès afin de fermer (temporairement) l'approvisionnement en électricité, un peu moins qu'en 2007 (1.445 fermetures).

Dans la zone pure, 411 points d'accès ont été fermés pendant l'année, tandis que 374 points d'accès ont été réouverts. 145 points d'accès étaient fermés fin 2008 dans la zone pure. La réouverture a eu lieu, dans la moitié des cas, après plus d'une semaine, période durant laquelle les clients cherchent une solution. Eandis a effectué 1.018 fermetures (1.022 en 2007). 895 ont par la suite été réouvertes. Enfin, 611 points d'accès étaient fermés dans les zones de réseau mixtes fin 2008.

Souvent, on ne sait pas précisément si le ménage ayant subi une fermeture a déménagé après celle-ci ou occupe toujours le logement. Même au moment de la fermeture en tant que telle, il n'est pas toujours évident de savoir si quelqu'un occupe en permanence le logement. Dans ce sens, il est plus correct de parler de points d'accès fermés suite à un défaut de paiement que de ménages soumis à une fermeture. Les ménages soumis à une fermeture ne sont pas systématiquement suivis par les gestionnaires de réseau, ni par le CPAS. Eandis envisage de prévenir le CPAS un certain nombre de jours après la fermeture si le client concerné ne l'a pas encore contacté à ce moment. Ceci ne se fait toutefois pas encore. Le nombre de réouvertures intervenant après fermeture n'est, de ce fait, pas toujours évident à déterminer. Certains habitants ayant subi une fermeture mettent la clé sous la porte. Ensuite, un nouveau client s'annonce et demande de procéder au raccordement, ou le logement demeure inoccupé. Ce n'est donc certainement pas systématiquement l'occupant initial qui est à nouveau raccordé.

Le 31 décembre 2008, selon les gestionnaires de réseau, 756 points d'accès n'avaient pas accès à la fourniture en électricité après avoir été fermés pour défaut de paiement, ce qui représente une augmentation de 27%. 19% de ces points se situent dans la zone de réseau des gestionnaires de réseau purs, 81% dans la zone de réseau des gestionnaires de réseau mixtes. La répartition reflète donc assez bien la répartition de tous les points d'accès à travers les zones de réseau mixtes et pures. Ce chiffre comporte assurément, selon les gestionnaires de réseau, encore des points d'accès vides.

Seule une fraction de tous les ménages dont le contrat a été résilié pour cause de défaut de paiement subit réellement une fermeture.

## ***Fermetures de gaz naturel***

Ici aussi, il est plus correct de parler de points d'accès fermés plutôt que de ménages subissant une fermeture, parce que l'on ne peut affirmer avec certitude que les points d'accès étaient encore habités à la fin de l'année, voire même au moment de la fermeture.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2008, 128 points d'accès pour le gaz naturel étaient fermés dans la zone des gestionnaires de réseau purs. Dans le courant de 2008, 611 ménages supplémentaires ont subi une fermeture. 392 ont été rouverts. Le nouveau raccordement se fait souvent un peu attendre, mais les clients qui ont, par exemple, subi une fermeture durant la période d'été, attendent parfois jusqu'à l'automne, lorsque la température chute, pour demander un nouveau raccordement. Par conséquent, le 31 décembre 2008, 347 points d'accès n'avaient pas accès à l'approvisionnement en gaz naturel dans la zone de réseau pure après qu'ils aient été fermés pour cause de défaut de paiement, ce qui équivaut à 0,14% de la population.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2008, 1.900 points d'accès étaient fermés dans le secteur mixte. Les gestionnaires de réseau mixtes se sont rendus 2.776 fois sur place en 2008 afin de fermer l'alimentation en gaz naturel. 2.178 points d'accès ont été à nouveau raccordés au cours de la même période. Le nombre final de points d'accès fermés pour le gaz naturel (pour cause de défaut de paiement) dans la zone mixte le 31 décembre 2008 est un peu plus haut (2.498 soit 0,19%) que le nombre qui prévaut dans la zone pure (0,14%).

Tant au sein du secteur mixte qu'au sein du secteur pur, le pourcentage de points d'accès fermés pour cause de défaut de paiement varie d'une zone de réseau à l'autre, allant de 0,05% chez IVEKA et WVEM à 0,27% dans la zone Sibelgas et de IGAO. Dans l'enclave Baarle-Hertog également, des clients ont subi une fermeture de la part d'Intergas Netbeheer.

Au total, fin 2008, 2.845 points d'accès ont été fermés pour cause de défaut de paiement. 88% de ces points se situent en zone mixte, 12% en zone pure. Ce nombre est de loin supérieur à celui de l'électricité. Les dettes grimpent souvent rapidement parce que la part du coût du gaz naturel est souvent supérieure à celle du coût de l'électricité. Les clients paient donc davantage leur facture d'électricité en raison du fait que des alternatives au chauffage au gaz naturel sont possibles, ce qui n'est pas le cas de l'électricité. L'absence de compteur à budget pour le gaz naturel intervient dans ce phénomène également. Les problèmes de sécurité qui sont intervenus au moment de la conception du compteur à budget ont, entre-temps, été solutionnés. Ceci signifie que l'on peut effectivement procéder à la production et à l'installation



de compteurs à prépaiement pour le gaz naturel dès le premier juillet 2009. Tant Eandis qu'Infrac se chargent de préparer cela. Un plan d'action sera rédigé pour déroulement des événements. Ceci est imposé dans l'arrêté d'exécution approuvé le 13 mars 2009. Il est possible que la priorité soit accordée aux clients présentant les dettes les plus élevées. D'autre part, un déroulement géographique est possible également. Il va de soi qu'à partir de ce moment, les compteurs à prépaiement pour l'électricité et le gaz naturel seront, si nécessaire, installés ensemble.

Pour le gaz naturel également, une distinction claire est établie entre, d'une part, les quelques 41.000 ménages pour lesquels le contrat de gaz naturel a été résilié par le fournisseur et les 2.845 points d'accès ayant finalement été fermés. Les autres ménages sont fournis de manière illimitée par les gestionnaires du réseau de gaz naturel et sont facturés mensuellement.

### ***Régulation des prix***

A l'exception des prix maximaux sociaux déterminés au niveau fédéral, il n'y a pas de *end-user price regulation* applicable en Belgique.

### **6.2.2. Région wallonne**

Les dispositions relatives aux obligations de service public et à la protection des consommateurs stipulées dans les Directives 2003/54/CE et 2003/55/CE ont été transposées par le décret du 12 avril 2001 relatif au marché régional de l'électricité et le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz. Ces décrets ont fait l'objet d'importantes modifications en 2008 (décrets du 17 juillet 2008). Le principe directeur de cette réforme est la défense des intérêts du consommateur et l'amélioration de la qualité des services des fournisseurs et gestionnaires de réseau de distribution.

### ***Protection des consommateurs***

Les nouveaux décrets électricité et gaz de juillet 2008 ont clairement pour objectif de renforcer les exigences de qualité des services à la clientèle, tant des fournisseurs que des gestionnaires de réseau de distribution.

Ainsi, des objectifs de performance en termes d'échange de données, de respect des délais de raccordement, du traitement des plaintes, etc. seront imposés. Ces objectifs seront fixés et

contrôlés par la CWaPE. Leur non-respect pourra faire l'objet de sanctions (voir point 2.4.b) ci-dessus). Les opérateurs devront également désormais organiser un service efficace dédié à la gestion des plaintes.

Par ailleurs, la nouvelle législation prévoit une série de situations (coupure intempestive, dommages causés aux installations du client, erreur de facturation, retard de raccordement etc...) ouvrant un droit à l'indemnisation du client préjudicié.

Enfin, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, et suite à la réforme initiée, un « Service régional de médiation » a été créé au sein de la CWaPE (voir point 2.2.d) ci-dessus).

Les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans les marchés du gaz et de l'électricité édictent une série d'obligations, tantôt à charge des fournisseurs, tantôt à charge des gestionnaires de réseau, notamment en matière d'information du consommateur, en matière de régularité, qualité et facturation des fournitures, en matière de sécurité et de qualité d'approvisionnement, etc.

Ces arrêtés ont connu de profondes modifications en 2008. Parmi les modifications entrées en vigueur en juin 2008, on note :

- une meilleure information sur la procédure à suivre en cas de déménagement ;
- un contact plus aisé du service de gestion de la clientèle ;
- un délai de réponse maximum aux demandes des clients ;
- un délai maximum d'établissement des factures ;
- un délai maximum de remboursement (en cas de régularisation en faveur du client) ;
- un délai minimum à respecter par le fournisseur pour mettre fin au contrat
- un encadrement des garanties bancaires.

### ***Protection des clients fragiles***

Les mesures de protection des personnes précarisées sont également édictées par les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et dans le marché du gaz.

Les mesures sociales d'encadrement du marché de l'électricité et du gaz s'articulent autour de plusieurs principes que sont :

1. La reconnaissance de clients socialement vulnérables, appelés « clients protégés », qui bénéficient de mesures de protection sociale particulières telles que, notamment, la possibilité d'être fourni par le gestionnaire de réseau, la fourniture au tarif social, la fourniture minimale garantie d'électricité (10 A), la possibilité d'une reprise de la dette liée à la facture d'électricité ou d'une intervention dans le coût de la fourniture de gaz pendant la période hivernale.
2. Le placement du compteur à budget en cas de défaut de paiement, outil de gestion de la consommation d'énergie et de maîtrise de l'endettement lié à celle-ci. Avant de pouvoir déclarer un client en défaut de paiement, la législation wallonne impose aux fournisseurs de respecter une procédure spécifique de rappel et de mise en demeure préalable.
3. L'interdiction de coupure du gaz et de l'électricité (fourniture minimale garantie en électricité et cartes d'alimentation en gaz) pendant la période hivernale (du 1<sup>er</sup> novembre au 15 mars).
4. L'intervention des Commissions locales d'Energie (CLE), préalable à une décision de coupure.
5. L'organisation de guidances sociales énergétiques par le biais des CPAS.

Le tarif social est octroyé aux « clients protégés ». L'Etat fédéral et la Région wallonne ont respectivement leur propre définition du client protégé. La définition régionale est plus large que la définition fédérale. Elle permet, notamment, de rencontrer le cas de personnes en difficultés financières. Le tarif social, exprimé en c€/kWh, est calculé semestriellement par la CREG, le régulateur fédéral. Ce tarif est en principe systématiquement plus bas que n'importe quelle offre commerciale d'un fournisseur d'énergie. En Région wallonne, il y avait au 31 décembre 2008, 83.807 clients protégés bénéficiant du tarif social en électricité et 38.672 en gaz, soit respectivement 5,6% et 6,8% de la clientèle résidentielle.

Concernant le compteur à budget, on soulignera qu'il s'agit d'un système « multi-fournisseurs », ce qui signifie qu'un client en défaut de paiement garde la possibilité d'exercer son éligibilité. De plus, il existe en Région wallonne un système de rechargement des compteurs à budget via les cabines téléphoniques publiques. Si les compteurs à budget existaient déjà pour l'électricité, ce n'était pas le cas pour le gaz. L'année 2008 a été marquée par l'arrivée sur le marché des compteurs à budget gaz, dont les premiers placements ont été réalisés en juillet 2008. En l'absence des compteurs à budget gaz au premier semestre 2008, des dispositions transitoires ont été d'application de manière à éviter autant que possible les coupures de gaz et ce, via un

mécanisme de suspension du contrat et de reprise temporaire de la fourniture par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD).

La CWaPE a poursuivi en 2008 une campagne intensive de contrôles auprès des acteurs du marché en vue de vérifier les procédures et les moyens mis en œuvre pour rencontrer leurs obligations légales.

### ***Nombre de coupures de consommateurs pour non-paiement ou refus de placement d'un compteur à budget***

En 2008, étant donné l'existence des compteurs à budget, il n'y a en principe pas de coupure pour non-paiement.

En électricité, les clients protégés disposent d'une fourniture minimale garantie (10A), ce qui n'est pas le cas des clients non protégés. Ces derniers disposant d'un compteur à budget subissent une auto-coupure en cas de non chargement de leur compteur à budget. Il y a eu, en 2008, 3.150 coupures pour refus de placement des compteurs à budget. Il y a eu également 3 retraits de la fourniture minimale garantie (hors période hivernale).

En gaz, il y a eu 500 coupures pour refus de placement d'un compteur à budget.

### ***Sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité***

Les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans les marchés de l'électricité et du gaz édictent une série de mesures, à charge des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux de distribution, en matière d'information et de sensibilisation à l'utilisation rationnelle de l'énergie et aux énergies renouvelables.

En vertu de ces dispositions, le fournisseur est notamment tenu d'établir, au minimum une fois par an et pour chaque client final, un bilan récapitulatif, destiné à fournir au client un outil d'analyse de ses consommations et de comparaison de celles-ci à la consommation moyenne de clients types. Ce bilan récapitulatif doit par ailleurs indiquer les sources d'énergie primaire utilisées, sur une base annuelle, pour produire l'électricité fournie ainsi que la référence aux publications où des informations concernant l'incidence sur l'environnement, au moins en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> et de déchets radioactifs résultant de la production d'électricité à partir de la totalité des sources d'énergie utilisées par le fournisseur au cours de l'année écoulée, sont à la disposition du public.

## ***Régulation des prix***

A l'exception des prix maximaux pour les clients protégés (tarif social), il n'y a pas de système de *price-cap* en Belgique. Les fournisseurs (y compris les gestionnaires de réseaux de distribution comme fournisseurs sociaux) récupèrent la différence entre le prix de marché et le tarif social auprès de la CREG (fonds clients protégés). Le fonds clients protégés est alimenté via la cotisation fédérale prélevée auprès des consommateurs d'énergie.

## ***Fournisseur de substitution***

Les décrets indiquent qu'il revient par le biais d'un arrêté ministériel de désigner, pour le territoire de chaque gestionnaire de réseau de distribution, un fournisseur de substitution.

### **6.2.3. Région de Bruxelles-Capitale**

#### ***Intégration des directives européennes 2003/54/CE et 2003/55/CE***

L'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité et celle du 1<sup>er</sup> 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 modifiées par l'ordonnance du 14 décembre 2006 transpose dans l'ordre juridique de la Région de Bruxelles-Capitale les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz.

#### ***La protection des consommateurs résidentiels***

L'ordonnance du 14 décembre 2006 comprend un chapitre relatif aux obligations et missions de service public dans lequel sont décrites les obligations des fournisseurs et du gestionnaire de réseau de distribution envers les clients finaux.

Les fournisseurs sont soumis aux obligations de service public suivantes :

- Les fournisseurs doivent faire une offre commerciale à tout client qui le demande dans les dix jours ouvrables. Un fournisseur peut refuser par écrit de faire offre à un client ou ancien client qui n'a pas apuré ses dettes ou qui n'a pas respecté son plan de paiement ou d'apurement.

- Les contrats de fourniture sont conclus pour une période fixe de trois ans au moins. Toutefois, un ménage peut toujours mettre fin au contrat moyennant un délai de résiliation de deux mois.
- Les fournisseurs doivent garantir une alimentation en énergie ininterrompue pour la consommation du ménage. Cette alimentation doit être au minimum de 1380 W pour l'électricité. Cette alimentation minimale n'est pas prévue pour les locaux communs des bâtiments d'habitation, ni pour les secondes résidences, ni pour des habitations inoccupées.
- Les fournisseurs ne peuvent pas procéder à la résolution du contrat de fourniture sans l'avis du juge de paix.

### ***Clients en défaut de paiement***

En cas de non paiement de la ou des facture(s), les fournisseurs sont dans l'obligation de respecter la procédure décrite à l'article 25sexies et suivants de l'ordonnance du 19 juillet relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et à l'article 20quater de l'ordonnance du 1<sup>er</sup> avril relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale avant de procéder à la résiliation du contrat de fourniture.

### ***Pour l'électricité, la procédure se déroule suivant les étapes suivantes :***

- Le fournisseur envoie un rappel.
- Le fournisseur envoie une mise en demeure par recommandé 15 jours après l'envoi du rappel. Ce courrier précise que le ménage peut refuser la communication de son nom au CPAS en envoyant une lettre recommandée au fournisseur dans les 10 jours qui suivent la réception de la mise en demeure. Dans cette lettre recommandée, le fournisseur informe le consommateur de l'imminence du placement d'un limiteur.
- A la demande du fournisseur, Sibelga place un limiteur de puissance au minimum 10 jours après le délai laissé au ménage pour refuser la communication de son nom au CPAS.
- Si le ménage ne s'y oppose pas, le fournisseur avertit le CPAS après le placement du limiteur de puissance.
- Pour rétablir la pleine puissance ou retirer le limiteur il y a trois possibilités :
  - A la demande du CPAS, si celui-ci le juge nécessaire, le fournisseur doit faire rétablir la puissance initiale (avec un plafond de 4600W) pour une période déterminée par le CPAS mais qui ne peut excéder 6 mois.

- A la demande du CPAS, le retrait du limiteur de puissance se fait dans les 15 jours après la réception d'un plan d'apurement et d'un document du CPAS certifiant qu'il assure l'accompagnement du ménage.
- A la demande du ménage, dès que la situation est régularisée ou que la moitié de la dette d'électricité est remboursée dans le respect du plan d'apurement, le fournisseur doit retirer le limiteur de puissance dans les 15 jours qui suivent cette demande.
- Si le plan d'apurement n'est pas respecté, le fournisseur peut à nouveau limiter la puissance. Il peut également demander la résiliation du contrat de fourniture au juge de paix pour autant que la procédure ci-dessus ait été respectée et que la fourniture ait été limitée à 1380 W pendant une période ininterrompue de 60 jours minimum. Toute demande de résiliation doit être communiquée par le fournisseur au CPAS.
- Les compteurs ne peuvent être coupés qu'après notification au client de la résiliation du contrat par le juge de paix.
- Le fournisseur demande alors à Sibelga de fermer les compteurs.

***Pour le gaz, la procédure se déroule suivant les étapes suivantes :***

- Le fournisseur envoie un rappel.
- Le fournisseur envoie une mise en demeure après l'envoi du rappel.
- Dans les 10 jours qui suivent l'envoi de la mise en demeure, en cas de non paiement, le fournisseur envoie un courrier informant le ménage de son intention de prévenir le CPAS.
- Le ménage peut refuser la communication de son nom au CPAS en envoyant une lettre recommandée au fournisseur dans les 10 jours suivant la réception du courrier.
- Si le ménage ne s'y oppose pas, le fournisseur avertit le CPAS dans les 10 jours suivant la l'envoi du courrier.
- Endéans les 60 jours suivant l'avertissement, le CPAS peut élaborer un plan d'apurement entre le ménage et le fournisseur.
- S'il n'y a pas de plan de paiement, s'il n'est pas respecté ou si le client refuse la communication de son nom au CPAS, le fournisseur lui envoie une lettre l'informant que s'il ne paie pas, ne reprend pas le plan de paiement ou ne lui fournit pas la preuve qu'il est client protégé, il demandera au juge de paix la résiliation du contrat de fourniture dans les 15 jours calendrier.
- Les compteurs ne peuvent être coupés qu'après notification au client de la résiliation du contrat par le juge de paix.

- Le fournisseur demande alors à Sibelga de fermer les compteurs.

### ***Protection des clients fragilisés***

Le statut de client protégé est défini au niveau fédéral. Les clients résidentiels bénéficiant de ce statut se voient appliquer un tarif social dénommé le « tarif social spécifique ».

La région de Bruxelles-Capitale a élargi cette notion de client protégé à plusieurs catégories de clients en difficultés de paiement, à savoir :

- les bénéficiaires du tarif social spécifique au niveau fédéral
- les ménages engagés dans un processus de médiation de dettes avec un centre de médiation agréé ou de règlement collectif de dettes.

De plus, il est possible d'obtenir le statut de client protégé élargi de la Région de Bruxelles-Capitale pour les ménages n'ayant pas respecté leur plan d'apurement via :

- Le CPAS sur base d'une enquête sociale
- La commission de régulation du marché de l'énergie de la Région de Bruxelles-Capitale (Brugel) sur base des revenus et de la composition de ménage.

Les clients bénéficiant du statut de client protégé de la Région de Bruxelles-Capitale sont alimentés par le fournisseur de dernier ressort (Sibelga). Le contrat de fourniture avec le fournisseur commercial est suspendu jusqu'au remboursement totale de la dette contractée.

Au 31 décembre 2008, il y avait en Région bruxelloise 25.851 ménages bénéficiant du tarif social spécifique en électricité et 19.369 ménages en gaz auprès de leur fournisseur commercial.

Au 31 décembre 2008, le fournisseur de dernier ressort alimentait 728 points de fourniture en électricité et 628 en gaz. Le tarif appliqué par le fournisseur de dernier ressort est le même que le tarif social spécifique.

Il n'est pas encore possible de donner le nombre de coupures pour non-paiement des factures de gaz et d'électricité mais ce nombre sera anecdotique.



Annexe 1

Le développement des marchés  
de l'électricité et du gaz naturel  
en Belgique Année 2008

# **Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique**

**Année 2008**

**Communiqué de presse**

## Collaboration entre les quatre régulateurs belges de l'énergie

Les quatre régulateurs publient annuellement un aperçu statistique des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique. Le but de cette publication demeure inchangé depuis la première publication en avril 2005: les régulateurs souhaitent suivre le **développement de la concurrence** par le biais d'un document **transparent** commun présentant **des statistiques uniformes et cohérentes** relatives au marché de l'énergie en Belgique et dans les régions respectives.

## Faits marquants de l'année écoulée

En ce qui concerne l'évolution du marché de l'énergie en Belgique, l'événement le plus important de 2008 a sans aucun doute été la finalisation de la **fusion de Suez et Gaz de France** déjà annoncée en 2006. En conséquence des mesures d'accompagnement présentées par le nouveau groupe fusionné pour garantir l'ouverture du marché de l'énergie et la libre concurrence, la Commission européenne a également donné son approbation au plan de fusion. Dans un premier temps, Suez a cédé en 2008, suite à une procédure d'appel d'offre, sa participation (57,24 %) dans Distrigas à l'entreprise italienne Eni S.p.A, en échange notamment d'actifs sur le marché italien. Le transfert a été définitif le 30 octobre 2008, ce qui implique que les conséquences sur le marché du gaz naturel ne se feront sentir qu'à partir de 2009. Ensuite, la britannique Centrica a fait savoir en 2008 qu'elle reprend la participation de GDF dans SPE à hauteur de 25,5 %, sur laquelle elle avait un droit de préemption, et devient ainsi l'actionnaire majoritaire (51%) de SPE, deuxième producteur d'électricité du pays. La reprise a été officiellement confirmée au début de 2009. En outre, Electrabel a annoncé en décembre 2008 qu'elle échangera une partie de ses centrales électriques et de sa production nucléaire avec le producteur d'électricité allemand E.ON. Par cette opération, conclue dans le cadre de l'accord appelé Pax Electrica 2 avec le gouvernement belge, E.ON détiendra à l'avenir entre 10 et 15 pourcents du marché de la production d'électricité belge et deviendra un acteur important, derrière GDF Suez (Electrabel) et SPE.

Dans le prolongement de la formation du groupe fusionné GDF Suez et conformément à l'accord conclu avec le gouvernement belge, Publigas, le holding qui englobe les intérêts des communes belges dans le secteur du gaz, et le groupe GDF Suez ont passé un accord relatif à l'actionnariat de Fluxys, gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel belge, et relatif au contrôle du terminal GNL de Zeebrugge. Suite à l'accord, Publigas augmentera son intérêt dans Fluxys jusqu'à 51,28 % d'ici la fin 2009. A la fin de 2008, GDF Suez et Publigas détenaient chacun 45 % de Fluxys. GDF Suez acquerrait 60 % du capital de Fluxys International, la nouvelle organisation à fonder qui serait séparée de Fluxys et qui contrôlera notamment la participation dans le terminal GNL. Publigas obtiendrait 20 % de Fluxys International et Fluxys le solde (20%) du capital. Fluxys assurerait la gestion du terminal.

Grâce à la mise en service par Fluxys LNG du quatrième réservoir de stockage de gaz naturel liquifié et du doublement des installations de regazéification sur le site du terminal GNL de Zeebrugge, **la capacité d'importation belge de gaz naturel liquifié a doublé en 2008**, passant de 4,5 BCM<sup>1</sup>/an à 9 BCM/an

La mise en service l'année passée du transformateur-déphaseur à 380 kV dans le poste haute tension Zandvliet et de deux transformateurs-déphaseurs à 380 kV dans le poste haute tension Van Eyck a permis à Elia d'assurer une meilleure maîtrise et une meilleure diffusion des flux d'électricité provenant des pays voisins sur le réseau à très haute tension. Cet investissement a une influence favorable sur **la possibilité d'échange d'énergie électrique avec les pays voisins** et par conséquent sur l'évolution future du marché.

En outre, Elia a introduit depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008 le principe de « **netting** » **de nominations contraires** sur l'interconnexion avec la France, ce qui a engendré une utilisation plus efficace de la capacité d'interconnexion. Ce principe a également été appliqué à l'interconnexion avec les Pays-Bas dans le courant de la mi-septembre 2008.

<sup>1</sup> BCM = milliard de m<sup>3</sup>(n) de gaz naturel gazeux.

## Les marchés belges de l'électricité et du gaz naturel

En 2008, la consommation totale de gaz naturel<sup>2</sup> s'élevait à 190,9 TWh en Belgique, ce qui signifie une légère hausse (+0,87 %) par rapport à la consommation de 2007 (189,3 TWh). Cette légère hausse est le résultat net d'une évolution contraire, par laquelle la diminution de la consommation des clients industriels et des producteurs d'électricité a été compensée par la hausse un peu plus forte de la consommation de la distribution publique. Il est vrai que l'année 2007 avait été anormalement chaude.

Sur le **marché de gros du gaz naturel**<sup>3</sup>, qui comporte les fournitures aux clients directs raccordés au réseau de Fluxys ainsi que l'approvisionnement des réseaux de distribution, trois acteurs supplémentaires ont commencé l'année passée les fournitures de gaz naturel, portant à 9 le nombre d'entreprises actives sur le marché belge. En ce qui concerne les nouveaux venus, la part de marché d'Eneco International BV reste limitée à 0,3 % et E.ON Ruhrgas ne totalise qu'une part de marché très minime (0,02 %). Norsk Hydro Energie AS, qui a commencé les fournitures au deuxième semestre seulement, obtient une part de marché de 0,7 %.

La part de Distrigas sur le marché de gros a continué de diminuer en 2008 en comparaison avec 2007 et a atteint 72,4 %. La diminution (-5,8 %) est plus grande que celle des années précédentes (par ex. 2007/2006 : -2,4 %). Le nouveau groupe fusionné GDF Suez, deuxième plus grand acteur sur le marché, a aussi perdu des parts de marché et arrive à 13,0 % (-2,2 %). La perte de GDF Suez profite entièrement à SPE, qui a repris les activités de shipping au profit de ses propres centrales électriques alimentées au gaz. SPE a ainsi acquis d'un seul coup une part de marché de 6 % et est devenu le quatrième acteur sur le marché, juste après Wingas, qui est parvenu à consolider de 0,6 % sa part de marché, pour atteindre 6,6 %. Les nouveaux venus de 2007 ont légèrement progressé : EDF a augmenté de 0,3 % et a donc une part de marché de 0,4 % et Essent Energy Trading a connu une hausse de 0,1 % pour atteindre une part de marché de 0,6 %.

En ce qui concerne le **fonctionnement du hub de Zeebruges**, le lancement de nouveaux services par FLUXYS en 2008 a assuré une utilisation plus optimale de la capacité disponible, ce qui a directement amené des volumes de gaz naturel physiques et négociés plus élevés à la fin de l'année. En particulier, le lancement du ZEE Platform Service est un succès, permettant au gaz naturel d'être transféré localement sans la moindre limitation de capacité. Mais on a également connu l'introduction de la capacité interruptible, en particulier sur les routes de transit vers la France. Les résultats positifs se dirigent déjà vers l'extension de ces services nouvellement introduits.

En ce qui concerne l'**électricité**, le volume total d'énergie prélevé par les clients finals du **réseau de transport** a diminué de 14,2 TWh en 2007 à 13,7 TWh en 2008. La part de marché d'Electrabel s'élevait à environ 87,3 %, ce qui revient à une baisse d'environ 2,4 points de pourcentage par rapport à 2007.

A la fin novembre 2006, le **Belpex DAM**, la bourse commerciale belge de gros pour l'électricité pour la fourniture le lendemain, a été lancé. Le Belpex DAM est couplé aux bourses de l'électricité néerlandaise et française. Ce couplage semble fructueux en 2008, comme en 2007, ce qui a engendré une convergence des prix dans les trois pays. Le prix du Belpex DAM a augmenté d'environ 41,7 €/MWh à 70,6 €/MWh en 2008 par rapport à 2007. Les derniers mois de 2008 ont connu une forte diminution des prix du Belpex DAM, en conséquence d'une forte diminution de la demande d'électricité.

Le 13 mars 2008, le Belpex a lancé un nouveau segment de marché, à savoir le Belpex CIM ou commerce intra-day. Depuis le 1er avril 2008, SPE est un liquidity provider (fournisseur de liquidité) pour ce segment de marché, ce qui signifie que SPE s'engage à placer des commandes de 25 MW destinées à l'achat ou à la vente dans une fourchette de prix déterminée pendant 80 % du temps. En 2008, 89 GWh ont été négociés sur le Belpex CIM, avec une transaction pendant presque 20 % des heures.

On peut en outre signaler que 13 sociétés étaient titulaires d'une **autorisation de fourniture** d'électricité fédérale (état au 31 décembre 2008), alors que le nombre de titulaires d'une autorisation pour le gaz naturel s'élevait à 26.

<sup>2</sup> Il convient de signaler à ce sujet que l'évaluation repose sur des chiffres liés aux activités de shipping sur le réseau de transport, tels qu'ils ont été communiqués par le gestionnaire du réseau de transport.

<sup>3</sup> voir la remarque 2

## Les marchés régionaux de l'électricité et du gaz naturel

### • Le marché bruxellois de la distribution

Entre 2007 et 2008, le nombre de points d'accès a peu évolué en Région de Bruxelles-Capitale. Une augmentation de 1.2% se fait sentir tant pour l'électricité que pour le gaz. Les comportements diffèrent lorsque l'on considère les volumes totaux de fourniture. On constate en électricité une diminution de 0.8% et en gaz une augmentation de 6%.

La part de marché en volume des fournisseurs alternatifs d'électricité est passée de 8.3% en 2007 à 12.2% en 2008. Sur le segment résidentiel, cette part de marché est passée de 1.2% à 3.49%. Sur le secteur professionnel, elle est passée de 11.7% à 16.8%.

Le fournisseur alternatif principal en volume d'électricité pour la clientèle résidentielle est LAMPIRIS, suivi par NUON. En ce qui concerne la clientèle professionnelle, le fournisseur principal est SPE, suivi par E.ON BELGIUM, ESSENT, NUON et EDF.

La part de marché en volume des fournisseurs alternatifs de gaz est passée de 3.3% en 2007 à 8.3% en 2008. Sur le segment résidentiel, cette part de marché est passée de 1.4% à 4.3%. Sur le secteur professionnel, elle est passée de 5.1% à 12.0%.

Le fournisseur alternatif principal en volume de gaz pour la clientèle résidentielle est LAMPIRIS. En ce qui concerne la clientèle professionnelle, le fournisseur principal est SPE, suivi par DISTRIGAS.

Le nombre de clients protégés est passé de 42 à 728 en électricité, soit 0.14% des clients résidentiels et de 35 à 629 en gaz, soit 0.17% des clients résidentiels. La raison de cette forte augmentation est que la procédure pour devenir client protégé n'a rendu ses premiers effets qu'au mois d'octobre 2007 pour ne fonctionner pleinement qu'en 2008.

Au cours de l'année 2008, la licence de fourniture d'électricité de la société allemande E.ON SALES & TRADING GmbH lui a été retirée et une licence de fourniture d'électricité a été octroyée à E.ON ENERGY SALES GmbH.

### • Le marché wallon de la distribution

Deux ans après l'ouverture, deux clients gaz sur trois ont signé un contrat avec le fournisseur de leur choix. Un tiers de ces clients actifs a opté pour un fournisseur différent de celui désigné par son gestionnaire de réseau.

Les nouveaux entrants continuent leur progression : un client sur huit a aujourd'hui un contrat avec un fournisseur différent des trois « historiques » que sont Electrabel Customer Solutions, SPE/Luminus et Dstrigaz. Vu l'importance en nombre du marché résidentiel et des petits professionnels, ce sont essentiellement Essent Belgium, Lampiris et Nuon Belgium qui se partagent les 77.000 clients sortis du giron des grands ; le premier marquant un palier dans sa progression, à l'inverse des deux autres qui affichent une croissance très soutenue. Du côté « historiques », Electrabel Customer solutions a vu décroître son portefeuille de clients de manière continue depuis l'ouverture du marché, à l'inverse de SPE qui a enregistré une légère progression.

Sur le marché des clients non résidentiels, la concurrence est rude. Dstrigaz a perdu un tiers des volumes vendus en 2006 aux industriels situés sur les réseaux de distribution.

EDF Belgium enregistre une très nette progression de ses volumes vendus à la clientèle professionnelle, multipliés par huit entre 2007 et 2008. De même, Eneco International a fait son entrée sur le marché des clients industriels, venant ainsi renforcer le jeu de la concurrence en s'ajoutant aux Dstrigas, Electrabel Customer Solutions, Wingas, GDF Suez, EDF Belgium, SPE, Essent Belgium, Nuon Belgium déjà actifs dans le créneau.

L'ouverture totale du marché wallon de l'électricité est également une réalité depuis le 1er janvier 2007. Tout au long de 2008, la clientèle continue à profiter pleinement de son droit de pouvoir choisir activement un fournisseur. Si les clients signataires d'un contrat de fourniture représentaient déjà 1 utilisateur sur 2 (49,5 %) fin 2007, leur nombre s'est encore accru au cours des trimestres suivants pour atteindre, fin 2008, 3 utilisateurs sur 5 (58,6 %) ; ce pourcentage est stable et vise aussi bien les clients

résidentiels (58,2 %) que professionnels (61,3 %); la tendance des utilisateurs à préférer le fournisseur désigné pour leur zone se confirme (65 %), à fortiori pour la clientèle résidentielle.

Si l'on considère la totalité des fournitures en Région wallonne (RD+RTL+RT), 80 % des énergies livrées au cours de l'exercice 2008 sont couvertes par un contrat signé. En terme de volume d'énergie livrée, si les parts de marché de SPE restent globalement stables (15,75 % (+ 0,5 %)), celle du groupe Electrabel sont en diminution d'environ 4,7 % au profit des nouveaux fournisseurs (+ 4,1 %).

Ramenant ces chiffres en nombre de clients, 1 utilisateur sur 7 (soit 13,4 % et 228.000 clients) est alimenté par un nouvel entrant. Essent reste le plus important (125.000 clients) mais il est le seul à voir son portefeuille diminuer (- 6 %) au cours de l'exercice 2008. Les nouveaux fournisseurs qui enregistrent la plus belle progression sont Lampiris (61.000 clients / + 26 %) et Nuon (37.500 clients / + 46 %). Les autres (EDF, Eneco, et EON) continuent également leur progression, mais vu leur politique de ne desservir que des clients non-résidentiels, leur nombre total de clients reste relativement faible. Reibel progresse également mais, titulaire d'une licence limitée à une puissance plafonnée, son portefeuille ne comporte qu'un nombre limité de clients, essentiellement résidentiels.

L'année 2008 a également vu l'émergence de 2 nouveaux titulaires de licence de fourniture : E.ON Energy Sales GmbH (reprenant la clientèle de E.ON Energy Trading) et Recybois (licence limitée à des clients déterminés).

#### ▪ Le marché flamand de la distribution

A la fin 2008, on comptait 21 titulaires d'autorisations de fourniture d'électricité. C'est un de plus qu'à la fin 2007. DB Energie et E.ON Energy Sales GmbH ont obtenu une autorisation de fourniture en 2008. Le nombre d'autorisations de fourniture de gaz naturel s'élevait à 15 en 2008.

Toutes ces entreprises ne visent pas le même groupe cible. Certains fournisseurs sont intéressés par le marché résidentiel. D'autres fournisseurs visent plutôt les petites ou plus grandes entreprises et/ou les pouvoirs publics.

Depuis la libéralisation du marché flamand de l'énergie le 1<sup>er</sup> juillet 2003, plus de quatre clients sur cinq (professionnels et domestiques) ont conclu un contrat avec le fournisseur de leur choix. Bien que la part de marché des fournisseurs standard ne puisse plus être déterminée de manière uniforme suite à la fusion de SPE et de Luminus, l'augmentation du nombre de contrats est due principalement aux anciens fournisseurs standard, lesquels ont réussi à persuader les clients qui leur avaient été attribués de signer un contrat. Tout comme l'an dernier, les nouveaux venus n'ont pas réussi à étendre sensiblement leur part de marché en 2008.

Un peu moins de 15 % des clients résidentiels pour l'électricité et 10 % des clients résidentiels pour le gaz naturel n'avaient pas encore signé de contrat fin 2008. Pour les clients professionnels, cela fluctuait un peu au-dessus de 20 % pour l'électricité et un peu en dessous de 25 % pour le gaz naturel.

La poursuite de la hausse de la part de marché des gestionnaires du réseau dans leur rôle de fournisseur social est marquante. 2,72 % des clients résidentiels flamands pour l'électricité (2,19 % dans le rôle de fournisseur social) et 3,23 % des clients résidentiels pour le gaz naturel (2,60 % dans le rôle de fournisseur social) ont été fournis par ceux-ci à la fin 2008. Ils occupent, de ce fait, une place sans cesse plus importante sur le marché résidentiel de l'énergie (4<sup>ème</sup> plus grande part de marché). La plupart de ces clients sont des familles dont le contrat de fourniture a été résilié par leur fournisseur commercial pour cause de non-paiement ou pour une autre raison. Ces familles n'ont pourtant pas été éjectées. Le gestionnaire du réseau assure, dans ce cas, la fourniture d'électricité et de gaz naturel.

Le groupe SPE demeure, en termes d'électricité fournie, le deuxième principal fournisseur après le groupe Electrabel. Il est suivi, tout comme les années précédentes, par Nuon et Essent. SPE occupe la deuxième place pour le gaz naturel, après Electrabel Customer Solutions/GDF Suez. Alors qu'il était considéré auparavant comme partie du groupe Electrabel, Distrigas est à présent un acteur indépendant, occupant la 3<sup>ème</sup> position. Nuon et Wingas GmbH complètent le top cinq.

A l'exception de 2007, lorsque le volume d'électricité fourni via le réseau de distribution diminuait, on voit à nouveau apparaître une légère augmentation. Le volume d'électricité fourni sur le réseau de transport poursuit sa tendance à la diminution. La diminution continue du volume sur le réseau de



transport pourrait s'expliquer par le nombre croissant d'installations de production décentralisées qui fournissent directement les consommateurs sans passer par les réseaux.

Les volumes de gaz naturel fournis sur le réseau de distribution augmentent par rapport à l'an dernier. C'est essentiellement dû aux basses températures de 2008 par rapport aux températures de 2007. En 2008, le nombre de raccordements au réseau de distribution a augmenté en moyenne de 4422 points d'accès par mois pour le gaz naturel et de 3173 points d'accès pour l'électricité.

Pour plus d'informations à propos de ce communiqué de presse:

CREG: Laurent Jacquet, Porte-parole  
+32 (0)2.289.76.90  
laurent.jacquet@creg.be

VREG: André Pictoel, administrateur délégué  
+32 (0)2.553.13.79  
andre.pictoel@vreg.be

CWape: Francis Ghigny, Président  
+32 (0)81.33.08.13  
cwape@cwape.be

BRUGEL: Pascal Misselyn  
+32 (0)2.563.02.02  
pmisselyn@brugel.irisnet.be

# **Le développement des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique**

## **Année 2008**

### **Statistiques de marché**



## I. PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ ACTIFS SUR BASE DE L'ÉNERGIE LIVRÉE <sup>(1)(2)</sup>

Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en <b>Belgique</b> <sup>(3)(4)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.	Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en <b>Région flamande</b> <sup>(4)(5)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.
<p style="text-align: center;">Total Belgique: 78,15 TWh</p> <p style="text-align: center;">Autres fournisseurs: Anode; E.ON Energy Sales ; E.ON Energy Trading ; Ecopower ; EDF Belgium ; Elektriciteitsbedrijf Merksplas ; Eneco International ; Energie 2030 Agence ; Lampiris ; Recybois ; Reibel ; Renogen ; Seva ; Trianel ; Wase Wind; Gestionnaires de réseau; Hub &amp; Importation Directe.</p>	<p style="text-align: center;">Région flamande: 48,29 TWh</p> <p style="text-align: center;">Autres fournisseurs: Anode; E.ON Energy Sales ; E.ON Energy Trading ; Ecopower ; EDF Belgium ; Elektriciteitsbedrijf Merksplas ; Essent Belgium ; Lampiris ; Reibel ; Trianel ; Wase Wind; Gestionnaires de réseau.</p>
<p style="text-align: center;">Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en <b>Région wallonne</b> <sup>(4)(5)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.</p>	<p style="text-align: center;">Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en <b>Région de Bruxelles-Capitale</b> <sup>(4)(5)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.</p>
<p style="text-align: center;">Région wallonne: 24,06 TWh</p> <p style="text-align: center;">Autres fournisseurs: E.ON Energy Sales ; E.ON Energy Trading ; Eneco International ; Energie 2030 Agence ; Lampiris ; Recybois ; Reibel ; Renogen ; Seva ; Gestionnaires de réseau.</p>	<p style="text-align: center;">Région de Bruxelles-Capitale: 5,799 TWh</p> <p style="text-align: center;">Autres fournisseurs: E.ON Energy Sales ; EDF Belgium ; Eneco International ; Essent Belgium ; Lampiris ; Nuon Belgium ; Reibel (Belpower); Gestionnaire de réseau.</p>

<b>Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs sur le réseau de distribution sur base de l'énergie livrée en 2008.</b>	<b>Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs sur les réseaux de distribution en Région flamande<sup>(7)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.</b>																																						
<p style="text-align: center;">Belgique – Réseau de distribution: 64,54 TWh</p> <table border="1"> <caption>Belgique – Réseau de distribution: 64,54 TWh</caption> <thead> <tr> <th>Fournisseur</th> <th>Part de marché (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>ECS</td><td>51,4%</td></tr> <tr><td>Electrabel</td><td>18,8%</td></tr> <tr><td>SPE</td><td>13,6%</td></tr> <tr><td>Nuon Belgium</td><td>4,0%</td></tr> <tr><td>E.ON Belgium</td><td>2,8%</td></tr> <tr><td>Essent Belgium</td><td>2,8%</td></tr> <tr><td>EDF Belgium</td><td>2,2%</td></tr> <tr><td>Eneco International</td><td>2,1%</td></tr> <tr><td>Autres (&lt;2%)</td><td>2,3%</td></tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: Anode; E.ON Energy Sales ; E.ON Energy Trading ; Ecopower ; Elektriciteitsbedrijf Merksplas; Energie 2030 Agence ; Lampiris ; Recybois ; Reibel ; Renogen ; Seva ; Trianel ; Wase Wind; Gestionnaires de réseau.</p>	Fournisseur	Part de marché (%)	ECS	51,4%	Electrabel	18,8%	SPE	13,6%	Nuon Belgium	4,0%	E.ON Belgium	2,8%	Essent Belgium	2,8%	EDF Belgium	2,2%	Eneco International	2,1%	Autres (<2%)	2,3%	<p style="text-align: center;">Région flamande - réseaux de distribution : 40,21 TWh</p> <table border="1"> <caption>Région flamande - réseaux de distribution : 40,21 TWh</caption> <thead> <tr> <th>Fournisseur</th> <th>Part de marché (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>ECS</td><td>50,9%</td></tr> <tr><td>Electrabel</td><td>19,2%</td></tr> <tr><td>SPE</td><td>13,9%</td></tr> <tr><td>Nuon Belgium</td><td>5,4%</td></tr> <tr><td>E.ON Belgium</td><td>2,9%</td></tr> <tr><td>Eneco International</td><td>2,5%</td></tr> <tr><td>Essent Belgium</td><td>2,2%</td></tr> <tr><td>Autres (&lt;2%)</td><td>3,0%</td></tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: Anode; E.ON Energy Sales ; E.ON Energy Trading ; Ecopower ; EDF Belgium ; Elektriciteitsbedrijf Merksplas; Lampiris ; Reibel ; Trianel ; Wase Wind; Gestionnaires de réseau.</p>	Fournisseur	Part de marché (%)	ECS	50,9%	Electrabel	19,2%	SPE	13,9%	Nuon Belgium	5,4%	E.ON Belgium	2,9%	Eneco International	2,5%	Essent Belgium	2,2%	Autres (<2%)	3,0%
Fournisseur	Part de marché (%)																																						
ECS	51,4%																																						
Electrabel	18,8%																																						
SPE	13,6%																																						
Nuon Belgium	4,0%																																						
E.ON Belgium	2,8%																																						
Essent Belgium	2,8%																																						
EDF Belgium	2,2%																																						
Eneco International	2,1%																																						
Autres (<2%)	2,3%																																						
Fournisseur	Part de marché (%)																																						
ECS	50,9%																																						
Electrabel	19,2%																																						
SPE	13,9%																																						
Nuon Belgium	5,4%																																						
E.ON Belgium	2,9%																																						
Eneco International	2,5%																																						
Essent Belgium	2,2%																																						
Autres (<2%)	3,0%																																						
<b>Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs sur les réseaux de distribution et de transport local en Région wallonne<sup>(7)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.</b>	<b>Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs sur les réseaux de distribution et de transport régional en Région de Bruxelles-Capitale<sup>(7)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.</b>																																						
<p style="text-align: center;">Région wallonne - réseaux de distribution et de transport local: 18,53 TWh</p> <table border="1"> <caption>Région wallonne - réseaux de distribution et de transport local: 18,53 TWh</caption> <thead> <tr> <th>Fournisseur</th> <th>Part de marché (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>ECS</td><td>44,7%</td></tr> <tr><td>Electrabel</td><td>20,3%</td></tr> <tr><td>SPE</td><td>16,2%</td></tr> <tr><td>EDF Belgium</td><td>5,4%</td></tr> <tr><td>Essent Belgium</td><td>4,4%</td></tr> <tr><td>E.ON Belgium</td><td>2,7%</td></tr> <tr><td>Lampiris</td><td>2,1%</td></tr> <tr><td>Autres (&lt;2%)</td><td>4,4%</td></tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: E.ON Energy Sales ; E.ON Energy Trading ; Eneco International ; Energie 2030 Agence ; Nuon Belgium ; Recybois ; Reibel ; Renogen ; Seva ; Gestionnaires de réseau.</p>	Fournisseur	Part de marché (%)	ECS	44,7%	Electrabel	20,3%	SPE	16,2%	EDF Belgium	5,4%	Essent Belgium	4,4%	E.ON Belgium	2,7%	Lampiris	2,1%	Autres (<2%)	4,4%	<p style="text-align: center;">Région de Bruxelles-Capitale - réseaux de distribution et de transport régional: 5,799 TWh</p> <table border="1"> <caption>Région de Bruxelles-Capitale - réseaux de distribution et de transport régional: 5,799 TWh</caption> <thead> <tr> <th>Fournisseur</th> <th>Part de marché (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>ECS</td><td>76,9%</td></tr> <tr><td>Electrabel</td><td>10,9%</td></tr> <tr><td>SPE</td><td>3,2%</td></tr> <tr><td>E.ON Belgium</td><td>2,3%</td></tr> <tr><td>Autres (&lt;2%)</td><td>6,7%</td></tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: E.ON Energy Sales ; EDF Belgium ; Eneco International ; Essent Belgium ; Lampiris ; Nuon Belgium ; Reibe (Belpower)l ; Gestionnaire de réseau.</p>	Fournisseur	Part de marché (%)	ECS	76,9%	Electrabel	10,9%	SPE	3,2%	E.ON Belgium	2,3%	Autres (<2%)	6,7%								
Fournisseur	Part de marché (%)																																						
ECS	44,7%																																						
Electrabel	20,3%																																						
SPE	16,2%																																						
EDF Belgium	5,4%																																						
Essent Belgium	4,4%																																						
E.ON Belgium	2,7%																																						
Lampiris	2,1%																																						
Autres (<2%)	4,4%																																						
Fournisseur	Part de marché (%)																																						
ECS	76,9%																																						
Electrabel	10,9%																																						
SPE	3,2%																																						
E.ON Belgium	2,3%																																						
Autres (<2%)	6,7%																																						

## II. PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL ACTIFS SUR BASE DE L'ÉNERGIE LIVRÉE <sup>(1)(2)</sup>

Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs <b>en Belgique</b> <sup>(3)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.	Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs <b>en Région flamande</b> <sup>(5)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.
<p>Total Belgique : 190,9 TWh</p> <p>Autres Fournisseurs: Dong Energy Sales; EDF Belgium; E.ON Belgium; Elektriciteitsbedrijf Merksplas; Essent Belgium; Essent Energy Trading; Lampiris; Nuon Belgium; StatoilHydro; Gestionnaires de réseau.</p>	<p>Région flamande: 132,4 TWh</p> <p>Autres Fournisseurs: Dong Energy Sales; EDF Belgium; E.ON Ruhrgas; Elektriciteitsbedrijf Merksplas; Eneco International; Essent Belgium; Essent Energy Trading; Lampiris; StatoilHydro; Gestionnaires de réseau.</p>
<p>Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs <b>en Région wallonne</b> <sup>(5)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.</p>	<p>Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs <b>en Région de Bruxelles-Capitale</b> <sup>(5)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.</p>
<p>Région wallonne: 47,88 TWh</p> <p>Autres Fournisseurs: EDF Belgium; Eneco International; Essent Belgium; Lampiris; Nuon Belgium; Gestionnaires de réseau.</p>	<p>Région de Bruxelles-Capitale: 9,931 TWh</p> <p>Autres fournisseurs: Distrigas; Essent Belgium; Nuon Belgium; Gestionnaire de réseau.</p>

<b>Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs sur le réseau de distribution sur base de l'énergie livrée en 2008.</b>	<b>Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs sur les réseaux de distribution en Région flamande<sup>(7)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.</b>																																
<p>Belgique - réseau de distribution: 88,4 TWh</p> <table border="1"> <caption>Market Share of Gas Suppliers in Belgium (2008)</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>64,3%</td> </tr> <tr> <td>SPE</td> <td>15,3%</td> </tr> <tr> <td>Distrigas</td> <td>6,6%</td> </tr> <tr> <td>Nuon Belgium</td> <td>4,1%</td> </tr> <tr> <td>GDF SUEZ</td> <td>2,3%</td> </tr> <tr> <td>Wingas</td> <td>2,0%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>5,4%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres Fournisseurs: Dong Energy Sales; EDF Belgium; E.ON Ruhrgas; Elektriciteitsbedrijf Merksplas; Eneco International; Essent Belgium; Lampiris; Gestionnaires de réseau.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	64,3%	SPE	15,3%	Distrigas	6,6%	Nuon Belgium	4,1%	GDF SUEZ	2,3%	Wingas	2,0%	autres (<2%)	5,4%	<p>Région flamande - réseaux de distribution: 58,84 TWh</p> <table border="1"> <caption>Market Share of Gas Suppliers in the Flemish Region (2008)</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>62,8%</td> </tr> <tr> <td>SPE</td> <td>14,5%</td> </tr> <tr> <td>Distrigas</td> <td>8,2%</td> </tr> <tr> <td>Nuon Belgium</td> <td>5,4%</td> </tr> <tr> <td>GDF SUEZ</td> <td>2,8%</td> </tr> <tr> <td>Wingas</td> <td>2,3%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>4,0%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres Fournisseurs: Dong Energy Sales; E.ON Ruhrgas; Elektriciteitsbedrijf Merksplas; Eneco International; Essent Belgium; Lampiris; Gestionnaires de réseau.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	62,8%	SPE	14,5%	Distrigas	8,2%	Nuon Belgium	5,4%	GDF SUEZ	2,8%	Wingas	2,3%	autres (<2%)	4,0%
Supplier	Market Share (%)																																
ECS	64,3%																																
SPE	15,3%																																
Distrigas	6,6%																																
Nuon Belgium	4,1%																																
GDF SUEZ	2,3%																																
Wingas	2,0%																																
autres (<2%)	5,4%																																
Supplier	Market Share (%)																																
ECS	62,8%																																
SPE	14,5%																																
Distrigas	8,2%																																
Nuon Belgium	5,4%																																
GDF SUEZ	2,8%																																
Wingas	2,3%																																
autres (<2%)	4,0%																																
<p><b>Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs sur les réseaux de distribution en Région wallonne<sup>(7)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.</b></p>	<p><b>Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs sur le réseau de distribution en Région de Bruxelles-Capitale<sup>(7)</sup> sur base de l'énergie livrée en 2008.</b></p>																																
<p>Région wallonne - réseaux de distribution: 19,00 TWh</p> <table border="1"> <caption>Market Share of Gas Suppliers in the Walloon Region (2008)</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>53,9%</td> </tr> <tr> <td>SPE</td> <td>25,0%</td> </tr> <tr> <td>Distrigas</td> <td>4,6%</td> </tr> <tr> <td>Essent Belgium</td> <td>4,2%</td> </tr> <tr> <td>Lampiris</td> <td>2,7%</td> </tr> <tr> <td>Wingas</td> <td>2,3%</td> </tr> <tr> <td>EDF Belgium</td> <td>2,1%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>5,3%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres Fournisseurs: Eneco International; GDF SUEZ; Nuon Belgium; Gestionnaires de réseau.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	53,9%	SPE	25,0%	Distrigas	4,6%	Essent Belgium	4,2%	Lampiris	2,7%	Wingas	2,3%	EDF Belgium	2,1%	autres (<2%)	5,3%	<p>Région de Bruxelles-Capitale - réseau de distribution: 10,53 TWh</p> <table border="1"> <caption>Market Share of Gas Suppliers in the Brussels-Capital Region (2008)</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>91,7%</td> </tr> <tr> <td>SPE</td> <td>2,9%</td> </tr> <tr> <td>Lampiris</td> <td>2,1%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>3,4%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: SPE; Distrigas; Lampiris; Nuon Belgium; Essent Belgium; Gestionnaire de réseau.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	91,7%	SPE	2,9%	Lampiris	2,1%	autres (<2%)	3,4%				
Supplier	Market Share (%)																																
ECS	53,9%																																
SPE	25,0%																																
Distrigas	4,6%																																
Essent Belgium	4,2%																																
Lampiris	2,7%																																
Wingas	2,3%																																
EDF Belgium	2,1%																																
autres (<2%)	5,3%																																
Supplier	Market Share (%)																																
ECS	91,7%																																
SPE	2,9%																																
Lampiris	2,1%																																
autres (<2%)	3,4%																																

### III. PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS D'ÉLECTRICITÉ ACTIFS SUR BASE DU NOMBRE DE POINTS D'ACCÈS <sup>(1)(9)</sup>

Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en Belgique <sup>(7)</sup> sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2008.	Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en Région flamande <sup>(7)</sup> sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2008.																												
<p>Total Belgique: 5.443.639 points d'accès</p> <table border="1"> <caption>Market Share Data - Belgium</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>67,9%</td> </tr> <tr> <td>SPE</td> <td>19,3%</td> </tr> <tr> <td>Nuon Belgium</td> <td>5,3%</td> </tr> <tr> <td>Essent Belgium</td> <td>3,5%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>2,1%</td> </tr> <tr> <td>gestionnaires</td> <td>2,1%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: Anode; E.ON Belgium ;E.ON Energy Sales ; Ecopower ; EDF Belgium ; Electrabel; Elektriciteitsbedrijf Merksplas; Eneco International ; Energie 2030 Agence ; Lampiris ; Reibel ; Trianel ; Wase Wind.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	67,9%	SPE	19,3%	Nuon Belgium	5,3%	Essent Belgium	3,5%	autres (<2%)	2,1%	gestionnaires	2,1%	<p>Région flamande: 3.143.157 points d'accès</p> <table border="1"> <caption>Market Share Data - Région flamande</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>66,9%</td> </tr> <tr> <td>SPE</td> <td>20,0%</td> </tr> <tr> <td>Nuon Belgium</td> <td>7,7%</td> </tr> <tr> <td>Essent Belgium</td> <td>2,0%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>0,9%</td> </tr> <tr> <td>gestionnaires</td> <td>2,5%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: Anode; E.ON Belgium ;E.ON Energy Sales ; Ecopower ; EDF Belgium ; Electrabel; Elektriciteitsbedrijf Merksplas; Eneco International ; Lampiris ; Reibel ; Trianel ; Wase Wind.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	66,9%	SPE	20,0%	Nuon Belgium	7,7%	Essent Belgium	2,0%	autres (<2%)	0,9%	gestionnaires	2,5%
Supplier	Market Share (%)																												
ECS	67,9%																												
SPE	19,3%																												
Nuon Belgium	5,3%																												
Essent Belgium	3,5%																												
autres (<2%)	2,1%																												
gestionnaires	2,1%																												
Supplier	Market Share (%)																												
ECS	66,9%																												
SPE	20,0%																												
Nuon Belgium	7,7%																												
Essent Belgium	2,0%																												
autres (<2%)	0,9%																												
gestionnaires	2,5%																												
<p>Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en Région wallonne<sup>(7)</sup> sur base du nombre de points d'accès au 1<sup>er</sup> décembre 2008.</p>	<p>Parts de marché des fournisseurs d'électricité actifs en Région de Bruxelles-Capitale<sup>(7)</sup> sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2008.</p>																												
<p>Région wallonne: 1.697.766 points d'accès</p> <table border="1"> <caption>Market Share Data - Région wallonne</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>60,2%</td> </tr> <tr> <td>SPE</td> <td>24,5%</td> </tr> <tr> <td>Essent Belgium</td> <td>7,4%</td> </tr> <tr> <td>Lampiris</td> <td>3,6%</td> </tr> <tr> <td>Nuon Belgium</td> <td>2,2%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>2,1%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: E.ON Belgium ;E.ON Energy Sales ; EDF Belgium ; Electrabel; Eneco International ; Energie 2030 Agence ; Reibel ; Gestionnaires de réseau.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	60,2%	SPE	24,5%	Essent Belgium	7,4%	Lampiris	3,6%	Nuon Belgium	2,2%	autres (<2%)	2,1%	<p>Région de Bruxelles-Capitale: 602.716 points d'accès</p> <table border="1"> <caption>Market Share Data - Région de Bruxelles-Capitale</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>94,6%</td> </tr> <tr> <td>Lampiris</td> <td>3,0%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>2,4%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: E.ON Belgium ;E.ON Energy Sales ; EDF Belgium ; Electrabel; Eneco International ; Essent Belgium; Nuon Belgium ; Reibel (Belpower) ; SPE; Gestionnaire de réseau.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	94,6%	Lampiris	3,0%	autres (<2%)	2,4%						
Supplier	Market Share (%)																												
ECS	60,2%																												
SPE	24,5%																												
Essent Belgium	7,4%																												
Lampiris	3,6%																												
Nuon Belgium	2,2%																												
autres (<2%)	2,1%																												
Supplier	Market Share (%)																												
ECS	94,6%																												
Lampiris	3,0%																												
autres (<2%)	2,4%																												

**IV. PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS DE GAZ NATUREL ACTIFS SUR BASE DU NOMBRE DE POINTS D'ACCÈS (1)(9)**

Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs en Belgique <sup>(7)</sup> sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2008.	Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs en Région flamande <sup>(7)</sup> sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2008.																										
<p>Total Belgique : 2.767.608 points d'accès</p> <table border="1"> <caption>Market Share Data - Belgium</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>70,2%</td> </tr> <tr> <td>SPE</td> <td>16,8%</td> </tr> <tr> <td>Nuon</td> <td>5,8%</td> </tr> <tr> <td>Gestionnaires</td> <td>2,8%</td> </tr> <tr> <td>Essent Belgium</td> <td>2,4%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>2,0%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: Distrigas; DongEnergy Sales; EDF Belgium; Elektriciteitsbedrijf Merksplas; Essent Energy Trading; Gaz de France; Lampiris; Wingas.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	70,2%	SPE	16,8%	Nuon	5,8%	Gestionnaires	2,8%	Essent Belgium	2,4%	autres (<2%)	2,0%	<p>Région flamande: 1.741.285 points d'accès</p> <table border="1"> <caption>Market Share Data - Région flamande</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>69,7%</td> </tr> <tr> <td>SPE</td> <td>16,5%</td> </tr> <tr> <td>Nuon Belgium</td> <td>8,1%</td> </tr> <tr> <td>Gestionnaires</td> <td>3,1%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>2,6%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres Fournisseurs: Distrigas; Dong Energy Sales; EDF Belgium; Elektriciteitsbedrijf Merksplas; Eneco International; Essent Belgium; GDF SUEZ; Lampiris; Wingas.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	69,7%	SPE	16,5%	Nuon Belgium	8,1%	Gestionnaires	3,1%	autres (<2%)	2,6%
Supplier	Market Share (%)																										
ECS	70,2%																										
SPE	16,8%																										
Nuon	5,8%																										
Gestionnaires	2,8%																										
Essent Belgium	2,4%																										
autres (<2%)	2,0%																										
Supplier	Market Share (%)																										
ECS	69,7%																										
SPE	16,5%																										
Nuon Belgium	8,1%																										
Gestionnaires	3,1%																										
autres (<2%)	2,6%																										
<p>Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs en Région wallonne<sup>(7)</sup> sur base du nombre de points d'accès au 1<sup>er</sup> décembre 2008.</p>	<p>Parts de marché des fournisseurs de gaz naturel actifs en Région de Bruxelles-Capitale<sup>(7)</sup> sur base du nombre de points d'accès au 31 décembre 2008.</p>																										
<p>Région wallonne: 616.605 points d'accès</p> <table border="1"> <caption>Market Share Data - Région wallonne</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>55,9%</td> </tr> <tr> <td>SPE</td> <td>28,2%</td> </tr> <tr> <td>Gestionnaires</td> <td>3,6%</td> </tr> <tr> <td>Essent Belgium</td> <td>5,8%</td> </tr> <tr> <td>Lampiris</td> <td>4,2%</td> </tr> <tr> <td>Nuon Belgium</td> <td>2,3%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>0,1%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: Distrigas; EDF Belgium; Eneco International; GDF SUEZ; Wingas.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	55,9%	SPE	28,2%	Gestionnaires	3,6%	Essent Belgium	5,8%	Lampiris	4,2%	Nuon Belgium	2,3%	autres (<2%)	0,1%	<p>Région de Bruxelles-Capitale: 409.718 points d'accès</p> <table border="1"> <caption>Market Share Data - Région de Bruxelles-Capitale</caption> <thead> <tr> <th>Supplier</th> <th>Market Share (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ECS</td> <td>94,1%</td> </tr> <tr> <td>Lampiris</td> <td>3,7%</td> </tr> <tr> <td>autres (&lt;2%)</td> <td>2,2%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Autres fournisseurs: Distrigas; Essent Belgium; Nuon Belgium; SPE; Gestionnaire.</p>	Supplier	Market Share (%)	ECS	94,1%	Lampiris	3,7%	autres (<2%)	2,2%		
Supplier	Market Share (%)																										
ECS	55,9%																										
SPE	28,2%																										
Gestionnaires	3,6%																										
Essent Belgium	5,8%																										
Lampiris	4,2%																										
Nuon Belgium	2,3%																										
autres (<2%)	0,1%																										
Supplier	Market Share (%)																										
ECS	94,1%																										
Lampiris	3,7%																										
autres (<2%)	2,2%																										

**Liste des détenteurs d'une autorisation ou licence fédérale et/ou régionale de fourniture d'électricité (situation au 31 décembre 2008)<sup>(10)</sup>**

	Niveau Fédéral	Région flamande	Région wallonne	Région Bruxelles - Capitale
Anode BV		✓		
DB Energie		✓		
Duferco Energia SRL	✓			
E.ON Belgium SA		✓	✓	✓
E.ON Sales & Trading GmbH	✓	✓		
E.ON Energy Trading AG		✓		
E.ON Energy Sales GmbH		✓	✓	✓
Ecopower CVBA		✓		
EDF Belgium SA	✓	✓	✓	✓
Electrabel Customer Solutions SA		✓	✓	✓
Electrabel SA	✓	✓	✓	✓
Elektriciteitsbedrijf Merksplas SPRL		✓		
ENDESA Energía SA	✓	✓	✓	✓
Eneco International BV	✓	✓	✓	✓
Energie 2030 Agence S.A.			✓	
Essent Belgium SA	✓	✓	✓	✓
Essent Energy Trading BV	✓			
Gaselys SAS	✓			
Lampiris SA		✓	✓	✓
Nidera Handelscompagnie B.V.		✓		
Nuon Belgium SA	✓	✓	✓	✓
RECYBOIS SA			✓	
Reibel SA		✓	✓	✓
Renogen S.A.			✓	
RWE Key Account GmbH	✓			
RWE Solutions AG	✓			
Seva S.A.			✓	
SPE SA, y compris la marque Luminus	✓	✓	✓	✓
Thenergo		✓		
Trianel Energie BV		✓		✓
Wase Wind CVBA		✓		

**Liste des détenteurs d'une autorisation ou licence fédérale et/ou régionale de fourniture gaz naturel (situation au 31 décembre 2008)<sup>(10)</sup>**

	Niveau Fédéral	Région flamande	Région wallonne	Région Bruxelles - Capitale
Air Liquide Technische Gassen BV	✓			
ConocoPhillips (UK) Ltd	✓			
Distrigaz SA	✓	✓	✓	✓
DELTA Energy BV	✓	✓		
Dong Energy Sales BV		✓		
E.ON Ruhrgas AG	✓	✓	✓	
E.ON Belgium SA	✓			
EDF Belgium SA	✓	✓	✓	
EDF	✓			
Electrabel SA	✓		✓	✓
Electrabel Customer Solutions (ECS) SA	✓	✓	✓	✓
Elektriciteitsbedrijf Merksplas BVBA		✓		
Eneco International BV	✓	✓	✓	✓
ENI (UK) Ltd	✓			
Essent Belgium SA	✓	✓	✓	✓
Essent Energy Trading BV	✓			
Gaselys SAS	✓			
Gazprom Marketing & Trading Ltd	✓			
GDF SUEZ	✓	✓	✓	✓
Lampiris SA	✓	✓	✓	✓
Merrill Lynch Commodities (Europe) Ltd	✓			
Norsk Hydro Energie AS	✓			
Nuon Belgium SA	✓	✓	✓	✓
Nuon Energy Trade & Wholesale BV	✓			
RWE Energy Nederland SA	✓	✓		
SPE SA, y compris la marque Luminus	✓	✓	✓	✓
Total Gas & Power Ltd	✓			
Wingas GmbH	✓	✓	✓	



- (1) Les fournisseurs actifs en 2008 sont les fournisseurs qui ont effectivement livré de l'énergie en 2008. Ceci exclut par exemple les fournisseurs qui ont conclu en 2008 des contrats de livraison qui entrent en vigueur en 2009.
- (2) Les parts de marché sont calculées sur base des quantités d'énergie (en TWh) fournies par chaque fournisseur et par les gestionnaires de réseau entre le 1 janvier 2008 et le 31 décembre 2008 aux clients finals. Ces données peuvent légèrement différer des données communiquées par les gestionnaires de réseaux. Certaines données sont encore sujettes à validation à cause de l'application de différentes méthodes d'allocation par les différents gestionnaires de réseau.
- (3) Ce graphique reprend, de façon agrégée, les données concernant les trois régions, chaque région intégrant déjà sa quotité propre relative au réseau de transport.
- (4) Ces chiffres sont indépendants des énergies injectées par des unités de production locale sur les réseaux.
- (5) Ce graphique reprend, de façon agrégée, les données concernant la livraison aux clients raccordés tant aux réseaux de distribution qu'aux réseaux de transport y compris la fourniture de gaz naturel aux centrales électriques.
- (6) Les fournisseurs actifs sur le réseau de transport sont les fournisseurs des clients 'directs' raccordés au réseau haute tension d'Elia (tension supérieure à 70 kV).
- (7) Ce graphique reprend uniquement les données concernant la livraison aux clients raccordés aux réseaux de distribution (et, en électricité, aux réseaux de transport local).
- (8) Les fournisseurs actifs sur le réseau de transport sont les fournisseurs des clients 'directs' raccordés au réseau de Fluxys.
- (9) Les parts de marché sont calculées sur base du nombre de points d'accès (codes EAN).
- (10) Pour une liste mise à jour des détenteurs d'une autorisation de fourniture, le lecteur est prié de bien vouloir consulter les sites Internet des différents régulateurs.

*Ce rapport est basé sur des données transmises par les différents fournisseurs et gestionnaires de réseau. La CREG, la VREG, la CWAPE et BRUGEL ne peuvent en aucun cas être tenus responsables de l'exactitude des données publiées dans ce rapport. La présentation des données ne porte pas préjudice à la répartition des compétences, ni aux droits et obligations, des autorités fédérale et régionales.*