



Commission de Régulation de l'Electricité 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

### **ETUDE**

(F)060518-CDC-512

relative aux

*« différentes composantes du prix du gaz naturel en Belgique et aux possibilités de baisse »*

réalisée en application de l'article 15/14, § 2, 2°, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

le 18 mai 2006

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) a reçu le 3 novembre 2005 une lettre du Ministre de l'Economie, de l'Energie, du Commerce extérieur et de la Politique scientifique (ci-après : le Ministre), datée du 27 octobre 2005, lui confiant comme mission :

« Une analyse approfondie des différentes composantes tarifaires. Il ne s'agissait pas seulement du prix de la production (uniquement électricité), mais aussi du transport ou de la transmission, de la distribution, de la fourniture et de diverses taxes fédérales et régionales (pour le gaz et l'électricité). Ce volet de l'étude doit successivement aborder :

- la définition de ces composantes tarifaires ;
- le comportement des tarifs par rapport aux niveaux de prix dans les pays limitrophes (actualisation d'une ancienne analyse) ;
- la mesure dans laquelle ces composantes tarifaires peuvent baisser ;
- les mesures (concrètes) pouvant être prises pour réaliser ces baisses de prix.

Ces deux derniers éléments seront extrêmement importants et méritent un examen extrêmement précis, réaliste et approfondi. »

Le 14 novembre 2005, la CREG a signalé au Ministre que les directions compétentes pour la réalisation de l'étude avaient d'ores et déjà activé trois pistes, à savoir :

- un questionnaire détaillé a été élaboré et transmis aux fournisseurs en vue de parvenir à une comparaison nationale des composantes tarifaires ;
- sur la base d'une étude approfondie de la littérature, un récapitulatif des études tarifaires comparatives déjà disponibles est établi ;
- plusieurs organisations extérieures ont été invitées à fournir à court terme les chiffres internationaux les plus récents et le cas échéant à les analyser.

L'étude demandée à la CREG s'inscrit dans le cadre de l'article 15/14, § 2, 2° de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations, qui habilite le Ministre à demander à la CREG de réaliser des enquêtes ou des études relatives au marché du gaz.

La présente étude compte 12 parties. Après une brève présentation du marché du gaz et du contexte actuel, les différentes composantes du prix final du gaz sont énumérées. Ensuite, chacune de ces composantes est passée en revue, à savoir : le coût de production et d'acheminement du gaz jusqu'à la frontière, le coût de l'acheminement à

travers le réseau de transport belge, le coût du stockage en Belgique, le coût du terminaling du gaz naturel liquéfié, le coût de la distribution du gaz, le coût de fourniture et enfin, le coût des taxes, surcharges et prélèvements. Lors de l'examen de chaque composante, une série de mesures concrètes sont proposées en vue d'en limiter, voire d'en réduire le coût. En parallèle, le fonctionnement du marché du gaz est abordé car il influence, de manière indirecte mais toutefois sensible, la concurrence et l'accès au réseau, ce qui peut avoir un impact non négligeable sur le prix du gaz. Enfin, le cadre légal et réglementaire est détaillé, de manière à indiquer quelles sont les mesures qui peuvent être prises au regard des dispositions actuelles et d'éventuelles nouvelles dispositions. L'étude se termine par des conclusions et des recommandations concrètes.

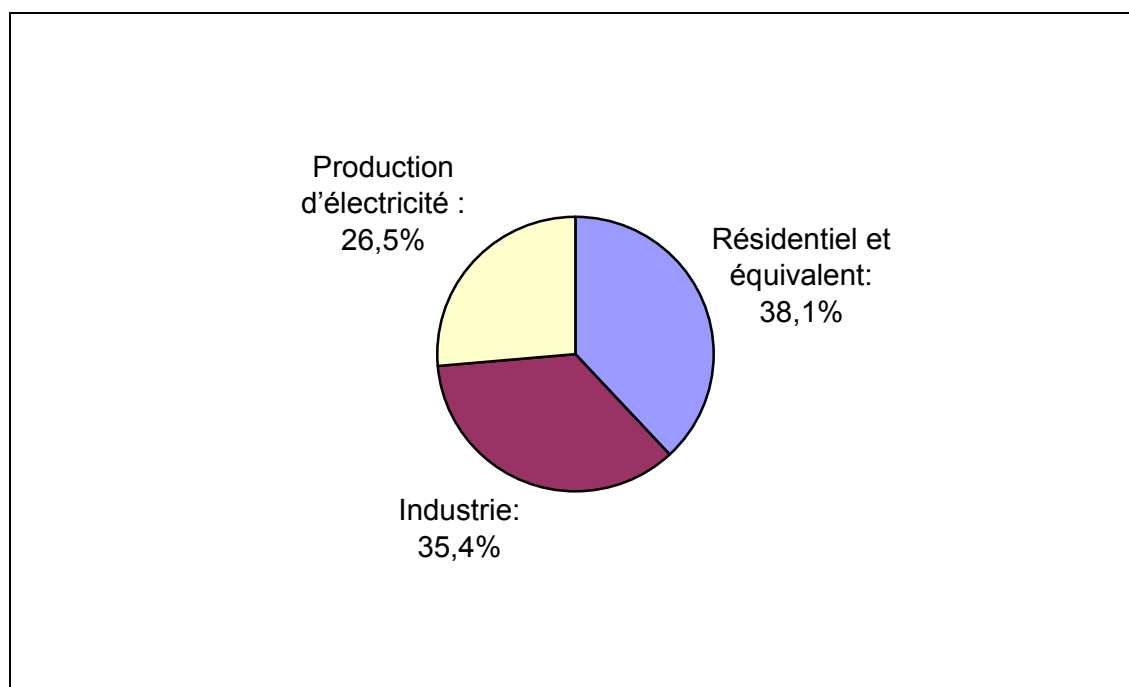
La présente étude a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 18 mai 2006.

# 1 BRÈVE PRÉSENTATION DU MARCHÉ DU GAZ EN BELGIQUE

## 1.1 LA DEMANDE DE GAZ NATUREL

1. Comme le montre le graphique ci-dessous, les secteurs résidentiel et tertiaire sont les principaux consommateurs de gaz naturel en Belgique. Ensuite, l'industrie suit d'assez près, puis on trouve la production d'électricité.

**Figure 1** Consommation de gaz naturel par secteur en 2004



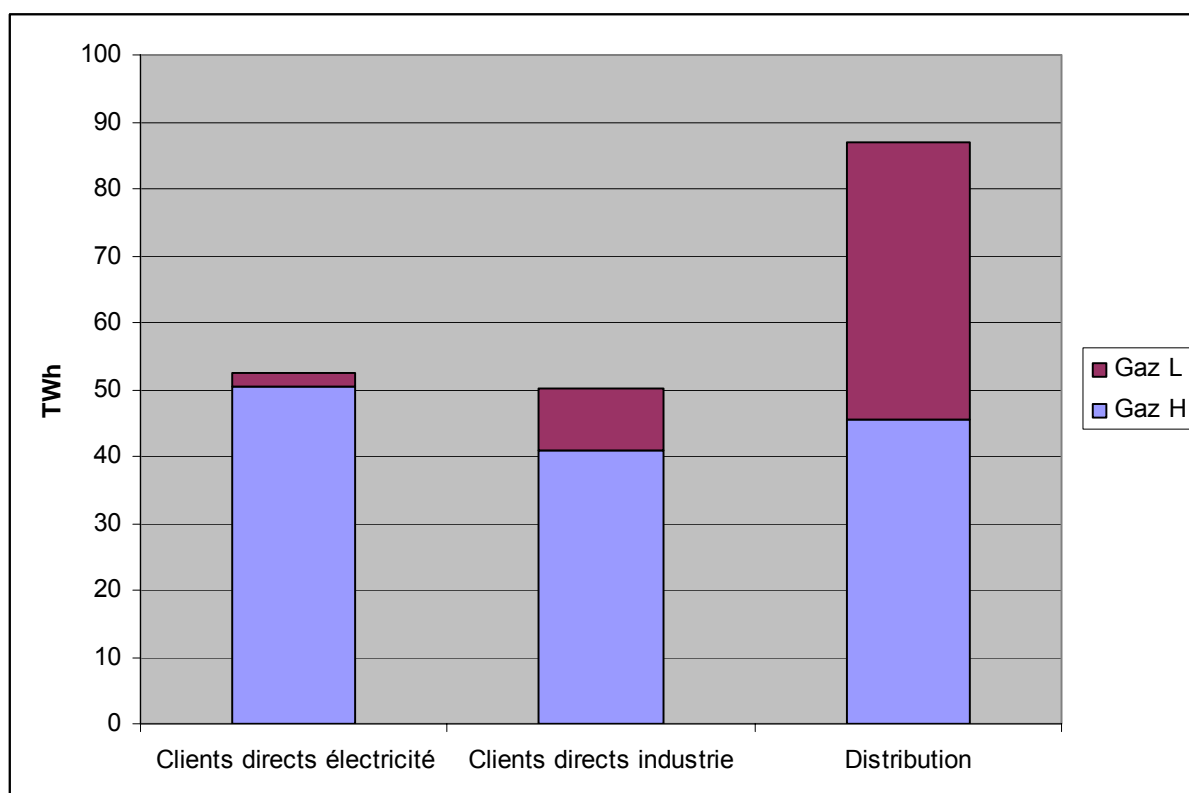
Source : Figaz

La consommation de gaz naturel a légèrement augmenté en 2005 (+1,5%) par rapport à 2004, passant de 187.330 GWh à 190.118 GWh. Cette augmentation est due principalement à celle de la consommation aux fins de production d'électricité. (+5,6%). La consommation des grands clients industriels directement raccordés au réseau de transport a également connu une légère hausse (+1,9%), de même que la consommation sur les réseaux de distribution (+1,5%) qui connaît une nette progression du nombre de consommateurs.

La demande de gaz est amenée à connaître une croissance importante dans les prochaines années<sup>1</sup> : la CREG s'attend à ce que la consommation de gaz naturel en Belgique passe de 17 milliards de m<sup>3</sup> en 2004 à 23 milliards de m<sup>3</sup> en 2014.

Le gaz à bas pouvoir calorifique (gaz L) a représenté 28% de la consommation en 2005, contre 29% en 2004. Cette évolution rentre dans le cadre de la politique de conversion graduelle d'une partie de la consommation de gaz L vers le gaz H, qui se poursuivra au cours des prochaines années.

**Figure 2 Répartition sectorielle de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2005**



Source : CREG

## 1.2 L'EVOLUTION DU MARCHÉ AVEC LA LIBERALISATION

2. Le tableau suivant détaille l'évolution du marché avec la libéralisation, en ce qui concerne l'importation, le transport, la distribution et la fourniture de gaz. A ce jour, seuls les clients résidentiels en Région wallonne et en Région de Bruxelles-Capitale ne peuvent pas choisir librement leur fournisseur. En Région wallonne, les clients résidentiels seront

<sup>1</sup> CREG, Proposition de plan indicatif d'approvisionnement en gaz naturel, (F)040923-CREG-360, [www.creg.be](http://www.creg.be)

éligibles au 1<sup>er</sup> janvier 2007. En Région de Bruxelles-Capitale, le Gouvernement doit encore fixer la date à laquelle les clients résidentiels sont éligibles; cette date ne peut être ni antérieure au 1er janvier 2007 ni postérieure au 1er juillet 2007.

**Tableau 1 Evolution du marché avec la libéralisation**

<b>Activité</b>	<b>Statut avant libéralisation</b>	<b>Statut avec libéralisation</b>
<b>Importation</b>	Monopole naturel Distrigaz	Concurrence Distrigaz, GDF, Wingas
<b>Transport</b>	Monopole légal Distrigaz	Monopole légal Gestionnaire du réseau : FLUXYS – FLUXYS LNG
<b>Distribution</b>	Monopole légal 18 Intercommunales	Monopole légal 18 Intercommunales (Gestionnaires du réseau de distribution)
<b>Fourniture</b>	Monopole légal Distrigaz (réseau de transport) Intercommunales (distribution)	Concurrence Distrigaz, GDF (réseau de transport) ECS, Nuon, Luminus, ...

Source : CREG

Les compétences de la CREG se limitent aux activités de monopole, à savoir :

- l'approbation et le contrôle des tarifs d'utilisation et de raccordement aux réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'aux installations de stockage et de GNL :
- l'accès au réseau de transport et aux installations de stockage et de GNL

Comme on le voit, la régulation ne s'applique que sur une partie limitée du marché, à savoir le transport et la distribution de gaz, tandis que l'importation et la fourniture sont soumises à la concurrence. Cela signifie que la CREG ne contrôle directement qu'une partie du prix final au consommateur, soit une partie qui correspond à moins de 40% pour un client résidentiel et qui est encore moindre pour un client industriel (environ 10%). Dès lors, il est impératif que la concurrence puisse s'exercer de manière effective si on souhaite rencontrer l'objectif de la libéralisation et faire bénéficier au client final d'une fourniture de gaz au meilleur prix.

## 2 COMPOSANTES DU PRIX DU GAZ EN BELGIQUE

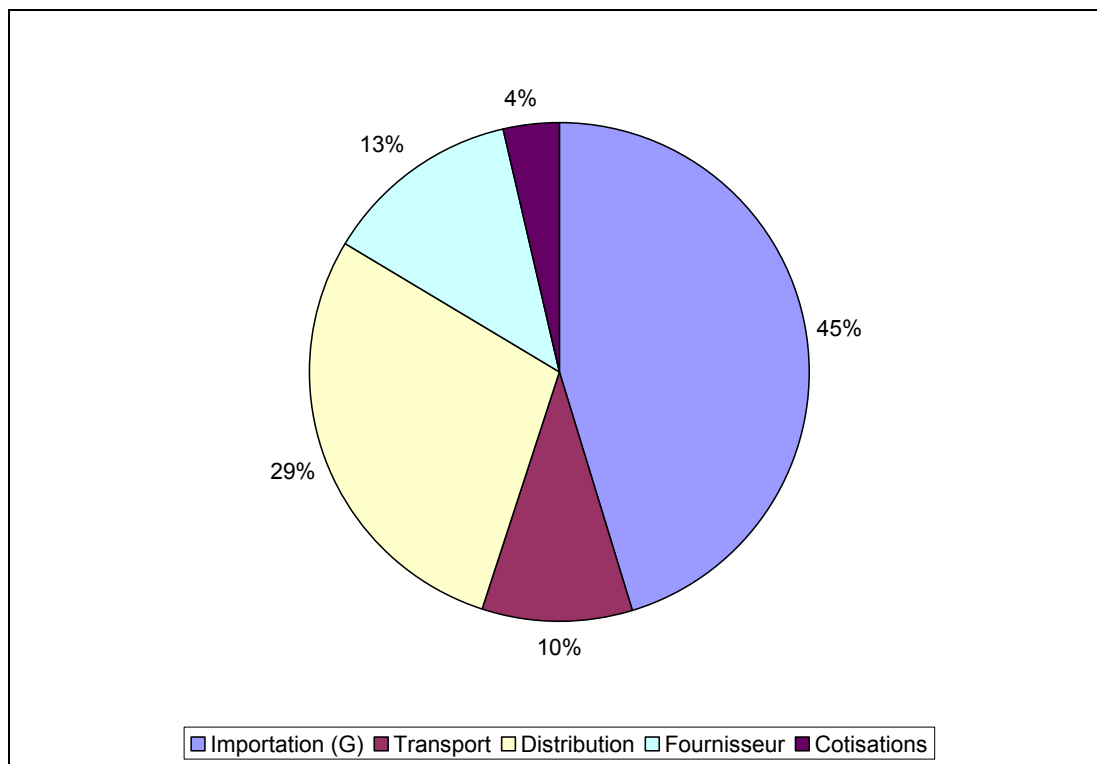
3. Le prix du gaz HTVA pour le client final en Belgique est composé de 5 éléments : l'importation, le transport (y compris flexibilité et stockage), la distribution, la marge de fourniture et les surcharges. Les chapitres qui vont suivre analysent chacun de ces éléments.

Les deux graphiques suivants permettent de donner un aperçu préalable de l'importance de ces différentes composantes dans le prix total du gaz HTVA. L'importance de ces différentes composantes varie d'une part en fonction de la consommation et du profil du client et d'autre part en fonction de l'évolution respective des composantes.

Plus le volume de consommation du client est important, plus la part de la molécule de gaz (composante importation) dans le total aura tendance à augmenter, comme cela est illustré par les deux graphiques suivants.

Pour un client résidentiel "chauffage individuel" avec une consommation moyenne de 22 MWh par an, le prix du gaz HTVA appliqué en 2005 se répartit comme suit :

**Figure 3** Décomposition du prix du gaz HTVA – Client résidentiel “chauffage individuel” (22 MWh/an) en 2005.

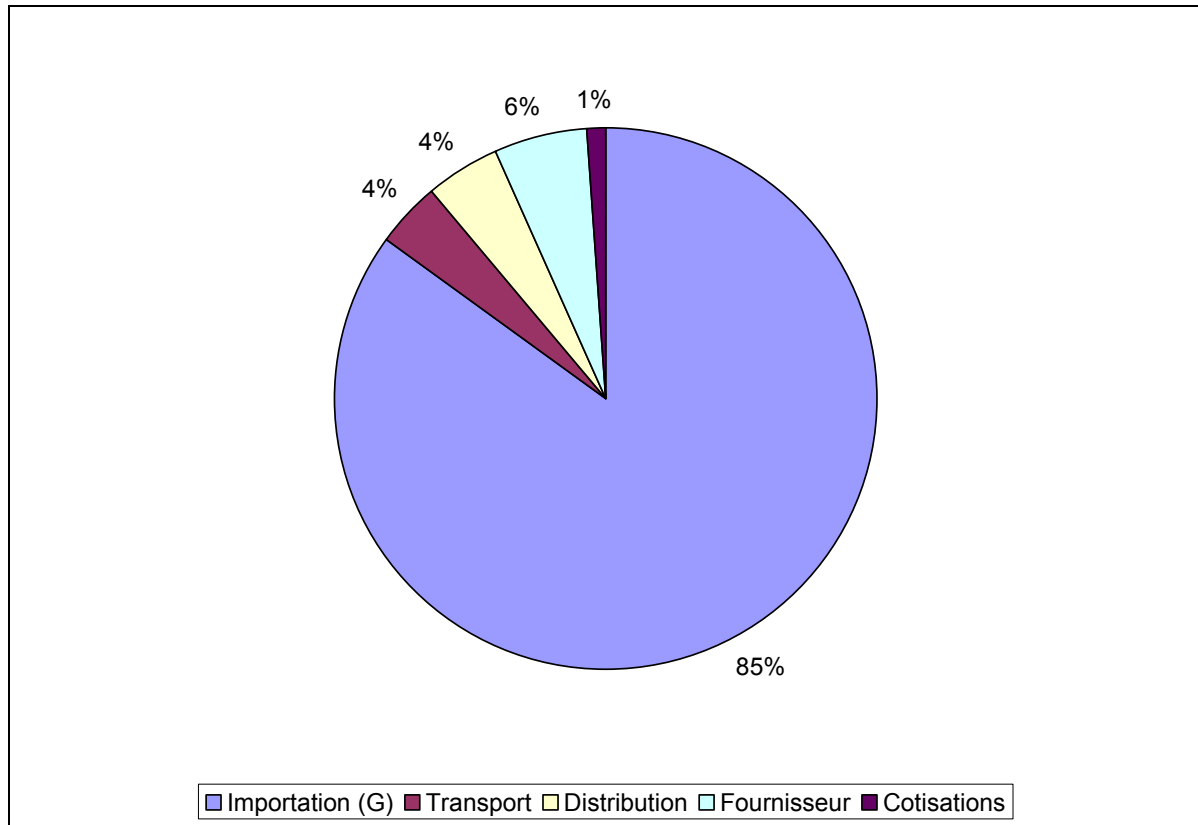


Source : CREG

A cela, il faut encore ajouter la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) qui s'élève à 21 %.

Pour un client industriel raccordé sur le réseau de distribution avec une consommation moyenne de 25.000 MWh par an, le prix du gaz se répartit comme suit :

**Figure 4** Décomposition du prix du gaz HTVA – Client industriel (25.000 MWh/an) en 2005



Source : CREG

La part de l'importation dans le total de la facture a tendance à augmenter. Le prix de la molécule de gaz est en effet en forte hausse dans la foulée de l'augmentation des prix des produits pétroliers tandis que les composantes transport et distribution restent stables voire diminuent sous l'effet de la régulation. La composante surcharges a quant à elle légèrement augmenté. La marge du fournisseur est l'élément défini par défaut, il est par conséquent moins aisé de se prononcer sur son évolution.

Ces deux graphiques ont été élaborés comme suit :

- Les prix finaux HTVA ont été obtenus en utilisant les formules de prix maximum déterminés par l'arrêté ministériel du 12 décembre 2001. Un recoupement a été effectué avec les prix établis par Eurostat pour les clients résidentiels (catégorie D3) et industriels (catégorie I3-1), ce qui a donné des résultats relativement similaires ;



- La part de l'importation a été déterminée sur base de la moyenne du prix d'achat du gaz naturel à la frontière belge pour l'année 2005 ;
- Les composantes transport, distribution et surcharges ont été déterminés directement par la CREG qui dispose de données internes en la matière ;
- La composante "marge du fournisseur" est l'élément défini par défaut.

### 3 IMPORTATION DU GAZ (PRIX DE LA MOLECULE DE GAZ)

#### 3.1 ORGANISATION ET STRUCTURE DES IMPORTATIONS BELGES DE GAZ

4. Contrairement à l'électricité, la Belgique ne produit ou n'extrait pas de gaz naturel. Par conséquent, la totalité de la consommation en Belgique est importée de l'étranger.

En Belgique, le principal importateur de gaz est Distrigaz (environ 90%), suivi par Gaz de France (GdF) avec une part de quelque 10%. Le tableau ci-dessous présente les parts de tous les acteurs du marché. Les conséquences en terme de concentration de l'éventuelle fusion entre Suez (actionnaire majoritaire de Distrigaz) et GDF sont abordées au point 10.4. Puisque Distrigaz fournit la majeure partie du gaz à la frontière belge (environ 90%), nous nous concentrerons sur l'organisation spécifique de son portefeuille dans la suite.

**Tableau 2** Part des acteurs de marché dans les importations de gaz (2004-2005)

<b>Importation</b>	2004	2005
<i>dont</i>		
Distrigaz	88%	85%
GdF	8%	11%
Wingas	2%	4%
BP	2%	0%
<b>Total</b>	100%	100%

Source : CREG

Distrigaz possède un portefeuille de contrats à long terme. Ces derniers constituent l'épine dorsale de l'approvisionnement pour sa clientèle. Les achats sur le marché à court terme constituent un complément permettant d'accroître la concurrence tarifaire et la flexibilité en termes de volume.

La disponibilité de capacité de transport et de stockage en vue de transporter le gaz acheté à sa destination et vers les lieux de stockage (intermédiaires) en Belgique et à l'étranger constitue un autre facteur important du comportement d'achat d'un importateur.

Cette disponibilité est nécessaire pour équilibrer les profils de prélèvement contractuels et les profils d'approvisionnement du client. En effet, le profil d'approvisionnement des clients chauffage connaît un certain *swing* avec baisse de consommation en été et un pic de consommation en hiver.

La composition du portefeuille d'approvisionnement (à long terme) pour le marché belge - qui est quasi entièrement déterminée par Distrigaz - est illustrée dans le tableau ci-dessous. A ce jour, l'approvisionnement du marché belge se fait depuis diverses origines, dont les Pays-Bas, la Norvège et l'Algérie<sup>2</sup>. Ces trois premiers pays assument ensemble 90% de l'approvisionnement belge. Les autres pays sont notamment l'Allemagne (principalement du gaz provenant à l'origine de Russie) et le Royaume-Uni (gaz provenant de champs britanniques et de Norvège).

**Tableau 3 Régions/volumes d'approvisionnement sur le marché belge (2004)**

<b>Importation</b>	Gm <sup>3</sup>	% du total
<i>dont</i>		
Pays Bas	7,7	39%
Norvège	7,2	37%
Algérie	2,9	15%
Autres	1,9	10%
<b>Total</b>	<b>19,7</b>	<b>100%</b>

Source : Consultant externe, décembre 2005

Les importations ne sont pas entièrement destinées à la consommation en Belgique. Une partie est achetée par la contrepartie belge (importateur) pour être revendue à l'étranger<sup>3</sup>. La consommation belge effective peut être estimée à environ 17 Gm<sup>3</sup> pour 2005. Les contrats à court terme ne constituent qu'un pourcentage très restreint de ce volume total et ne seront dès lors pas abordés plus avant.

2 A partir de 2007, il est prévu qu'un approvisionnement considérable s'effectue depuis le Qatar par le biais du terminal GNL de Zeebrugge. La destination de ce gaz (Belgique/étranger) n'est toutefois pas encore définitive et dépendra des conditions de marché.

3 Cette revente est définie comme des « exportations » et s'élève à quelque 3 Gm<sup>3</sup>.

### 3.2 LE COUT DE LIVRAISON TECHNIQUE (COUT DE PRODUCTION ET COUT DE TRANSPORT) A LA FRONTIERE

5. Bien que le prix de vente à la frontière soit déterminé à l'aide d'indices généraux, des différences de prix techniques inhérentes subsistent toujours pour livrer les molécules de gaz à la frontière. Ces différences dépendent bien entendu de l'origine et du mode de transport du gaz (c'est-à-dire sous forme gazeuse ou liquide). En substance, il convient de parcourir toute la chaîne depuis la région d'extraction jusqu'à la frontière pour déterminer le prix.

Dans ce chapitre, nous présenterons séparément pour chaque origine la situation générale (statut et politique en matière de réserves nationales de gaz), le coût de production réel et enfin, le coût d'approvisionnement total (coûts de transport inclus) jusqu'à la frontière exprimé en \$/MBTU<sup>4</sup> (norme de comparaison internationale) et en €/MWh<sup>5</sup>.

D'importantes composantes du prix de vente à la frontière (en fait, la différence entre le coût d'approvisionnement réel pour le producteur et le prix de vente à la frontière) ne sont toutefois pas encore incluses dans cette analyse. Il s'agit notamment des marges bénéficiaires des sociétés de production et de transport actives et des royalties ainsi que de l'impôt des sociétés prélevés par le pays producteur, en sus des coûts techniques réels d'exploration/production et de transport du gaz. Ce facteur de prix additionnel est présenté plus en détail au chapitre 3.3 qui traite du prix de vente réel (marges incluses).

Le seul aspect déjà commenté à cet égard au chapitre 3.2, vu le lien inhérent avec le pays d'origine, est la politique générale en matière de prix de vente de la ou des société(s) de vente du pays producteur en question.

---

<sup>4</sup> MBTU : Million British Thermal Units.

<sup>5</sup> La moyenne de 2005 est utilisée comme taux de change. Comme hypothèse (simplifiée), du gaz d'une valeur énergétique de 41,9 MJ/m<sup>3</sup>(n) est pris comme référence pour la conversion de la norme MBTU.

## 3.2.1 Norvège

### 3.2.1.1 Situation générale et politique de production/prix

6. Les réserves de gaz sont estimées à 3.700 Gm<sup>3</sup>, ce qui permet de produire 120 Gm<sup>3</sup> en plateau durant 25 ans avec une phase de déclin de 10 ans. De 61 Gm<sup>3</sup>/an de gaz en 2002 (soit 15% de la consommation UE-15), les exportations devraient passer à 100 Gm<sup>3</sup>/an en 2010 (dont 38 à 44 Gm<sup>3</sup> sont destinés au Royaume-Uni à partir de 2007) et à 110 Gm<sup>3</sup>/an en 2020. La Norvège a le potentiel pour augmenter sensiblement ses exportations de gaz jusqu'aux années 2010 et 2020. En fait, les exportations pourraient passer de quelque 65 Gm<sup>3</sup> aujourd'hui à environ 100 Gm<sup>3</sup> d'ici 2010 et 110 Gm<sup>3</sup> d'ici 2020. La majeure partie de cette augmentation de production devrait provenir de nouveaux développements dans la mer de Norvège (+47 Gm<sup>3</sup> d'ici 2020), de petits champs en mer du Nord (+10 Gm<sup>3</sup>) et de Snøhvit dans la mer de Barents (+7 Gm<sup>3</sup>).

De façon plus détaillée, nous pouvons affirmer que les champs de mer du Nord ont produit en 2002 quelque 54 Gm<sup>3</sup>, ce qui représentait 83% de la production norvégienne de gaz. Le champ de Troll a produit à lui seul 25 Gm<sup>3</sup> (40%), et les autres champs de mer du Nord réunis ont produit 29 Gm<sup>3</sup>. D'ici 2020, la production de gaz en mer du Nord devrait atteindre près de 40 Gm<sup>3</sup>, mais sa part dans la production norvégienne totale va descendre à un niveau légèrement supérieur à 50%. Puisque le niveau de production de Troll et des autres grands champs et ceux de taille moyenne devrait rester constant, l'augmentation viendra principalement de champs satellites de taille plus réduite.

Au cours des années 1980 et 1990, d'importantes découvertes de pétrole et de gaz ont été réalisées au large des côtes du centre de la Norvège (62<sup>e</sup> degré de latitude nord). Les champs de la région d'Haltenbanken (Aasgard, Heidrun, Midgard) se situent à environ 200 km au nord-ouest de Trondheim et les réserves sont équitablement partagées entre pétrole et gaz. Le grand champ d'Ormen Lange (réserves de 375 Gm<sup>3</sup>), à quelque 200 km au sud-est d'Aasgard, est notamment un champ de gaz non associé. Ce champ doit compenser une bonne partie de la baisse de production gazière au Royaume-Uni.

La production a débuté en 2000 en mer de Norvège. En 2002, sa part était de 15% de la production norvégienne totale de gaz, et devrait atteindre 40% d'ici 2020. Cette production sera plus ou moins équitablement partagée entre les champs d'Ormen Lange et de Haltenbanken. La plupart des champs de ces régions sont situés à de grandes

profondeurs (plus de 300 m), et toute canalisation doit traverser le plancher océanique de la fosse norvégienne et les fjords littoraux afin que le gaz puisse être traité sur terre.

Des découvertes dans la région de Tromsflaket, à quelque 150 km au nord-ouest d'Hammerfest, concernent pratiquement toutes du gaz non associé. Les plus grands champs (Snøhvit, Askelad) entrent en considération pour des exportations de GNL.

Les filiales de Statoil dans les différents pays (en Belgique aussi) sont responsables de la signature des contrats et de la fixation du prix de vente final (prix de vente à la frontière) du gaz. Statoil souhaite, tant en production qu'en transport, voir les coûts totaux, y compris la rente pétrolière, être couverts par le prix de vente, que ce dernier soit basé sur le prix spot ou une autre référence.

### 3.2.1.2 Coût de production

7. Le coût de production envisagé en mer du Nord peut être déterminé suivant une évaluation des informations contenues dans le « Norwegian Petroleum Directorate », ce qui donne les conclusions suivantes :

**Tableau 4 Coût de production par site en Norvège**

	\$/MBTU
Troll	0,8
Champs moyens	1,1-1,2
Petits champs satellites	1,3-1,4

Source : Consultant externe, décembre 2005

Le coût de production en mer de Norvège a été évalué à 1,3 \$/MBTU, même si des calculs basés sur des données publiées dans le « Norwegian Petroleum Directory » suggèrent plutôt des coûts de production de 1,6 \$/MBTU pour Aasgard et de 1,75 \$/MBTU pour Ormen Lange. Le coût de production de Snøhvit a été estimé à environ 1,2 \$/MBTU.

### 3.2.1.3 Coût de transport

8. Le coût de transport technique pour le transport de gaz de Norvège en Belgique est déterminé par la canalisation Troll (Zeepipe I) qui arrive à la frontière nationale à Zeebrugge. La distance indicative est de 1.117 kilomètres sous-marins, ce qui correspond à un prix de 0,81 \$/MBTU.

Les champs de la partie septentrionale de la mer du Nord, entre le 60<sup>e</sup> et le 62<sup>e</sup> parallèle (Troll, Statfjord), présentent un coût de transport moyen vers l'Europe continentale de quelque 0,8 \$/MBTU. Pour les champs de la partie méridionale de la mer du Nord, le coût de transport est d'environ 0,5 \$/MBTU.

### 3.2.1.4. Tableau récapitulatif du coût d'approvisionnement technique pour la Norvège<sup>6</sup>

9. Le tableau ci-dessous résume le coût d'approvisionnement technique de gaz norvégien en Belgique.

**Tableau 5 Coût d'approvisionnement technique du gaz norvégien en Belgique**

<b>Coût d'approvisionnement en Belgique en \$/MBTU</b>					
	Troll	Nord de la Mer du Nord		Sud de la Mer du Nord	
		Champs moyens	Satellites	Champs moyens	Satellites
Production	0,80	1,15	1,35	1,15	1,35
Transport technique	0,81	0,8	0,8	0,5	0,55
<b>Total</b>	<b>1,61</b>	<b>1,95</b>	<b>2,15</b>	<b>1,65</b>	<b>1,90</b>

<b>Coût d'approvisionnement en Belgique en €/MWh</b>					
	Troll	Nord de la Mer du Nord		Sud de la Mer du Nord	
		Champs moyens	Satellites	Champs moyens	Satellites
Production	2,19	3,15	3,70	3,15	3,70
Transport technique	2,22	2,19	2,19	1,37	1,51
<b>Total</b>	<b>4,41</b>	<b>5,35</b>	<b>5,89</b>	<b>4,52</b>	<b>5,21</b>

Source : Consultant externe, décembre 2005

<sup>6</sup> Si le terminal GNL de Snøhvit est utilisé comme point d'injection, le coût d'approvisionnement technique total est de 2,8 \$/MBTU vers le terminal GNL de Zeebrugge.

## **3.2.2. Algérie**

### **3.2.2.1. Situation générale et politique de production/prix**

10. Les réserves de gaz sont estimées à 5.800 Gm<sup>3</sup>, soit 73 années au rythme de production actuel (80 Gm<sup>3</sup>/an). De 58 Gm<sup>3</sup> en 2003, les exportations devraient passer à 85 Gm<sup>3</sup>/an en 2010 et à 120 Gm<sup>3</sup>/an en 2020, moyennant la réalisation d'investissements.

Outre le champ de gaz super-géant de Hassi R'Mel, la majorité des champs de gaz algériens sont situés dans deux grands bassins : le bassin de Reggan, à environ 600 km au sud de Hassi R'Mel (régions d'In Salah et d'Ahnet), et le bassin d'Illizi (Fort de Polignac), qui s'étend sur un large arc entre 100 et 700 km au sud-est de Hassi Messaoud et comprend également la région d'In Amenas. Hassi R'Mel, en plus d'être un grand centre de production, est un centre de stockage pour les fournitures de gaz venant du sud.

Pratiquement tous les champs sont situés à l'intérieur du Sahara, à plus de 600 km de la côte méditerranéenne. De nombreux réservoirs de gaz en Algérie produisent des volumes importants de condensats. Les champs présentent des porosités relativement faibles, mais des perméabilités élevées. Le contenu du gaz en non-hydrocarbures est relativement faible mais la quantité d'hydrocarbures lourds dans le gaz est relativement élevée.

La Sonatrach privilégie les contrats à long terme TOP avec un prix de base indexé sur le prix du pétrole.<sup>7</sup> On note une évolution vers des prix diversifiés en fonction du client final et la création de filiales de commercialisation mixtes avec les importateurs. La politique commerciale de la Sonatrach ne serait pas susceptible d'induire une réduction du prix de vente à la frontière rendu à l'UE et les discussions entre l'Algérie et la Commission européenne concernant la clause de destination sont toujours en cours.

### **3.2.2.2. Coût de production**

11. Une part importante du gaz produit dans le sud de l'Algérie est réinjecté dans le champ de Hassi R'Mel afin d'optimiser la récupération de condensat. Hassi R'Mel constitue un point de stockage et le gaz d'autres champs est amené jusqu'à Hassi R'Mel

---

<sup>7</sup>

TOP : Take or Pay.



en vue d'être traité, réinjecté ou transporté sur la côte. Le coût de production futur de gaz naturel en Algérie peut être estimé<sup>8</sup> :

- entre 0,3 et 0,4 \$/MBTU pour le champ super-géant de Hassi R'Mel ;
- entre 0,5 et 0,6 \$/MBTU pour les champs situés dans les régions de Hassi Messaoud, In Amenas et In Salah.

Toutes les routes d'exportation partent de Hassi R'Mel. Afin de transporter le gaz d'In Amenas à Hassi R'Mel (960 km), environ 0,35 \$/MBTU doivent être ajoutés au coût total, tandis que ce montant est de 0,20 \$/MBTU pour amener le gaz d'In Salah à Hassi R'Mel (520 km).

Il est dès lors possible d'envisager pour la période visée un coût moyen pondéré de 0,55 \$/MBTU pour le gaz partant de Hassi R'Mel.

### 3.2.2.3. Coût de transport

12. A l'heure actuelle, l'Algérie exporte du gaz par ses installations GNL d'Arzew et de Skikda (capacité combinée : 30 Gm<sup>3</sup>). L'approvisionnement du marché belge est assuré par le biais de ces installations GNL.

Le transport depuis le champ de Hassi R'Mel jusqu'à Arzew (511 km) ou Skikda (573 km) coûte environ 0,21-0,23 \$/MBTU. Vu les importantes capacités de l'Algérie en matière de GNL, le coût de liquéfaction marginal à long terme a été estimé à 0,8 \$/MBTU. En outre, c'est la distance maritime jusqu'à Zeebrugge et le coût de transport pour le méthanier qui déterminent le prix total du transport. Nous pouvons résumer la situation comme suit :

**Tableau 6 Résumé du coût de la chaîne de transport de gaz liquide d'Algérie**

<b>Coût de transport jusqu'en Belgique en \$/MBTU</b>			
	<b>Coût de transport par méthanier</b>	<b>Coût chaîne GNL</b>	<b>Total</b>
Skikda	0,34	1,49	<b>1,83</b>
Arzew	0,38	1,53	<b>1,91</b>

Source Consultant externe, décembre 2005

<sup>8</sup> Ce coût comprend le coût de développement, la réinjection, le traitement du gaz et la valorisation liquide.

### 3.2.2.4. Tableau récapitulatif du coût d'approvisionnement technique pour l'Algérie

13. Le tableau ci-dessous résume le coût d'approvisionnement technique de gaz algérien en Belgique.

**Tableau 7** Coût d'approvisionnement technique du gaz algérien en Belgique

<b>Coût de transport jusqu'en Belgique</b>	
<i>incluant</i>	\$/MBTU
Production + transp. vers Hassi R'Mel	0,55
Pipeline (Hassi R'Mel vers Arzew ou Skikda)	0,22
Liquéfaction	0,80
Transport GNL	0,34
Regazéification	0,35
<b>Total</b>	<b>2,26</b>

<b>Coût de transport jusqu'en Belgique</b>	
<i>incluant</i>	€/MWh
Production + transp. vers Hassi R'Mel	1,51
Pipeline (Hassi R'Mel vers Arzew ou Skikda)	0,6
Liquéfaction	2,19
Transport GNL	0,93
Regazéification	0,96
<b>Total</b>	<b>6,20</b>

Source : Consultant externe, décembre 2005

### 3.2.3. Pays-Bas

#### 3.2.3.1. Situation générale et politique de production/prix

14. Les réserves sont comprises entre 1700 et 2100 Gm<sup>3</sup>. Le taux de pénétration du gaz est élevé aux Pays-Bas : la consommation domestique est supérieure aux exportations. Les exportations (Allemagne, Belgique, France, Italie et maintenant aussi le Royaume-Uni) devraient se maintenir à 40 Gm<sup>3</sup>/an jusqu'en 2010 puis décroître à 2 Gm<sup>3</sup>/an en 2020.

Une des particularités des contrats à long terme de Gasunie par rapport aux autres producteurs est la flexibilité de fourniture supérieure. La conséquence spécifique au contexte belge est qu'un coût indigène est épargné, à savoir le prix du stockage intermédiaire du gaz à faible pouvoir calorifique, principalement utilisé dans la région centrale et septentrionale de la Belgique (cf. Chapitre 5 pour plus de détails concernant les possibilités de stockage en Belgique). Autrement dit, la flexibilité de ce contrat crée un stockage « virtuel » du gaz qui est bien entendu reflété dans le prix du gaz à la frontière (cf. chapitre 3.3).

Point important pour la situation générale des Pays-Bas comme pays producteur et exportateur, il faut en plus noter que Gasunie a conclu un contrat avec Gazprom pour 4 Gm<sup>3</sup>/an et qu'il est possible de stocker ce gaz dans d'anciens gisements. Les importations de gaz devraient passer de 10 Gm<sup>3</sup>/an en 2002 à 34 Gm<sup>3</sup>/an en 2020 (Norvège, Russie). Un nouveau gazoduc BBL reliant les Pays-Bas au Royaume-Uni avec une capacité initiale de 16 Gm<sup>3</sup>/an viendra compléter l'Interconnector (20 Gm<sup>3</sup> en forward flow et maintenant 16,5, et puis 24 Gm<sup>3</sup>/an en reverse Flow) et constituera une alternative à ce dernier.

La littérature suggère que les Pays-Bas ne vont pas accroître leur niveau de production au cours de la période visée, mais devraient la maintenir à un niveau constant aux alentours de 72 Gm<sup>3</sup>/an. Un tiers de cette production (24 Gm<sup>3</sup>/an) continuera à être produit à partir du champ super-géant de Groningen, et environ deux tiers (48 Gm<sup>3</sup>) dans de plus petits champs, tant *onshore* que *offshore*.

#### 3.2.3.2. Coût de production

15. Selon des sources du secteur, ainsi que d'après le travail réalisé par différents experts, le coût de production aux Pays-Bas peut être estimé comme suit : 0,2 \$/MBTU

pour le champ super-géant de Groningen, 0,9 \$/MBTU pour les petits champs *onshore* et 1,4 \$/MBTU pour les petits champs *offshore*.

### 3.2.3.3. Coût de transport

16. Pour amener le gaz néerlandais à la frontière, environ 0,1 \$/MBTU doit être ajouté au coût de production du gaz *onshore* et 0,25 \$/MBTU pour le gaz *offshore*.

### 3.2.3.4. Tableau récapitulatif du coût d'approvisionnement technique pour les Pays-Bas

17. Le tableau ci-dessous résume le coût d'approvisionnement technique de gaz néerlandais en Belgique.

**Tableau 8 Coût d'approvisionnement technique du gaz néerlandais en Belgique**

Coût d'approvisionnement vers la Belgique en \$/Mbtu	Autres champs		
	Champ de Groeningen	onshore	offshore
Production	0,20	0,90	1,40
Transport technique	0,10	0,10	0,25
<b>Total</b>	0,30	1,00	1,65
<b>Moyenne (pondérée)</b>		0,75 - 1,25	

Coût d'approvisionnement vers la Belgique en €/MWh	Autres champs		
	Champ de Groeningen	onshore	offshore
Production	0,55	2,47	3,84
Transport technique	0,27	0,27	0,69
<b>Total</b>	0,82	2,74	4,53
<b>Moyenne (pondérée)</b>		2,0 - 3,5	

Source : Consultant externe, décembre 2005

### 3.2.4. Interprétation du coût d’approvisionnement technique de la Belgique dans le contexte (international) européen

18. Officiellement, nous pouvons affirmer que les Pays-Bas présentent les coûts d’approvisionnement les moins élevés en dessous de 1,25 \$/MBTU (environ 3,5 €/MWh).

Vient en deuxième lieu le gaz pipeline de Norvège, Libye, Algérie et Russie (de la région Volga/Oural) ainsi que le gaz britannique, qui présentent un coût d’approvisionnement économique jusqu’à la frontière européenne supérieur à 1,25 \$/MBTU mais bien en dessous de 2 \$/MBTU (environ 5,5 €/MWh)<sup>9</sup>. Spécifiquement pour la Belgique, ce constat doit toutefois être nuancé : le transport depuis la frontière de l’UE à la Belgique implique, en fonction de la région d’origine, un éventuel surcoût évident. De manière indicative, nous pouvons signaler que les approvisionnements de gaz à la frontière allemande (en fonction de la région d’origine du gaz et du mode de transport) varient de 1,6 à 2,9 \$/MBTU (4,5 à 8 €/MWh)<sup>10</sup>.

La valeur inférieure de 1,6 à 1,9 \$/MBTU (4,5 à 5,2 €/MWh) est indicative de l’approvisionnement du marché belge depuis la Norvège. En ce qui concerne le GNL provenant d’Algérie, le coût d’approvisionnement économique est d’environ 2,3 \$/MBTU (environ 6,3 €/MWh), ce qui se situe plutôt au milieu du spectre.

Quoi qu’il en soit, le coût d’approvisionnement technique total du gaz russe (de la région éloignée de Nadym-Pur-Raz) est supérieur à 2,3 \$/MBTU (6,3 €/MWh), comme c’est également le cas pour le gaz du Moyen-Orient (Qatar, Iran, EAU, Oman, Yemen) sans oublier l’« Atlantic LNG » provenant du Nigeria et d’Amérique centrale.

La majorité des contrats du portefeuille d’approvisionnement ne peut donc pas être considérée comme sous-optimale dans l’optique des coûts : globalement, le marché belge est approvisionné depuis des régions d’extraction proches et étendues (économies d’échelle). La diversification nécessaire est également présente.

---

<sup>9</sup> La distance des frontières de l’Europe des quinze à la Belgique varie toutefois fortement.

<sup>10</sup> Puisque les régions d’approvisionnement pour le marché allemand sont plus variées que pour la Belgique, l’Allemagne est utilisée comme point de comparaison dans l’analyse.

### 3.3. LE PRIX D'ACHAT A LA FRONTIERE

#### 3.3.1. Importance relative du prix d'achat de la molécule dans le prix final

19. L'importance relative du prix d'achat à la frontière dans le prix final est grande pour le consommateur. Que ce soit pour un petit ou un grand consommateur industriel, le prix à la frontière constitue une part importante du prix total, soit de 40% à 90% du prix final. Pour un client chauffage résidentiel, cette part s'élève à environ 40 à 50%. Le prix à la frontière est donc le principal facteur déterminant le prix final pour le consommateur.

#### 3.3.2. Définition et évolution du prix d'achat à la frontière (G)

20. L'indicateur représentant le prix d'achat à la frontière belge est le « paramètre G » (en abrégé, G) tel que défini par le Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz (CEEG). Le calcul du paramètre G repose sur divers paramètres, à savoir P1 et F (FTR, FFI)<sup>11</sup>.

Le paramètre P1 dépend des prix proportionnels des différents contrats à long terme pondérés en fonction des volumes contractés annuels. En outre, c'est la seule composante du paramètre G susceptible de varier sur une base mensuelle. Les autres paramètres ont été calculés par le CCEG sur la base des coûts estimés. En principe, ces paramètres sont invariables à l'avenir, à l'exception de l'adaptation de l'indice des prix à la consommation dont une réduction de coût à hauteur de 2% est déduite chaque année (autrement dit, une indexation sur la base de RPI – 2%).

---

<sup>11</sup> Le paramètre FTR représente le montant en EUR/MWh des charges liées aux importations régulières de gaz naturel en Belgique. Il y a lieu d'entendre par importations régulières les importations fermes, c'est-à-dire les importations effectuées quel que soit le niveau de consommation du marché intérieur belge. Notons que les charges liées à l'utilisation du terminal de Zeebrugge sont intégrées dans ce paramètre. Pour l'établissement du paramètre G, on considère donc le terminal de Zeebrugge comme étant situé en dehors du territoire belge. Le paramètre FFI représente le montant en EUR/MWh correspondant aux charges liées aux importations de gaz naturel dites « irrégulières » et destinées à la clientèle industrielle. Ces importations sont dites irrégulières puisqu'elles dépendent de la demande de la clientèle industrielle. Ces importations nécessitent donc des charges dites de flexibilité, on citera notamment les charges liées aux importations effectuées en application des deuxième et troisième tranches du contrat liant l'opérateur historique à Gasunie. Il s'agit de tranches optionnelles, ce pourquoi les charges y liées sont des charges dites de flexibilité.

La formule déterminée par le CCEG pour le paramètre P1 est la suivante :

$$P1 = \left( P_G \times \frac{ACQ_{Gn}}{ACQ_{Tn}} \right) + \left( P_{NSIn} \times \frac{ACQ_{NSIn}}{ACQ_{Tn}} \right) + \left( P_{NSIIIn} \times \frac{ACQ_{NSIIIn}}{ACQ_{Tn}} \right) + \left( P_{ALGn} \times \frac{ACQ_{ALGn}}{ACQ_{Tn}} \right)$$

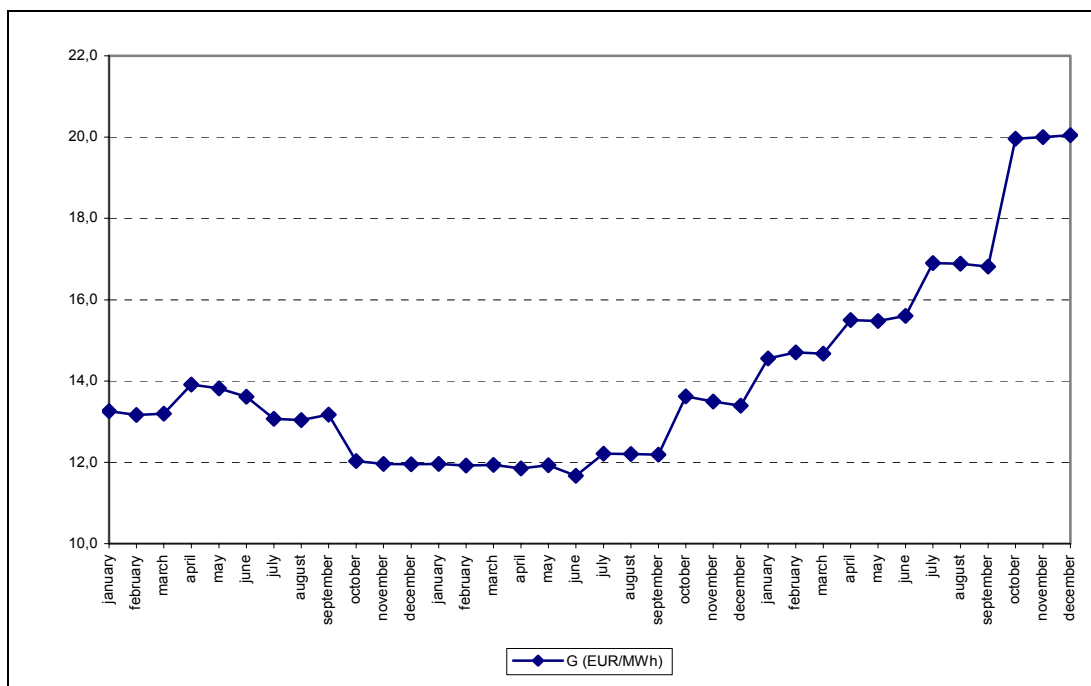
Les contrats à long terme pertinents (également l'interprétation des valeurs en indice de la formule ci-dessus pour le P1) comprennent le contrat avec l'Algérie (contrat Sonatrach), les Pays-Bas (Gasunie) et la Norvège (Northsea I et II) qui sont pondérés selon les quantités respectives (*ACQ Annual quantities*) de ces contrats.

21. L'évolution des prix des contrats ( $P_G, P_{NSIn}, P_{NSIIIn}, P_{ALGn}$ ) dépend principalement de plusieurs indices, dont un indice pour le fuel lourd (HFO ou Heavy Fuel Oil), le diesel (GOL ou Gasoil) et le pétrole brut (Brent). Il y a un décalage de 3 mois entre l'évolution de l'indice même et l'effet sur le G. Puisque la moyenne de plusieurs indices mensuels est utilisée, le décalage est généralement de 6 à 9 mois (en fonction du contrat) pour un effet concret sur le G.

Il est clair que ni les producteurs de gaz naturel, ni les (importateurs de) pays consommateurs ne peuvent exercer une influence directe sur l'évolution de ces indices. Ils constituent toutefois le facteur déterminant direct du prix d'achat à la frontière en raison du mode de calcul particulier du prix de la molécule dans les contrats d'approvisionnement. C'est pourquoi, par la suite, l'évolution de ces indices internationaux sera considérée comme une valeur exogène puisque cet effet peut uniquement être tempéré si les clauses d'indexation concernées sont adaptées dans les contrats. Etant donné que ces indexations constituent le déterminant direct du prix d'achat à la frontière, il y a toutefois lieu de se demander si le mode d'indexation ne peut/doit pas être revu.

Afin de placer le niveau récent du G (environ 20 €/MWh) en contexte, le graphique ci-dessous illustre l'évolution historique depuis 2003. Que ce soit en 2003 ou en 2004, le prix d'importation se situe dans la fourchette étroite de 12 et 14 €/MWh. L'on note toutefois une augmentation continue du G à partir de juin 2004 : le paramètre est passé de 11,67 €/MWh à 13,39 €/MWh en décembre 2004 pour atteindre 20,05 €/MWh en décembre 2005. Sur une base annuelle, le G a donc augmenté d'environ 50% en 2005.

**Figure 5 Evolution du paramètre G (2003-2005)**



Source : CREG ([www.creg.be](http://www.creg.be))

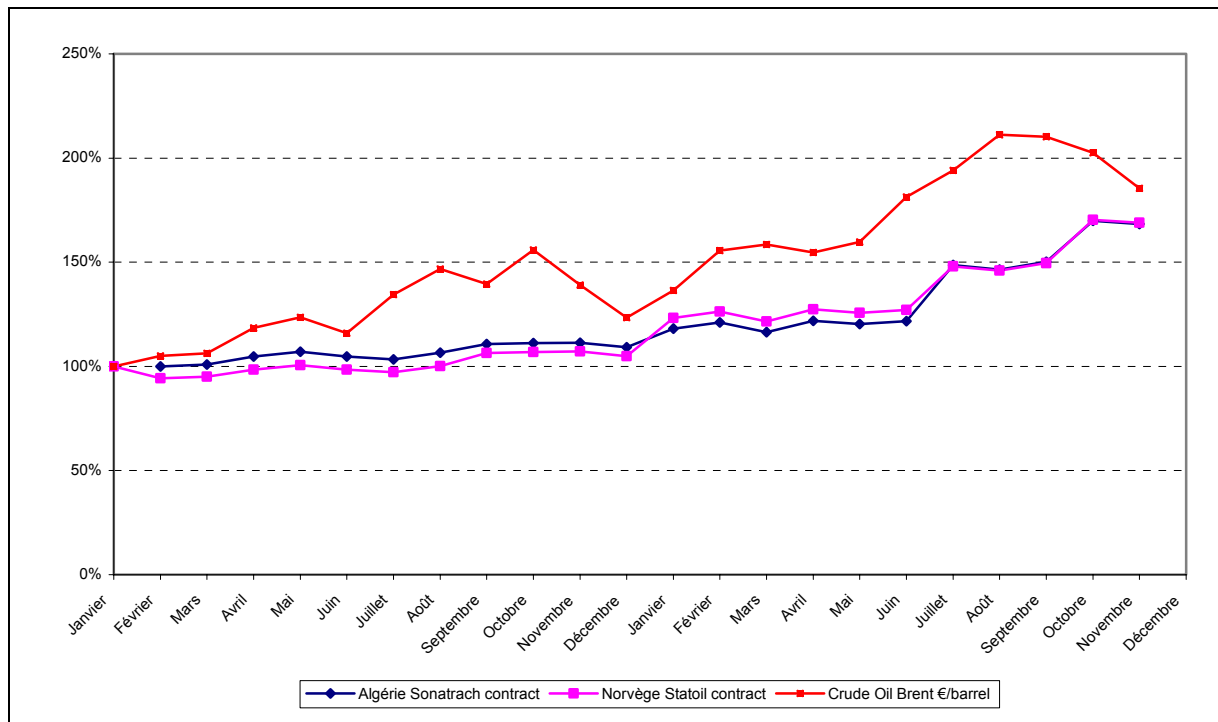
En ordre de grandeur absolu, le prix de gros à la frontière du gaz provenant de Norvège et d'Algérie peut également être fixé objectivement<sup>12</sup>. Un constat similaire peut être posé pour les sous-contrats (cf. figure ci-dessous)<sup>13</sup>. Si en 2004 ils évoluaient selon un schéma relativement stable, l'évolution en 2005 est caractérisée par une forte augmentation avec un décalage d'environ 6 mois par rapport au prix international du pétrole.

<sup>12</sup> Pour le contrat avec les Pays-Bas, il n'existe pas de données comparables, uniquement des moyennes annuelles approximatives.

<sup>13</sup> Le calcul de l'évolution en pour cent s'effectue sur la base du taux de change mensuel \$/€ et des prix payés sur le marché de gros.



**Figure 6 Evolution en pour cent des prix frontaliers contrat Algérie/Norvège par rapport au prix du pétrole brut en €(2004-2005)**



Source : Consultant externe, décembre 2005

En termes absolus, il ne fait aucun doute qu'un alignement des prix d'achat du gaz à la frontière se produit (quelle que soit la région d'origine). La pression tarifaire entre les plus élevés (Pays-Bas/Allemagne) et les plus faibles (Norvège/Algérie/Russie<sup>14</sup>) est relativement limitée entre 5 et 10%. Vu la grande importance relative du prix d'achat de la molécule de gaz dans le prix final du consommateur, le rôle joué par l'importateur, de même qu'une révision des territoires d'origine du gaz destiné au marché belge constituent une piste envisageable afin de réduire le prix final.

De même, l'ordre de grandeur du prix d'achat à la frontière illustre clairement qu'une marge significative est prélevée par les sociétés de transport et de production, ainsi que les pays producteurs, en sus des coûts techniques d'extraction et de transport de gaz.

<sup>14</sup> Le Qatar, qui fournira environ 2 Gm<sup>3</sup> au marché belge à partir de 2007, pratique un prix de vente indicatif absolu comparable à celui de ces trois pays.

### 3.3.3 Interprétation du rapport entre prix d'achat (paramètre G) et coût d'approvisionnement technique

22. L'analyse de coûts de l'exportateur/producteur (Chapitre 3.2) et de sa politique de vente à la frontière (Chapitre 3.3) établit clairement que la Belgique connaît des rapports entre le prix d'achat et le coût d'approvisionnement technique qui varient de 2 à 4,5 pour 2004 (cf. tableau ci-dessous)<sup>15</sup>.

**Tableau 9 Rapport prix d'achat/coût d'approvisionnement technique Belgique (2004-2005)**

<b>Rapport prix d'achat/coût d'approvisionnement technique pour la Belgique</b>				
	Norvège	Algérie	Pays-Bas	Autres
2004	2,6	2,0	4,3	2,8
2005	3,7	2,6	5,5	3,5

Source : Consultant externe, décembre 2005

En 2005, ces ratios augmentent davantage puisque les coûts techniques de production et de transport peuvent être considérés comme stables. En moyenne, le prix d'achat en 2005 est plus de quatre fois plus élevé que le coût d'approvisionnement technique, ce qui implique une marge combinée moyenne pour les sociétés concernées et le pays producteur, l'entreprise de production et le gestionnaire du réseau de transport jusqu'à la frontière de quelque 300% au-dessus des coûts, soit trois quart du prix de vente à la frontière.

Le rapport prix/coût plus faible pour l'Algérie et les autres pays (principalement l'Allemagne, la Russie et le Royaume-Uni) s'explique par le prix relativement plus élevé pour approvisionner le gaz à la frontière belge et ce, en raison de la distance plus grande ou de la forme de transport la plus coûteuse (traitement GNL). Proportionnellement, il est clair que le gaz néerlandais est le plus cher si l'on tient compte uniquement du coût de production et de transport. Au chapitre 3.2.3.1, nous avons toutefois déjà attiré l'attention sur le fait que le stockage « virtuel », créé par la flexibilité inhérente du contrat néerlandais, est également incorporé à ce prix de vente.

En ce qui concerne l'évolution absolue des prix à la frontière belge (G), l'indice Brent est le principal facteur déterminant puisque les autres indices (HFO et GOL) sont fortement

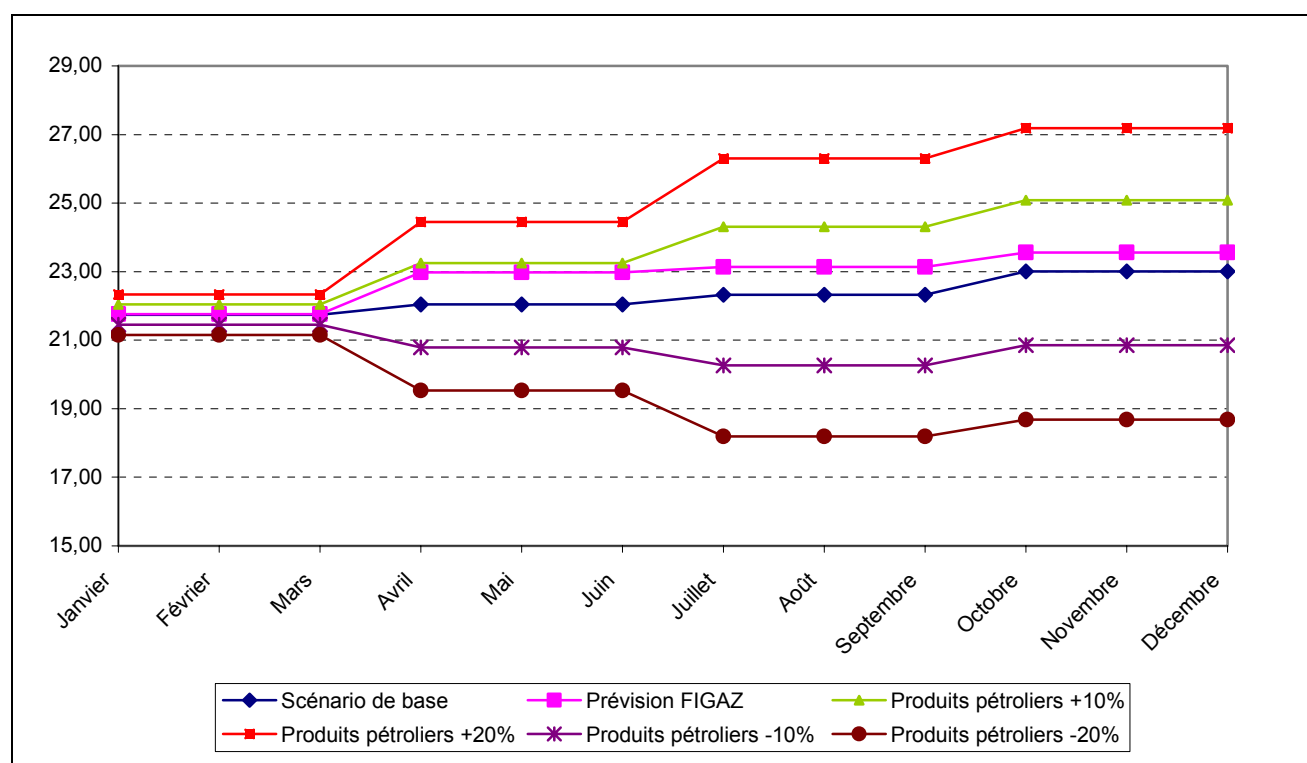
<sup>15</sup> Il s'agit de rapport coûts/prix 2004 et 2005 sur la base des volumes 2004.

corrélés à l'évolution du Brent. L'impact en pour cent sur le G peut dès lors être calculé pour divers scénarios en ce qui concerne le prix du pétrole sur le marché international.

La figure ci-dessous illustre l'évolution possible du paramètre G dans divers scénarios futurs en ce qui concerne les prix du pétrole (Brent) en 2006. Le scénario de base avec un prix stable pour le panier de produits pétroliers table sur un prix stable<sup>16</sup>.

Il est important de souligner que même en cas de baisse importante du prix du pétrole brut Brent (niveau de 40 \$/baril), le prix unitaire du gaz à la frontière en 2006 ne descend pas sous les 18 €/MWh. L'évolution, telle qu'estimée par SYNERGRID (autrefois FIGAZ), table sur une augmentation à un niveau de 23,50 €/MWh en décembre 2006, soit une hausse de 17,5% sur une base annuelle pour 2006 et près du double du prix par rapport à décembre 2004.

**Figure 7** Analyse de l'évolution potentielle du G (2006)



Source : CREG

<sup>16</sup> Le scénario de base repose sur un prix du pétrole brut de 50\$/baril (l'évolution exacte est de 49,36 \$/baril à 50,85 \$/baril).

### 3.3.4. Interprétation du prix d'achat (paramètre G) dans le contexte (international) européen

23. Les prix d'achat à la frontière pour les pays limitrophes de la Belgique sont d'un niveau comparable, sauf au Royaume-Uni et dans une moindre mesure aux Pays-Bas qui, en tant que pays producteurs, s'auto-provisionnent dans une large (Royaume-Uni : 90%) ou une moindre (Pays-Bas : 40%) mesure. Tant en 2004 qu'en 2005, la Belgique est dans la moyenne.

A titre d'illustration, le tableau ci-dessous dresse un récapitulatif des rapports prix/coût pour les pays limitrophes.

**Tableau 10 Rapport prix d'achat/coût d'approvisionnement Belgique et pays limitrophes (2004-2005)<sup>17</sup>**

Ratio prix d'achat/ coût d'approvisionnement	Belgique	Allemagne	France	Pays-Bas	Royaume-Uni
2004	3,0	2,4	2,3	4,0	2,6
2005	3,9	3,1	3,0	5,3	3,2
2005/2004	31,2%	31,5%	30,0%	31,7%	23,8%

Source : Consultant externe, décembre 2005

Le ratio prix d'achat/coût d'approvisionnement est plus élevé en Belgique que dans les autres pays, hormis les Pays-Bas, suite à la position géographique de la Belgique par rapport aux régions d'origine qui approvisionnent les pays limitrophes.

La composition du portefeuille de l'Allemagne est axée sur les Pays-Bas et la Norvège (comme la Belgique et à des coûts d'approvisionnement techniques comparables), mais principalement sur la Russie, ce qui implique un coût d'approvisionnement technique beaucoup plus élevé (estimation 2,66 \$/MBTU). Dès lors, les coûts d'approvisionnement augmentent et le rapport prix/coût baisse. La France se trouve dans une situation comparable, qui est néanmoins tempérée par la dépendance plus restreinte de la Russie au profit de pays GNL tels que l'Algérie et le Nigeria. Eu égard au coût de production relativement faible du gaz néerlandais, le rapport prix/coût est le plus élevé aux Pays-Bas.

<sup>17</sup>

Il s'agit de prix moyens pour 2004 et 2005.

Avec les prix 2005 appliqués aux volumes 2004, la situation ne change pas, sauf par rapport au Royaume-Uni suite à la moindre hausse du prix de vente<sup>18</sup> par rapport au continent. Pour les autres pays limitrophes (France, Allemagne et même le producteur néerlandais), on peut observer une augmentation comparable du rapport. Puisque les coûts de production et de transport ne diffèrent pas fortement entre ces deux années, nous pouvons conclure que l'effet de la hausse des prix de vente de gaz à la frontière est similaire. Nous pouvons tirer la même conclusion pour l'indice des prix annuels moyens dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 11 Rapport prix d'achat Belgique et pays limitrophes (2004-2005 ; indice 100 : Belgique 2004)**

<b>Prix moyen</b>	Belgique	Allemagne	France	Pays-Bas	Royaume-Uni
2004	100%	97%	99%	101%	103%
2005	131%	127%	129%	133%	127%
2005/2004	31,3%	31,7%	29,8%	31,9%	23,5%

Source : Consultant externe, décembre 2005

<sup>18</sup>

Le prix de référence est déterminé sur la base de données de NBP au Royaume-Uni.

## 4 LE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

### 4.1 SYSTÈME TARIFAIRE APPLIQUÉ EN BELGIQUE

24. FLUXYS est le propriétaire et l'exploitant des canalisations de transport de gaz à destination du marché belge (acheminement). Moyennant la mise en œuvre de la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005, la société devrait disposer prochainement d'un monopole légal en matière de gestion du réseau de transport, les tarifs d'utilisation du réseau sont régulés et soumis chaque année à l'approbation de la CREG.

Le système tarifaire est, comme c'est de plus en plus le cas en Europe, du type « *entry-exit* », dans lequel le tarif de capacité d'entrée est additionné avec le tarif de capacité de re-livraison. Toutefois, puisque les tarifs entre les différents points d'entrée et de sortie sont actuellement identiques, cette tarification ressemble à une tarification « timbre-poste » ce qui se justifie par le fait que les distances sont relativement limitées en Belgique.

Les tarifs d'acheminement comportent deux éléments : un élément « *capacity* », exprimé en €/m<sup>3</sup>(n)/h/an et un élément « *commodity* » équivalent à 0,2% de l'énergie réellement transportée, valorisée sur base du prix du gaz au hub de Zeebrugge. Il en est de même pour le tarif de capacité haute pression (HP) et le tarif de moyenne pression (MP) lorsque la route de l'utilisateur du réseau utilise à la fois le réseau des conduites principales (pression maximale de service admissible ≥ 65 bars) et le réseau des conduites secondaires (pression maximale de service admissible < 65 bars).

Bien que la durée standard des contrats de transport soit fixée à un an, des contrats de plus courte durée sont disponibles (mensuels et hebdomadaires).

**Tableau 12 Tarif des services d'acheminement de FLUXYS pour 2006**

ACHEMINEMENT		TARIF 2006																									
En vigueur à partir de °		Entrée	Re-livraison																								
<b>Entrée (Entry)</b>																											
Capacité ferme		7,6	€/m³(n)/h/an																								
Capacité conditionnelle		6,8	€/m³(n)/h/an																								
Capacité interruptible		4,6	€/m³(n)/h/an																								
Capacité interruptible opérationnelle		4,6	€/m³(n)/h/an																								
<b>Re-livraison (Exit)</b>																											
<b>HP</b>																											
Capacité ferme SLP		22,2	€/m³(n)/h/an																								
Capacité ferme non SLP		22,2	€/m³(n)/h/an																								
Capacité injection Loenhout (annuelle)		17,8	€/m³(n)/h/an																								
Capacité injection Loenhout (annuelle) interruptible		10,7	€/m³(n)/h/an																								
Capacité interruptible		13,3	€/m³(n)/h/an																								
Capacité Switch H/L	1/04/2006	24,2	€/m³(n)/h/an																								
Capacité conditionnelle HUB	1/06/2006	16,0	€/m³(n)/h/an																								
Capacité NDM		27,7	€/m³(n)/h/an																								
MBT tranche 1	1/04/2006	18,9	€/m³(n)/h/an																								
MBT tranche 2	1/04/2006	15,5	€/m³(n)/h/an																								
MBT tranche 3	1/04/2006	12,2	€/m³(n)/h/an																								
MBT tranche 4	1/04/2006	8,9	€/m³(n)/h/an																								
Capacité conditionnelle		20,0	€/m³(n)/h/an																								
Connection Agreement Fee*	1/04/2006	0,10	€/m³(n)/h/an																								
<b>MP</b>																											
Capacité ferme SLP		10,5	€/m³(n)/h/an																								
Capacité ferme non SLP		10,5	€/m³(n)/h/an																								
Capacité interruptible		6,3	€/m³(n)/h/an																								
Capacité conditionnelle	1/01/2006	9,4	€/m³(n)/h/an																								
<b>Flexibilité</b>																											
<i>Rate Flexibility</i>																											
RF complémentaire		12,9	€/m³(n)/h/an																								
<i>CIT</i>																											
CIT complémentaire SLP		2,3	€/m³(n)/an																								
CIT complémentaire non-SLP		2,3	€/m³(n)/an																								
<i>DIT</i>																											
DIT complémentaire		4,9	€/m³(n)/an																								
<b>Odorisation</b>																											
Variable		0,83	€ / 1000 m³(n)																								
<b>Dedicated PRS</b>																											
		7,1	€/m³(n)/h/an																								
<b>Transformateur de gaz H en gaz L</b>																											
Fixe		12,2	€/m³(n)/h/an																								
Variable		18,3	€/1000 m³(n)																								
Démarrage additionnel		12000	€/démarrage																								
Prolongation période opérationnelle en mars		47300	€/an																								
<b>Raccordement</b>																											
		2.000	€/raccordement																								
<b>Déconnexion</b>																											
		2.000	€/déconnexion																								
<b>Suppression de capacité</b>																											
		5.000	€/suppression																								
<b>Transfert de capacité et/ou de flexibilité</b>																											
Transfert**	1/04/2006	200	€/transaction																								
<b>Inscription au système électronique de réservation automatique</b>																											
	NWC + 2M	1.000	€/an																								
<p><b>Tarif saisonnier*** :</b> = tarif annuel de la capacité considérée multipliée par un coefficient variant de mois en mois (voir tableau ci-dessous) et par le nombre de jours par mois</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Janvier</th> <th>Février</th> <th>Mars</th> <th>Avril</th> <th>Mai</th> <th>Juin</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4,2</td> <td>4,2</td> <td>2,4</td> <td>1,8</td> <td>1,1</td> <td>1,1</td> </tr> <tr> <th>Juillet</th> <th>Août</th> <th>Septembre</th> <th>Octobre</th> <th>Novembre</th> <th>Décembre</th> </tr> <tr> <td>1,1</td> <td>1,1</td> <td>1,2</td> <td>1,2</td> <td>2,4</td> <td>3,6</td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Tarif court terme*** :</b> = tarif journalier de la capacité considérée multipliée par un coefficient variant de mois en mois (voir tableau ci-dessus), multipliée par un facteur 1,2 et par le nombre de jours par mois</p>				Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	4,2	4,2	2,4	1,8	1,1	1,1	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	1,1	1,1	1,2	1,2	2,4	3,6
Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin																						
4,2	4,2	2,4	1,8	1,1	1,1																						
Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre																						
1,1	1,1	1,2	1,2	2,4	3,6																						
+ commodity fee		0,2% à la sortie	0,0																								

° Si la date diffère de 01/01/2006

\* Un forfait de 1000 € / an est applicable pour toute capacité souscrite inférieure à 10.000 m³(n)/h

\*\* Le montant est à payer par chacune des deux parties \*\*\* Seulement applicable pour le tarif de re-livraison

Source : CREG

## 4.2 COMPARAISON DES TARIFS DE TRANSPORT APPLIQUES EN BELGIQUE AVEC LES PAYS VOISINS

25. Les tarifs de transport de neuf entreprises de transport ont été pris en compte dans la comparaison: FLUXYS en Belgique, GRTgaz/GDF en France, Wingas, RWE, VNG, E.ON/Ruhrgas et BEB en Allemagne, Transco au Royaume-Uni et GTS/Gasunie aux Pays-Bas.

Toutefois, comme les différents opérateurs appliquent des structures tarifaires qui diffèrent parfois très fortement les unes des autres, il importe d'analyser les résultats de la comparaison avec un certain recul.

En comparant 30 cas spécifiques en fonction de la consommation annuelle, du facteur de charge et de la distance d'acheminement du gaz sur le réseau HP et MP, il ressort que :

- FLUXYS est très bien positionné pour les distances importantes (200 km – réseau HP), où il est généralement l'opérateur de grand transport le plus compétitif, après GTS et Transco<sup>19</sup> ;
- les deux seuls cas étudiés où FLUXYS est le moins cher en absolu, sont pour les clients industriels moyens (10 Mm<sup>3</sup>/an) ayant un facteur de charge de 5000 h/an et un parcours de 200 km sur le réseau HP et 5 km ou 30 km sur le réseau MP ;
- pour des facteurs de charge plus faibles (2500 h/an), FLUXYS reste le deuxième opérateur le moins cher après Transco ;
- toujours sur une distance en réseau HP de 200 km, FLUXYS est légèrement plus cher que Transco et GTS pour les petits clients industriels (1 Mm<sup>3</sup>/an), alors que pour des très grands clients industriels (100 Mm<sup>3</sup>/an), FLUXYS se positionne en deuxième position, après GTS, pour des facteurs de charge élevés et en troisième position, après Transco et GTS, pour des faibles facteurs de charge
- concernant les faibles distances sur le réseau HP (50 km), FLUXYS est encore relativement bien positionné, mais les opérateurs ayant une tarification basée sur la distance (Wingas, RWE, VNG) ont des tarifs nettement moins chers surtout pour des faibles distances du réseau MP. Aussi GTS et Transco ont, dans la plupart des cas, des tarifs plus avantageux que FLUXYS.

26. Les deux graphiques suivants présentent la moyenne arithmétique des tarifs par opérateur sur les 30 cas évalués. Avec un indice 100 pour le tarif moyen de FLUXYS, le

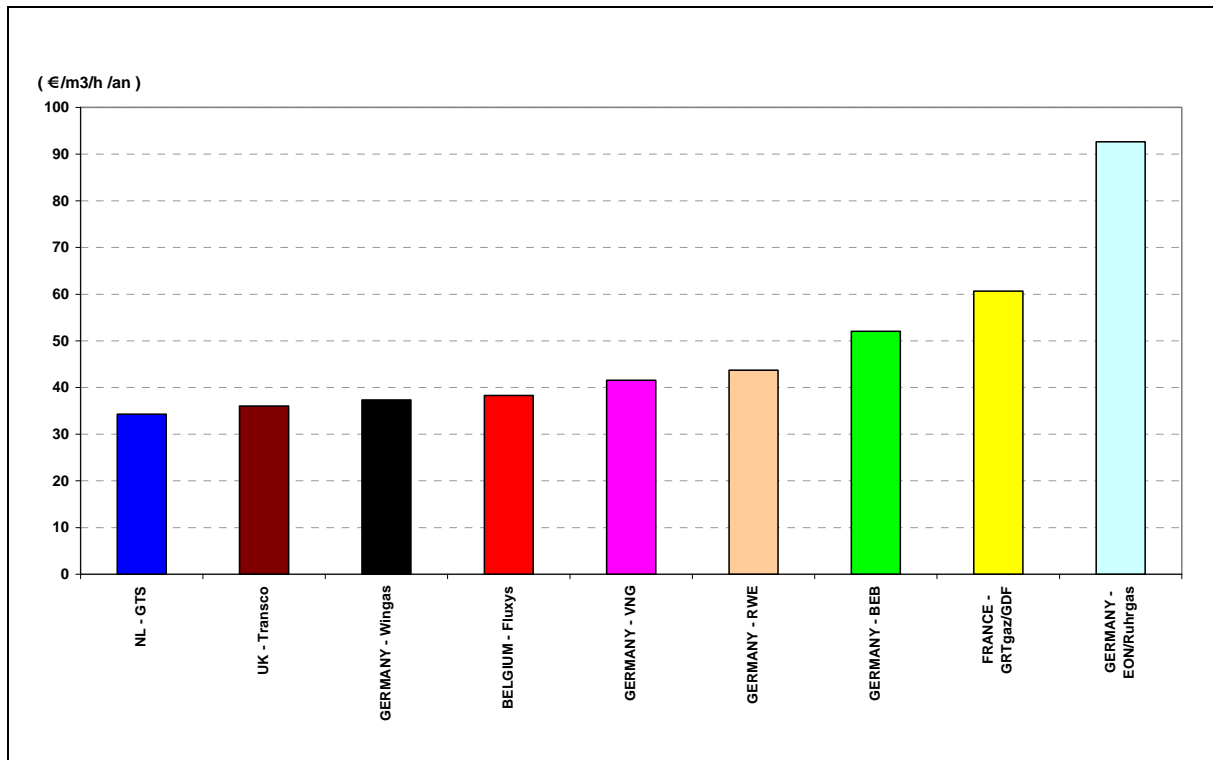
---

<sup>19</sup> Ce résultat doit toutefois être nuancé vu que des distances de 200 km entre des points entry et exit sont assez rares sur le réseau Fluxys.



tarif moyen de GTS est de 11% moins cher, celui de Transco de 6% moins cher, et celui de Wingas de 2% moins cher. Par contre, le tarif moyen de VNG est de 8% plus cher, celui de RWE est de 14% plus cher, celui de BEB est de 36% plus cher, celui de GRTgaz est de 58% plus cher et celui de E.ON est de 142% plus cher.

**Figure 8 Comparaison des tarifs moyens d'acheminement**

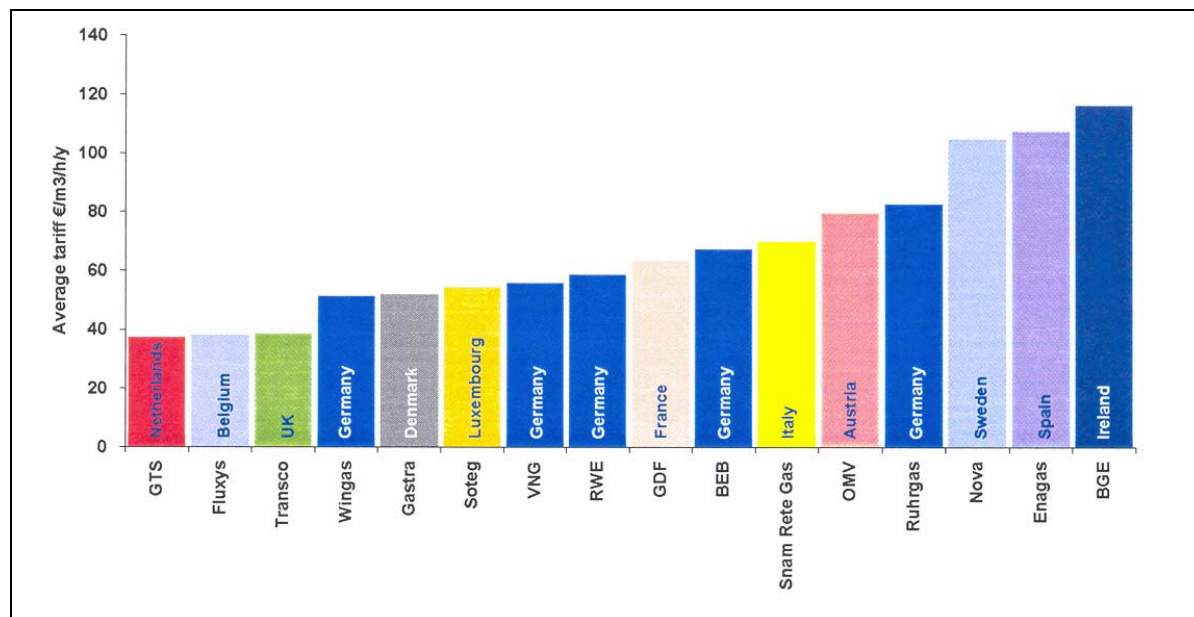


Source : Consultant externe, décembre 2005

En mai 2005, le consultant Arthur D. Little a réalisé une comparaison des tarifs d'acheminement des entreprises de transport de gaz d'Europe de l'Ouest<sup>20</sup>. L'étude conclut également que les tarifs d'acheminement de la S.A. FLUXYS sont parmi les plus bas d'Europe.

<sup>20</sup> Arthur D. Little, West European gas transmission tariff comparisons, report to Gastransportservices, May 2005

**Figure 9** Comparaison des tarifs moyens d'acheminement pour les pays d'Europe de l'Ouest



Source : Arthur D. Little

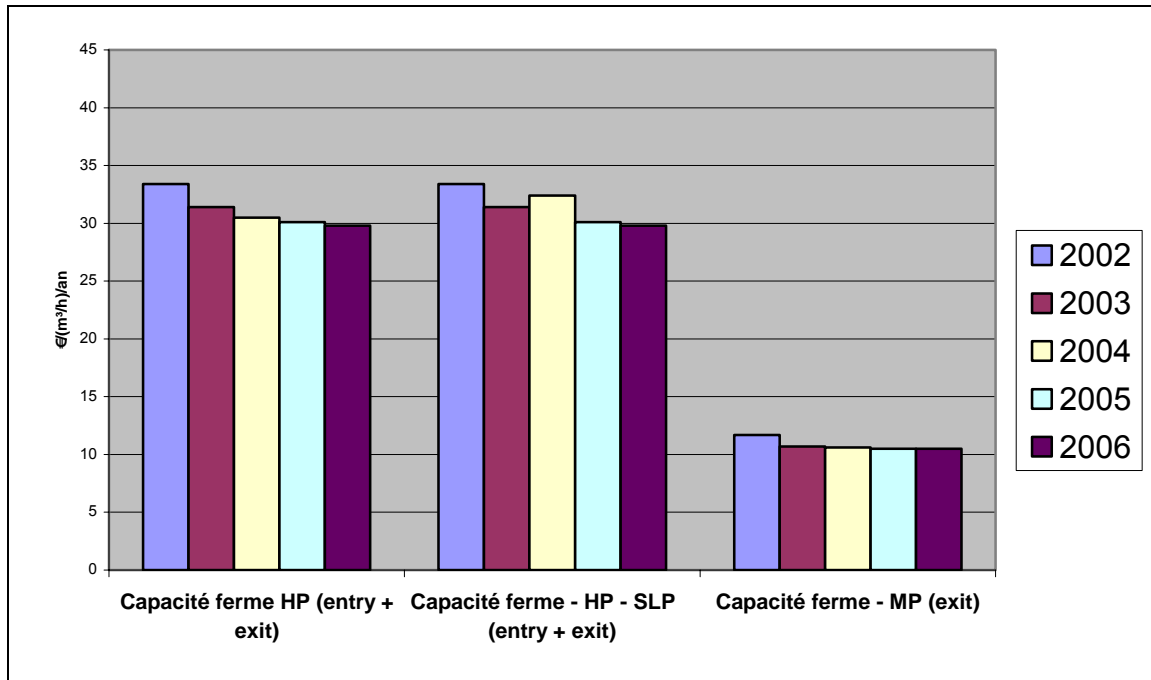
En conclusion on peut donc dire que les tarifs de FLUXYS se situent actuellement parmi les plus compétitifs, tout en n'étant pas les moins chers.

### 4.3 EVOLUTION DES TARIFS DE TRANSPORT EN BELGIQUE DEPUIS LA LIBERALISATION

27. Entre 2002, soit l'année de la première approbation des tarifs d'acheminement par la CREG, et 2006, on constate une baisse des tarifs de capacité de l'ordre de 10,8 % hors inflation, soit de 18,6 % en termes réels, aussi bien pour le réseau HP (entrée + sortie) que pour le réseau MP (sortie). Cette baisse s'explique notamment par :

- le rejet de coûts déraisonnables par la CREG ;
- une meilleure budgétisation des coûts et des utilisations par FLUXYS ;
- le versement de bonus (écarts entre budget et réalité pour les coûts, les recettes et les capacités vendues) aux tarifs des exercices suivants ;
- la baisse des taux d'intérêts à long terme (OLO) sur lesquels est basée la détermination de la marge bénéficiaire octroyée à FLUXYS ;
- l'augmentation annuelle des capacités réservées.

**Figure 10** Evolution des tarifs d'acheminement de FLUXYS entre 2002 et 2006

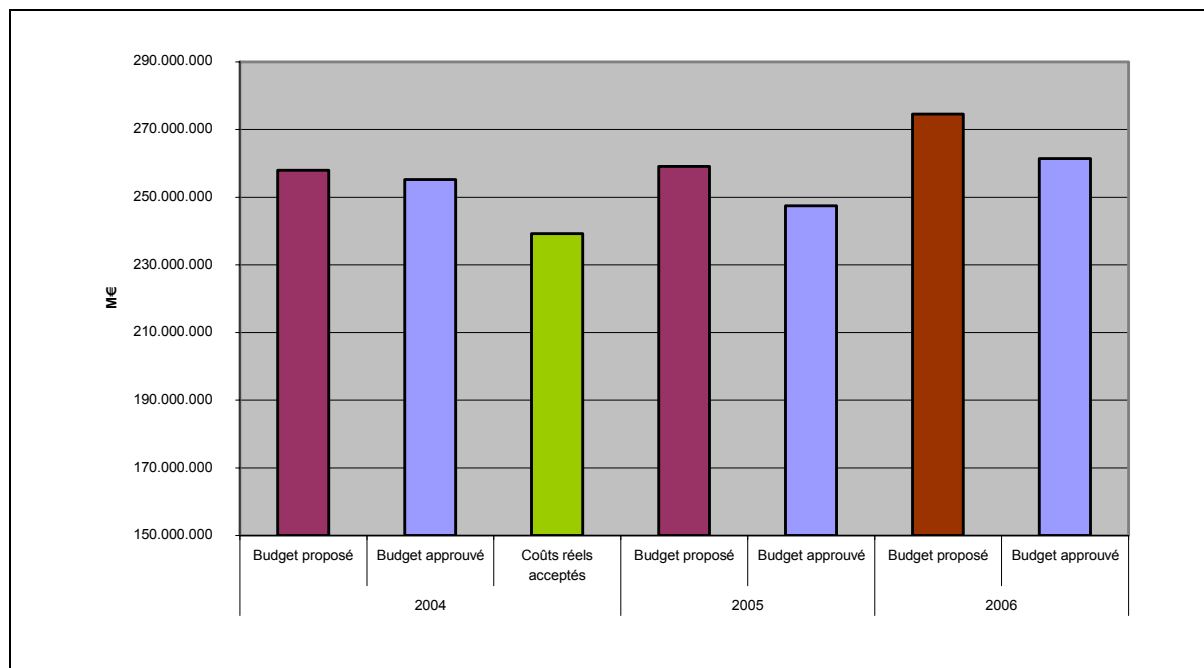


Source : CREG

28. En parallèle, on note sous l'impulsion de la CREG et de la réglementation, une amélioration constante de la part de FLUXYS de l'offre de service d'acheminement (capacité à court terme, interruptible, conditionnelle, flexibilité supplémentaire, marché secondaire, ...).

29. L'analyse des budgets et de la réalité des coûts depuis 2004 permet de constater tous les ans une baisse entre les budgets proposés par FLUXYS dans le cadre des propositions tarifaires, les budgets approuvés par la CREG et les coûts réels acceptés par la CREG a posteriori.

**Figure 11 Comparaison des budgets et des coûts réels de FLUXYS entre 2004 et 2006**



Source : CREG

30. En ce qui concerne les composants des coûts, et a fortiori des tarifs d'acheminement, la répartition est la suivante :

**Tableau 13 Evolution des principaux composants des coûts/tarifs d'acheminement par nature entre 2004 et 2006 (hors récupérations diverses, réductions de valeur, charges exceptionnelles et mise à disposition de capacités)**

	2004 comptes	2005 comptes	2006 budget	2006 part relative
Personnel	51.705.768	53.395.730	57.343.686	
Charges propres à l'employeur	776.343	759.873	943.633	
Services & biens divers	60.565.828	66.910.557	69.835.333	
Energie	22.488.067	31.915.589	7.086.411	
Autres charges	11.255.295	11.289.320	11.370.660	
<b>Total charges d'exploitation</b>	<b>146.791.301</b>	<b>164.271.069</b>	<b>146.579.723</b>	<b>65%</b>
<b>Amortissements</b>	<b>8.859.695</b>	<b>9.447.197</b>	<b>10.298.316</b>	<b>5%</b>
<b>Marge bénéficiaire équitable</b>	<b>68.008.488</b>	<b>61.654.739</b>	<b>66.940.085</b>	<b>30%</b>
<b>Total</b>	<b>223.659.484</b>	<b>235.373.005</b>	<b>223.818.124</b>	<b>100%</b>

Source : CREG

31. On constate une tendance à l'augmentation des coûts de FLUXYS ces dernières années, due :

- au renforcement des mesures de prévention et de sécurité vis-à-vis des installations de gaz ;
- à la hausse des charges d'exploitation et des investissements dans le réseau (nouvelles capacités pour couvrir la demande de gaz en augmentation constante)

et dans les applications IT (nouveaux services offerts par FLUXYS pour rencontrer la demande des utilisateurs) ;

- au passage d'une entreprise intégrée (transport + fourniture) vers deux entreprises séparées (dédoublage de services administratifs, comptables et informatiques, recrutement de personnel) ;
- au développement du métier de transporteur (nouvelle culture d'entreprise, système qualité, établissement de procédures, gestion du know-how, etc.).

Les tarifs de transport, qui correspondent au prix unitaire par service proposé, ont en même temps pu être revus à la baisse grâce à :

- le taux d'utilisation croissant de l'infrastructure (avec apparition de congestions) ;
- le fait que le transporteur peut proposer, sur un même réseau, davantage de capacité grâce à une meilleure maîtrise des flux de gaz et grâce à des instruments IT sophistiqués.

32. Jusqu'ici, la hausse des coûts a pu être contenue notamment par l'affectation de la totalité des bonus à destination des tarifs. L'évolution des tarifs de transport dans le futur sera déterminée par :

- l'évolution des charges d'exploitation et des investissements de FLUXYS ;
- l'évolution de la quantité de services vendus, et le taux d'utilisation de l'infrastructure ;
- la détermination de la marge équitable et des amortissements sur base, non plus des lignes directrices de la CREG, mais en fonction d'un arrêté royal à adopter en exécution de l'article 15/5 septies de la loi du 1<sup>er</sup> juin 2005 ;
- l'importance du bonus et à son affectation totale ou partielle aux tarifs par le Gouvernement.

Si ces éléments tendent à faire augmenter les coûts, et, à des volumes constants, également les tarifs de transport de gaz, il faut noter en parallèle que les utilisateurs disposeront d'un réseau optimisé et pourront mieux saisir les opportunités qui se présentent sur le marché libéralisé (changement d'entrée pour acheminer du gaz acheté moins cher, swaps, capacité de court terme et interruptible, etc.). Ces opportunités sont sensées compenser, voire dépasser la hausse attendue des coûts et elles devraient être destinées, en partie et en théorie du moins, au client final. Le résultat final sera connu dans quelques années lors de l'évaluation globale de la libéralisation.

## 4.4 MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE

33. La loi du 12 avril 1965 a confié à la CREG, par son article 15/5, §2, la compétence d'approuver les tarifs d'utilisation du réseau de transport. Ceux-ci doivent notamment comprendre une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau en vue d'assurer le développement optimal de celui-ci à long terme. C'est dans ce cadre que la CREG a établi ses lignes directrices (R)030618-CDC-219, dans la continuité de l'article 25 de la Directive 2003/55/CE qui stipule : « *Les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution* ».

34. La marge bénéficiaire équitable est calculée selon le principe  $RAB^{21} \times WACC^{22}$ , lui-même basé sur le CAPM (Capital Asset Pricing Model) qui est reconnu mondialement comme modèle de valorisation des investissements et qui est utilisé dans la quasi-totalité des pays européens pour déterminer la marge bénéficiaire équitable des gestionnaires de réseau.

La RAB se compose de la valeur de reconstruction économique amortie des immobilisations corporelles régulées, majorée ou réduite du fonds de roulement nominal. Ces deux éléments sont recalculés chaque année en tenant compte des mises hors service et des nouveaux investissements, ainsi que de l'évolution du fonds de roulement.

La rentabilité des investissements connaît une évolution dans le temps, en fonction de la conjoncture économique, quel que soit le marché ou l'entreprise concernée. Pour refléter cette évolution dans le taux WACC, la CREG a choisi de prendre comme référence le taux OLO (obligations à long terme) et qui correspond au rendement qu'un investisseur peut attendre pour un investissement sans risque à dix ans. Comme ce taux est historiquement bas, cela conduit, ces deux dernières années, à une réduction de la marge équitable par rapport aux années antérieures. Or, ce taux sera probablement appelé à remonter à l'avenir.

A ce taux OLO s'ajoute, pour les fonds propres (soit 33% des capitaux investis), une prime de risque de 3,5% pour l'activité de transport de gaz. Pour les activités de stockage et de terminaling, la CREG a été au-delà et a accordé une prime de risque de 4,3%, bien que

---

<sup>21</sup> Regulated Asset Base (Base d'Actifs Régulée)

<sup>22</sup> Weighted Average Cost of Capital

les coûts liés au caractère Seveso de ces deux activités soient partiellement répercutés dans les charges d'exploitation qui sont couvertes par les tarifs.

35. Pour pondérer ce risque par rapport au marché, le  $\beta$  (equity bêta factor) a été fixé à 1, ce qui constitue la moyenne du marché. Ces paramètres sont assez favorables compte tenu que FLUXYS dispose d'un monopole de fait, au contraire des sociétés cotées dans le BEL 20. Pour les fonds empruntés (soit 67% des capitaux investis), le taux OLO est également majoré, mais de 70 points de base, soit 0,7%. En finale, le WACC avant impôts est respectivement de 7,05% pour l'acheminement, de 7,45% pour le stockage et le terminaling en 2006.

En outre, la marge équitable n'est pas uniquement déterminée par l'importance du taux WACC, mais aussi par l'importance de la RAB sur laquelle il s'applique. Or celle-ci a été sensiblement réévaluée à la fin de 2001.

Les lignes directrices utilisent un rapport optimal entre fonds propres et fonds empruntés de 33%-67%, ce qui correspond à la structure financière moyenne des entreprises belges et permet de bénéficier de l'effet de levier généré par les fonds empruntés.

En matière d'investissements, FLUXYS a établi un plan décennal qui prévoit 500 M€ d'investissement dans le réseau de transport de gaz et qui se base sur les perspectives financières déterminées par les lignes directrices. La CREG considère que ce plan d'investissement ne doit pas nécessairement être autofinancé à 100%. L'autofinancement est plus onéreux qu'un financement partiel via des fonds empruntés et ce, tant pour les actionnaires que pour les utilisateurs du réseau qui pourraient ainsi bénéficier d'un tarif inférieur. Par ailleurs, le taux OLO actuel assez bas incite les entreprises à faire appel à l'emprunt pour financer leurs investissements.

Il faut enfin noter que les statuts de FLUXYS prévoient d'affecter au moins 75% du bénéfice aux dividendes destinés aux actionnaires, ce qui est un taux environ deux fois plus élevé que la moyenne des entreprises du BEL 20. Par ailleurs, les dividendes octroyés par FLUXYS sont en augmentation régulière ces dernières années (voir 4.5).

Il importe de considérer la marge bénéficiaire comme résultant d'une série de paramètres dont l'ensemble donne un résultat d'un niveau équitable, tant pour les utilisateurs de réseau que pour FLUXYS. Lorsqu'on sait que le tarif d'acheminement est constitué à concurrence de 30% par la marge bénéficiaire équitable et que celle-ci atteint 34% du tarif

pour le stockage et 47% pour le terminaling, la CREG considère que le cadre actuel qui détermine la marge bénéficiaire rencontre suffisamment les impératifs de rentabilité et les spécificités du marché du gaz naturel.

Il faut garder à l'esprit que les consommateurs peuvent opter pour d'autres combustibles dans le cas où le prix du gaz n'est plus suffisamment compétitif. Dans ce contexte, la Directive 2003/55/CE mentionne en son point (7) que : « pour le bon fonctionnement de la concurrence, l'accès au réseau doit être non discriminatoire, transparent et disponible au juste prix ».

## **4.5 EVOLUTION DES DIVIDENDES DE FLUXYS DEPUIS LA LIBERALISATION**

36. Les dividendes ont un lien indirect avec les tarifs. Le dividende annuel, en tant qu'élément de la répartition du bénéfice, laquelle relève de la compétence de l'entreprise, avec comme complément la réserve du bénéfice (p.ex. pour les investissements futurs) est important aux yeux de l'actionnaire qui souhaite maximiser son rendement, éventuellement par le biais d'une hausse des tarifs ou une limitation de l'autofinancement. Jusqu'à la fin 2001, Distrigaz (ancienne) était une entreprise intégrée en charge du transport et du négoce de gaz. Lors de la scission, une action de Distrigaz (ancienne) a été échangée contre une action de FLUXYS et une action de Distrigaz (nouvelle, ci-après Distrigaz), ce qui a conduit à maintenir l'actionnariat des deux nouvelles sociétés, identique à l'actionnariat de l'ancienne.

Le tableau ci-dessous détaille l'évolution du dividende par action, d'une part de Distrigaz (ancienne), soit avant 2001 et d'autre part de FLUXYS, soit après 2001. Il importe de préciser que la distribution du dividende relève de la compétence de l'Assemblée générale de la société, sur proposition du Conseil d'administration. Toutefois, les statuts de FLUXYS prévoient d'affecter au moins 75% du bénéfice aux dividendes destinés aux actionnaires.



**Tableau 14 Evolution du niveau du dividende par action avant et avec la libéralisation**

<b>DISTRIGAZ (ancienne)</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>					
<b>Dividende brut par action (€)</b>	31,23	32,72	34,41	36,19	38,18					
<b>Dividende net par action (€)</b>	23,43	24,54	25,81	27,14	28,64					
<b>Augmentation annuelle</b>		4,7%	5,2%	5,2%	5,5%					
-										
<b>FLUXYS</b>						<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
<b>Dividende brut par action (€)</b>						40,00	42,00	47,00	50,60	53,8
<b>Dividende net par action (€)</b>						30,00	31,50	35,25	37,95	40,35
<b>Augmentation annuelle</b>						4,7%	5,0%	11,9%	7,7%	6,3%

Source : CREG

Comme on le voit, avant 2001, l'évolution du dividende versé aux actionnaires est relativement stable pour Distrigaz (ancienne), avec une croissance annuelle de l'ordre de 5%. Après 2001, qui correspond à l'année de la scission et au démarrage de la libéralisation, on constate pour FLUXYS une augmentation du dividende supérieure à 5% par an, avec toutefois une croissance doublée en 2003 (principalement due à la vente de gaz coussin du stockage d'Anderlues et au développement des activités non-régulées). Le ratio pay-out, qui relève de la compétence de l'entreprise, est, chez Fluxys (75 pourcent du bénéfice au moins) au moins deux fois plus élevé que la moyenne des entreprises BEL 20 (voir également chapitre 4.4).

## 5 STOCKAGE DU GAZ (LOENHOUT ET PEAK SHAVING DE DUDZELE)

### 5.1. STRUCTURE ET SYSTEME TARIFAIRE APPLIQUE POUR LE STOCKAGE DU GAZ NATUREL SOUS FORME GAZEUSE ET LIQUIDE EN BELGIQUE

37. Les services de stockage de FLUXYS comprennent le remplissage du stockage avec du gaz naturel, son stockage et son injection dans le réseau de FLUXYS. La société dispose à cette fin du stockage souterrain de Loenhout (stockage sous forme gazeuse dans un aquifère) et le Peak Shaving de Dudzele (stockage sous forme liquide).

Les capacités du stockage de Loenhout et du Peak Shaving de Dudzele sont réservées en priorité aux utilisateurs du réseau qui fournissent du gaz naturel aux gestionnaires du réseau de distribution ou aux utilisateurs finaux non éligibles (conformément aux dispositions de l'article 15/11, § 2, de la loi gaz). FLUXYS propose des services de stockage selon le principe du « first committed, first served » à condition qu'il y ait de la capacité disponible. Les contrats de stockage pour le stockage de Loenhout ont une durée d'un an et commencent le 15 avril 2006.

Actuellement, les possibilités de stockage en Belgique sont relativement limitées bien qu'elles offrent en principe toutes à leur utilisateur des possibilités de moduler l'approvisionnement (entre le moment de l'importation et de la consommation). Les principes d'utilisation du stockage de Loenhout sont actuellement déterminés par les caractéristiques physiques des installations. FLUXYS souscrit une partie de la capacité d'émission du stockage de Loenhout afin de pouvoir remplir sa fonction de gestionnaire du réseau de transport. Il en va de même pour le Peak Shaving de Dudzele.

38. Les deux unités de Belgique sont soumises à la régulation tarifaire de la CREG. Les tarifs sont systématiquement déterminés de manière à refléter les coûts. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des tarifs de stockage concernés pour 2006.

**Tableau 15 Tarifs installations de stockage Belgique (2006)**

STOCKAGE		Tarif 2006	En vigueur à partir de °
<b>Loenhout</b>			
<b>Unité standard**</b>		101,5	€/unité standard
Capacité d'injection ferme		34,8	€/m³(n)/h/an
Volume de stockage		0,017	€/m³(n)/an
Capacité d'émission ferme		20,7	€/m³(n)/h/an
Capacité d'injection interruptible		20,9	€/m³(n)/h/an
Capacité d'émission interruptible		12,4	€/m³(n)/h/an
<b>Unité Standard court terme</b>		0,7	€/unité standard
Capacité d'injection court terme interruptible		0,4	€/m³(n)/h/sem
Stockage court terme interruptible		0,0002	€/m³(n)/sem
Capacité d'émission court terme interruptible		0,2	€/m³(n)/h/sem
<b>Peak-Shaving Dudzele</b>			
<b>Unité standard***</b>		26,5	€/unité standard
Capacité d'injection ferme		7,9	€/m³(GNL)/an
Volume de stockage		0,126	€/m³(n)/an
Capacité d'émission ferme		5,2	€/m³(n)/h/an
<b>Capacité d'émission interruptible</b>		3,1	€/m³(n)/h/an
<b>Divers</b>			
Inscription au système électronique de réservation automatique		1.000	€/an
Transfert de capacité et/ou gaz en stock			NWC + 2M
Transfert *		200	€/transfert

+ gas in kind 1,50%

° Si la date diffère de 01/01/2006

\* Le montant est à payer par chacune des deux parties

\*\* Le tarif d'un unité standard est 110,7 €/an avant 15/04/2006 et 101,5 €/an après cette date

\*\*\* Le tarif d'un unité standard est 27,3 €/an avant 15/04/2006 et 26,5 €/an après cette date

Source : CREG ([www.creg.be](http://www.creg.be))

Le tarif de stockage à Loenhout s'élève actuellement à 107,7 euros par unité de stockage standard, dans le cadre d'un contrat standard d'un an. A partir du 15 avril 2006, le tarif du service de stockage de Loenhout s'élèvera à 101,5 euros par unité de stockage standard dans le cadre d'un contrat d'un an<sup>23</sup>. A partir de septembre 2006, FLUXYS proposera également des services de stockage à court terme à Loenhout. Ces services se composeront d'une capacité interruptible pour une période de 7 jours. Pour couvrir sa consommation de gaz, l'entreprise de transport prélève en outre du gaz « in kind » à hauteur de 1,5% des quantités nettes injectées par l'utilisateur du service de stockage à Loenhout.

L'utilisation de l'unité de stockage de Loenhout vise principalement à compenser le « swing » saisonnier. Concrètement, le gaz excédentaire provenant de l'étranger pendant l'été est stocké pendant plusieurs mois afin d'être affecté pendant les pics (hiver) à la

<sup>23</sup>

Il s'agit principalement des effets d'une redéfinition du contenu d'un contrat standard.

consommation nationale. Le raisonnement économique est que l'achat de gaz à un rythme constant auprès d'un producteur est meilleur marché.

Le tarif de stockage pour le Peak Shaving de Dudzele est également calculé par « unité standard ». A partir du 15 avril 2006, le tarif de stockage du Peak Shaving de Dudzele s'élèvera à 26,5 euros par unité standard dans le cadre d'un contrat standard d'un an. Antérieurement, entre le 1<sup>er</sup> janvier 2006 et le 15 avril 2006, le tarif de stockage du Peak Shaving de Dudzele s'élève encore à 27,3 euros par unité standard dans le cadre d'un contrat standard d'un an. Cette différence s'explique par le fait qu'une unité standard comprend également de la capacité d'émission interruptible jusqu'au 15 avril 2006.

L'installation de Peak Shaving est utilisée pour faire face à un pic de consommation pendant une période de quelques jours. Vu l'utilisation spécifique de l'installation de Peak Shaving, cette dernière ne sera pas abordée plus en détail dans l'analyse comparative puisqu'il y a peu de points de comparaison représentatifs pour cette application dans les pays voisins.

## **5.2. COMPARAISON DES TARIFS APPLIQUES EN BELGIQUE AVEC LES PAYS VOISINS**

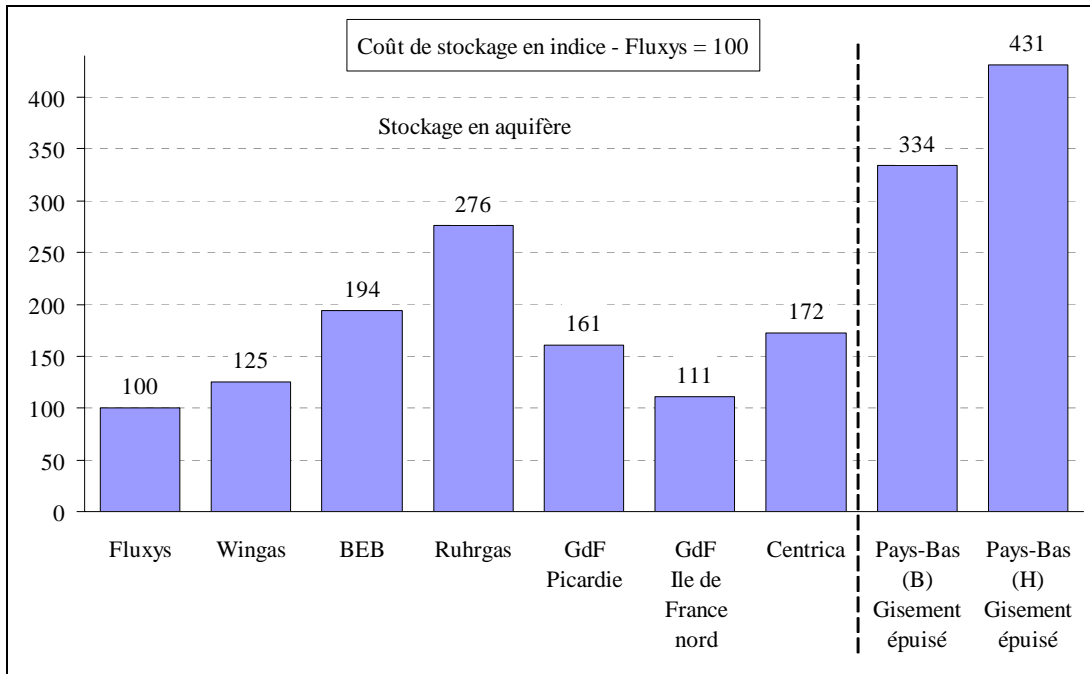
39. La comparaison tarifaire entre les tarifs belges et les tarifs de stockage à l'étranger s'effectue toujours dans un contexte différent. Ainsi, en Belgique et en France, la vente de stockage se fait sur la base d'un prix unitaire valable pour tous les acteurs de marché. Aux Pays-Bas et au Royaume-Uni, il y a une approche de marché et les tarifs sont négociés entre le gestionnaire (qui est en général aussi chargé de la commercialisation de la capacité) et l'acteur de marché.

Il existe également une certaine diversité dans le type de stockage qui offrent chacun une structure de coûts et une flexibilité propres. Les tarifs de Loenhout que nous présentons ci-dessous sont utilisés comme base de comparaison :

- ils ont trait à un stockage long (50 jours et plus de durée d'émission) en aquifère, ainsi qu'à un stockage court de GNL (5 jours d'émission), car la Belgique ne dispose que d'un stockage en aquifère (Loenhout) et d'un stockage de GNL (Dudzele);
- ils sont soit des prix affichés (« posted »), soit des prix indicatifs (cas des tarifs négociés).

La comparaison des tarifs sur cette base donne les résultats illustrés dans le graphique ci-dessous.

**Figure 12 Comparaison tarifs de stockage unité de stockage Loenhout (2005)**



Source : Consultant externe, décembre 2005

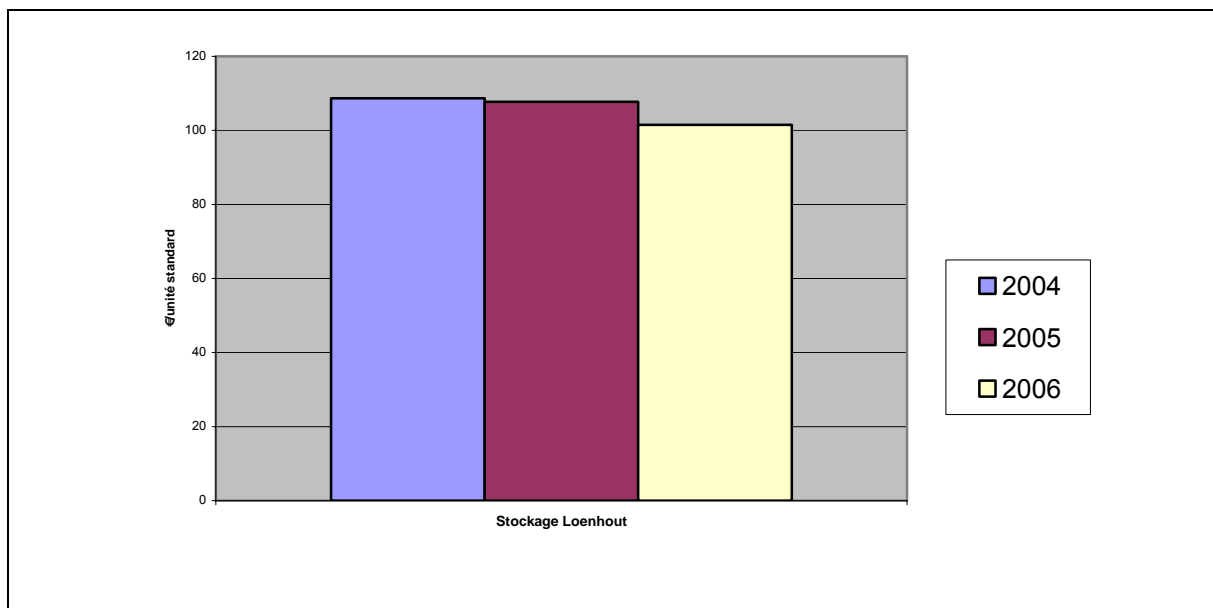
La conclusion est sans équivoque : le tarif de stockage de FLUXYS est compétitif. Il est du même ordre de grandeur que le tarif inférieur de l'échantillon de Gaz de France. Les tarifs sont affichés et non négociables. Tant les tarifs de FLUXYS que de Gaz de France sont pleinement transparents.

En plus, aussi bien pour FLUXYS que pour Gaz de France, le tarif purement capacitaire est relativement proche de l'annuité économique. Les tarifs de FLUXYS et de Gaz de France expriment donc de manière satisfaisante la "vérité des coûts".

### 5.3. EVOLUTION DES TARIFS ET DES SERVICES DE STOCKAGE EN BELGIQUE

40. Comme illustré à la figure ci-dessous, l'on constate une baisse continue des tarifs de stockage entre 2004 et 2006. La baisse est supérieure à 6% hors inflation. Si l'on tient compte de l'inflation, cette baisse atteint 11%.

**Figure 13** Evolution des tarifs par unité de stockage à Loenhout (2004-2006)



Source : CREG ([www.creg.be](http://www.creg.be))

41. Outre la baisse absolue des tarifs, un ensemble de services impliquant une amélioration claire de l'offre au marché a été élaboré. Il s'agit notamment de stockage à court terme, de stockage interruptible et de l'organisation d'un marché secondaire pour négocier des capacités<sup>24</sup>.

<sup>24</sup> La tendance est la même pour l'installation de Peak Shaving de Dudzele.

## 6 TERMINALLING GNL (ZEEBRUGGE)

### 6.1 STRUCTURE ET SYSTEME TARIFAIRE APPLIQUE POUR LE TERMINALLING GNL EN BELGIQUE

42. La filiale de FLUXYS SA, à savoir FLUXYS LNG SA, gère et commercialise les capacités du terminal méthanier à Zeebrugge. Les services de terminalling GNL de FLUXYS LNG comprennent la réception et le débarquement de navires GNL dans le terminal méthanier de Zeebrugge, le stockage de GNL, sa regazéification et l'émission vers le réseau de transport.

Chacun de ces services connaît un tarif régulé basé sur les coûts. A cet effet, les coûts de FLUXYS LNG sont répartis suivant des critères objectifs entre les différents services proposés par l'entreprise.

43. Le terminal méthanier de Zeebrugge présente les caractéristiques suivantes :

- la capacité d'émission totale du terminal s'élève à 950.000 m<sup>3</sup>(n)/h ;
- la capacité de stockage de base s'élève à 140.000 m<sup>3</sup>(n)/h ;
- la capacité de stockage de flexibilité s'élève à 100.000 m<sup>3</sup>(n)/h.

Une capacité d'émission de 350.000 m<sup>3</sup>(n)/h est interruptible pour des raisons techniques et opérationnelles. Cette capacité interruptible sera adaptée en fonction des caractéristiques techniques des installations. FLUXYS SA (activité transit et transport national) a réservé, pour ses besoins opérationnels en transport, un volume de GNL de 6.000 m<sup>3</sup> à des fins de stockage de flexibilité au tarif normal du stockage de flexibilité.

En fait, la totalité de la capacité restante du terminal méthanier a été réservée par Distrigaz au cours des années précédentes et aussi pour (la majeure partie de) 2006. Les capacités à long terme sur le terminal méthanier sont en effet entièrement réservées dans le cadre d'un contrat avec Distrigaz qui arrive à échéance le 1<sup>er</sup> octobre 2006. Dans l'optique de cargaisons à court terme et spot, les acteurs intéressés peuvent néanmoins souscrire à des « slots » qui pourraient éventuellement se libérer dans le schéma de débarquement du contrat en cours. L'accès à cette capacité est donc possible sur le marché secondaire pour les autres importateurs.

44. L'extension du terminal méthanier actuellement en cours constitue une évolution récente et importante dans le cadre du terminalling GNL en Belgique. Le projet d'extension consiste en :

- l'augmentation (+/- 60 %) de la capacité de stockage par la construction d'un quatrième réservoir d'une capacité de 140.000 m<sup>3</sup> de gaz naturel liquide portant la capacité totale de stockage de l'installation à 380.000 m<sup>3</sup> de GNL ;
- l'accroissement de la capacité de regazéification et d'émission de gaz naturel gazeux en la portant de 950.000 (n)m<sup>3</sup>/h à 1.700.000 (n)m<sup>3</sup>/h soit une capacité d'émission du gaz contenu dans un méthanier en à peu près deux jours.

Les travaux ont démarré en août 2004. La mise en service de l'extension de l'émission est actuellement planifiée au 30 novembre 2006. La mise à froid du quatrième réservoir est prévue au premier octobre 2007.

45. La mise en service de l'extension du terminal méthanier coïncidera avec le terme de la situation commerciale actuelle. Dans le cadre de la procédure d'« open season » entamée par FLUXYS LNG en janvier 2003, trois shippers (Rasgas, Distrigaz et Tractebel) ont pris un engagement de souscription conditionnel et ont signé des contrats respectivement de 20, 20 et 15 ans à partir de 2007 pour une utilisation annuelle « en régime » de 4,5 - 2,5 et 2 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel (sous forme gazeuse).

L'offre de service de FLUXYS LNG a donc évolué pour rencontrer les besoins du marché. Le slot constitue toujours la base standardisée de l'offre, il est composé du déchargement, d'un stockage tampon et d'une capacité de regazéification/émission.

46. A partir de 2007, en ce qui concerne le terminal méthanier de Zeebrugge, des tarifs à long terme seront également appliqués suivant un schéma tel qu'exposé dans l'arrêté royal du 15 décembre 2005. Ces tarifs sont fixés par la CREG dans sa décision (B)040930-CDC-354 (cf. [www.creg.be](http://www.creg.be)). Ces tarifs ont une durée de 20 ans et sont déterminés comme suit :



**Tableau 16 Tarifs terminal méthanier de Zeebrugge (2007-2027)**

<b>Tarifs d'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge de la SA FLUXYS LNG valables du 1<sup>er</sup> avril 2007 au 31 mars 2027</b>	
Slot (*)	750.443 €/slot
Réception du méthanier	130.294 € par réception
Tarif unitaire pour l'émission additionnelle :	1,95 €/kWh/h/an
Tarif unitaire pour le stockage additionnel :	96,39 €/m³/an
<p>Tous ces tarifs sont des tarifs « plafond » valables durant 20 ans. Il s'agit de valeurs de référence 2003 indexées à concurrence de 35% de l'index des prix à la consommation</p> <p>(*) Un slot se compose des services de déchargement, de stockage et de capacité de regazéification sur 10,35 jours (soit sur 20 marées hautes) pour un méthanier de 140.000 m³ de GNL. Le nombre de slots prévus est de 110 par an.</p>	

Source : CREG ([www.creg.be](http://www.creg.be))

47. En ce qui concerne le terminal méthanier, l'aperçu des tarifs pour l'année 2006, dans le cadre en vigueur des tarifs annuels, est présenté dans le tableau ci-dessous.

**Tableau 17 Tarif terminal GNL Zeebrugge (2006)**

<b>TERMINALLING</b>		
	<b>Tarif 2006</b>	<b>En vigueur à partir de °</b>
<b>Réception</b>		
Réception-tarif par cargaison	210.478	€/cargaison
<b>Stockage</b>		
Stockage de base	29.791	€/jour
Stockage de flexibilité	0,17	€/m³ GNL/jour
<b>Emission</b>		
Capacité ferme d'émission	19,3	€/((m³(n)/h)/an
Capacité interruptible d'émission	11,6	€/((m³(n)/h)/an
<b>Chargement de camions en GNL</b>	510,8	€/chargement
<b>Inscription au système électronique de réservation automatique</b>	1.000	€/an
		NWC + 2M
<b>Transfert de capacité et/ou de gaz en stock</b>		
Transfert*	200	€/transfert
		15/04/2006

+ gas in kind 1,30%

° Si la date diffère de 01/01/2006

\* Le montant est à payer par chacune des deux parties

Source : CREG ([www.creg.be](http://www.creg.be))

48. Les conditions d'utilisation des services de terminalling sont définies plus en détail dans les règles opérationnelles du terminal. En substance, pour une quantité débarquée supérieure ou égale à 125.000 m<sup>3</sup> de GNL, la durée de stockage de base est de cinq jours. Il s'agit donc d'un stockage limité dans le temps<sup>25</sup>. En outre, la durée de stockage de base pour une quantité débarquée inférieure à 125.000 m<sup>3</sup> de GNL est réduite proportionnellement à la quantité débarquée. Afin de réaliser l'émission de son GNL dans le réseau de transport, l'utilisateur du terminal doit réserver une capacité d'émission ferme et/ou interruptible. Si la durée de stockage dont l'utilisateur du terminal a besoin est supérieure à la durée de stockage de base, il doit réserver du stockage de flexibilité pour cette durée complémentaire. Cette quantité doit correspondre à une capacité au moins égale à sa réserve à la fin de la durée de stockage de base.

## **6.2 COMPARAISON DES TARIFS APPLIQUES EN BELGIQUE AVEC LES PAYS VOISINS**

49. Le tarif du terminal méthanier est illustré à l'aide de deux exemples qui divergent chacun du régime/statut du terminal méthanier de Zeebrugge.

Dans le cas d'un nouveau terminal (projet « greenfield »), le coût de la regazéification s'élève à 0,30 USD/MBtu, soit 1 eurocent/m<sup>3</sup>. Dans le cas du terminal de Cartagene (Espagne - 3 cuves de 80 000 m<sup>3</sup> et un investissement de 270 M€) appelé à recevoir du gaz d'Egypte, le coût est de 0,40 USD/MBTU, soit 1,35 eurocent/m<sup>3</sup>.

Dans le cas du terminal (largement) amorti de Montoir (France), le coût de la regazéification ne comprend plus de CAPEX ou un CAPEX « historique » relativement faible et peut être nettement plus bas, plus particulièrement dans la fourchette de 0,75 à 0,9 eurocent/m<sup>3</sup>, soit 0,23 à 0,27 USD/MBTU.

Le tarif du terminal méthanier de Zeebrugge est fixé, sur une base comparable, à 0,826 eurocent/m<sup>3</sup>, soit 0,25 USD/MBTU, et se situe donc à un niveau comparable à celui de Montoir.

---

<sup>25</sup> FLUXYS LNG s'engage à mettre en œuvre tout ce qui est en son pouvoir (*reasonable endeavour*) pour porter la durée de stockage de base à 6 jours.

## 6.3 EVOLUTION DES TARIFS DE TERMINALLING GNL EN BELGIQUE

50. Par analogie aux explications du Chapitre 4.3. et du Chapitre 5.3., les tarifs pour l'utilisation du terminal méthanier suivent une tendance à la baisse (cf. tableau ci-dessous) La baisse globale des tarifs de FLUXYS LNG entre 2004 et 2006 est de 6,5% hors inflation et de -11,5% si on considère l'inflation.

**Tableau 18 Tarifs terminal méthanier de Zeebrugge (2004-2006)**

	Tarif 2004	Tarif 2005	Comparaison 2004/2005	Tarif 2006	Comparaison 2004/2006
Réception (€/cargaison)	223.310	205.407	-8,0%	210.478	-5,7%
Stockage de base (€/jour)	31.928	31.396	-1,7%	29.791	-6,7%
Stockage de flexibilité (€/m <sup>3</sup> GNL/jour)	0,22	0,22	0,0%	0,17	-22,7%
Emission ferme (€/m <sup>3</sup> (n)/h)/an	20,72	19,33	-6,7%	19,3	-6,9%
Emission interruptible (€/m <sup>3</sup> (n)/h)/an	12,43	11,6	-6,7%	11,6	-6,7%

Source : CREG

## 7 DISTRIBUTION

### 7.1 INTRODUCTION

51. En Belgique, l'article 1<sup>er</sup>, 12<sup>o</sup>, de la loi gaz, définit la distribution de gaz comme l'activité ayant pour objet de fournir du gaz, par la voie de réseaux locaux de canalisations, à des clients établis sur le territoire d'une ou plusieurs communes déterminées, mais ne comprenant pas la fourniture. Dix-huit entreprises assurent la distribution de gaz naturel sur le territoire belge. Elles ont été désignées par les régions comme gestionnaire du réseau de distribution de gaz sur lequel elles possèdent un droit de propriété et/ou d'utilisation. Cette désignation vaut pour un délai renouvelable de 12 ans (Flandre), de 20 ans (Bruxelles) ou de maximum 20 ans (Wallonie). Les gestionnaires de réseau de distribution de gaz disposent donc d'un monopole légal, quoique limité dans le temps et l'espace.

Les tiers, à savoir les clients finals et les titulaires d'une autorisation de fourniture, ont accès au réseau de distribution de gaz en fonction des tarifs approuvés par la CREG sur proposition du gestionnaire de réseau. Ces tarifs permettent au gestionnaire de réseau d'une part de couvrir tous les frais réels et raisonnables attribuables à ses missions et d'autre part de gagner une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau en vue d'en assurer le fonctionnement optimal à long terme. Comme mentionné ci-dessus (cf. chapitre 2), en ce qui concerne les clients finals raccordés au réseau de distribution de gaz, le tarif du réseau de distribution est, après la composante énergétique, la principale composante du prix du gaz. C'est certainement le cas pour les clients résidentiels et dans une moindre mesure pour les clients industriels.

Dans cette partie, nous analyserons le coût et le tarif de la distribution de gaz naturel à trois niveaux différents. Tout d'abord, nous réaliserons une comparaison internationale avec des entreprises de distribution étrangères. Ensuite, les gestionnaires de réseau de distribution belges seront comparés entre eux, après quoi l'évolution dans le temps des tarifs de distribution sera esquissée. Enfin, sur la base des analyses précédentes, nous formulerons des recommandations pouvant être mises en œuvre dans le cadre légal actuel et d'autres qui requièrent une modification légale pour pouvoir être appliquées (cf. chapitre 12).

## 7.2 COMPARAISON INTERNATIONALE

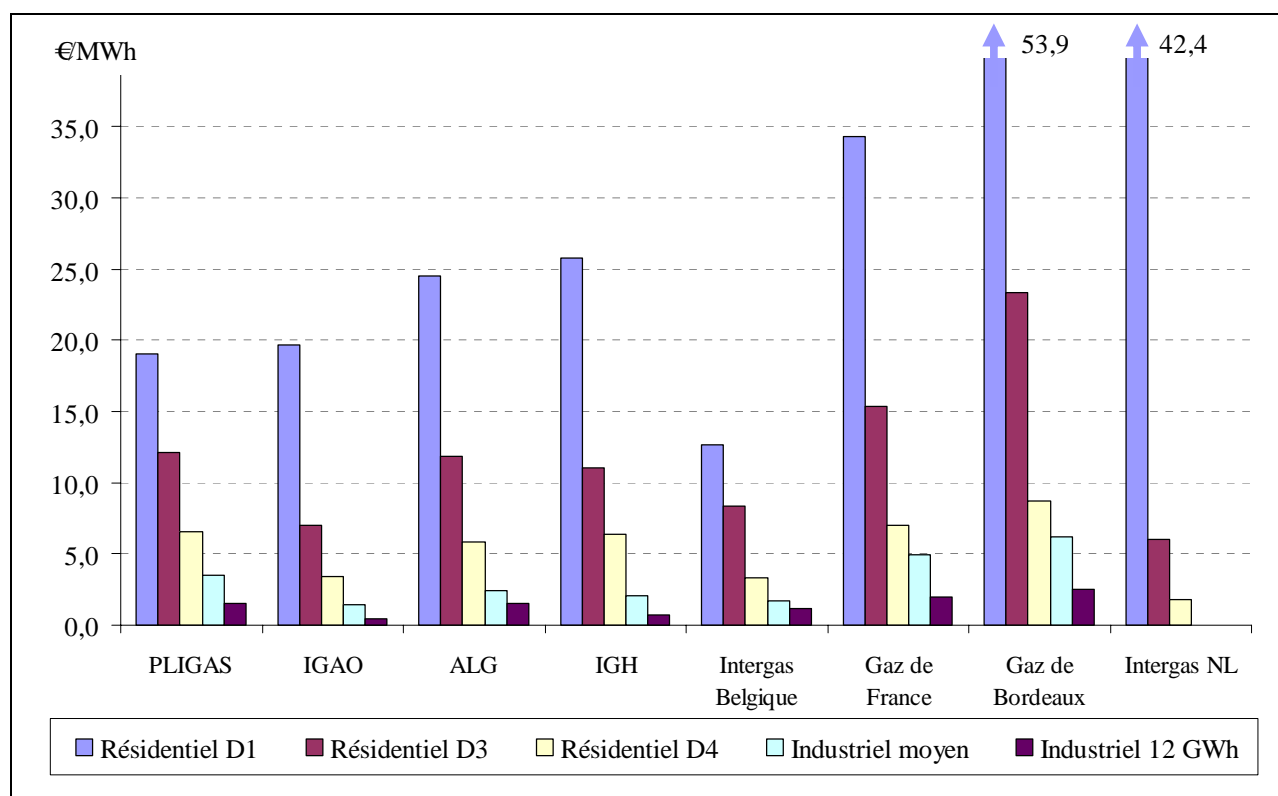
### 7.2.1 Tarif d'utilisation du réseau de distribution

52. Les tarifs de cinq gestionnaires de réseau de distribution de gaz (PLIGAS, IGAO, ALG, IGH et INTERGAS Belgique) ont été comparés avec les tarifs d'une entreprise de distribution de gaz néerlandaise (INTERGAS Nederland) et de deux entreprises françaises (Gaz de France et Gaz de Bordeaux) pour cinq types de clients (cf. tableau ci-dessous).

**Tableau 19 Profil de consommation de gaz naturel par type de clients**

Clients-types	Consommation annuelle (kWh)	Relevé compteur
Résidentiel D1 - cuisine + eau chaude	2 326	annuel
Résidentiel D3 – cuisine + eau chaude + chauffage	23 260	annuel
Résidentiel D4 – chauffage min. 10 appartements	290 750	annuel
Client professionnel	2 800 000	mensuel
Client industriel	12 000 000	mensuel

**Figure 14 Comparaison internationale du tarif du réseau de distribution de gaz naturel par type de clients**



Source : Consultant externe, décembre 2005

53. Il ressort de la figure ci-dessus que les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution belges sont inférieurs pour tous les types de clients à ceux des deux gestionnaires de réseau français. Cependant, les tarifs du gestionnaire de réseau néerlandais INTERGAS sont encore inférieurs, sauf pour la plus petite catégorie de clients en raison des frais d'abonnement élevés.

## 7.2.2 Structure des coûts

54. Sur la base des données de sept entreprises gazières étrangères des Pays-Bas, d'Allemagne, du Danemark, de Suisse, d'Irlande et du Royaume-Uni, un « coût standard » a été déterminé pour la distribution de gaz naturel. Ce coût standard, exprimé en euros par énergie transportée (€/MWh), doit être interprété à la lumière de la spécificité de chaque entreprise gazière, notamment en termes d'actionnariat, de longueur du réseau, d'énergie transportée, de nombre de clients, d'intégration horizontale ou verticale de différentes activités, de géographie, de démographie de la région de distribution, etc.

Le coût standard comprend les éléments suivants : les frais de personnel, les frais d'achat de biens et de services, les amortissements, une marge bénéficiaire et des coûts financiers. Puisque ce dernier élément varie fortement en fonction des méthodes de financement spécifiques, un coût standard technique, c'est-à-dire avant coûts financiers, constitue un point de comparaison plus pertinent. Le coût standard technique international est estimé à 8,71 €/MWh (cf. tableau ci-dessous).

**Tableau 20 Coût standard technique international pour la distribution de gaz naturel (2004)**

en €/MWh	Standard	Intergas	GASAG	Gasanstalt Kaiserslautern	HNG	Erdgas Zürich	Bord Gáis	NGT LDCs
		NL	DE	DE	DK	CH	IE	UK
Coûts d'exploitation	<b>6,59</b>	4,46	17,28	8,57	5,65	4,90	2,16	3,10
<i>Personnel et achats</i>	<b>3,24</b>	3,71	6,34	4,46	2,56	2,63	1,30	1,62
<i>Frais généraux</i>	<b>2,12</b>	0,07	10,51	2,34	0,00	0,72	0,25	1,08
<i>Amortissements et provisions</i>	<b>1,22</b>	0,72	0,43	1,76	3,10	1,58	0,58	0,40
+ Marge nette	<b>2,12</b>	1,51	3,85	2,70	0,72	2,88	n.b.	1,12
= Coût standard technique	<b>8,71</b>	5,98	21,10	11,27	6,41	7,78	n.b.	4,21
+ Coût financier net	-	0,00	-2,45	-0,32	0,97	0,18	n.b.	n.b.
= Coût total	-	5,98	18,65	10,94	7,38	7,92	n.b.	4,21

Source : Consultant externe, décembre 2005

Ce coût standard technique international est comparé au coût technique de quelques gestionnaires de réseau belges qui distribuent uniquement du gaz naturel (cf. tableau ci-dessous). Outre les spécificités de chaque gestionnaire de réseau dont question ci-dessus, il convient de tenir compte des différentes phases de la libéralisation en Belgique (libéralisation totale en Flandre et partielle à Bruxelles et en Wallonie).

**Tableau 21 Coût technique des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges (2004)**

en €/MWh	Standaard	PLIGAS	IGAO	ALG	IGH
		Limbourg	Anvers	Liège	Hainaut
Coûts d'exploitation	<b>6,59</b>	4,09	3,67	4,76	5,37
<i>Personnel et achats</i>	<b>3,24</b>	2,92	2,79	3,73	3,64
<i>Frais généraux</i>	<b>2,12</b>	-0,01	0,00	0,01	0,00
<i>Amortissements et provisions</i>	<b>1,22</b>	1,18	0,88	1,02	1,73
+ Marge nette	<b>2,12</b>	2,10	2,44	4,12	2,38
= Coût standard technique	<b>8,71</b>	6,19	6,11	8,88	7,75
+ Coût financier net	-	0,74	0,11	0,01	0,15
= Coût total	-	6,93	6,22	8,89	7,90

Source : CREG

Même si une certaine prudence est de mise lors de la comparaison des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel qui ne sont pas forcément tout à fait homogènes, certains constats s'imposent. Ainsi, IGAO et PLIGAS se comportent très bien par rapport au standard. Leurs coûts se situent entre le niveau de la distribution de gaz dans le Brabant néerlandais et à Copenhague. Toutefois, IGAO et PLIGAS se comportent moins bien que les entreprises gazières britanniques et irlandaises, mais ces dernières sont beaucoup plus grandes (économies d'échelle possibles) et toutes les subventions croisées n'ont pas forcément été éliminées de l'*unbundling* irlandais. IGH se comporte également bien par rapport au standard. Les coûts d'IGH se situent au niveau de la distribution de gaz à Zurich. Par contre, ALG se comporte moins bien que le standard d'une part et qu'IGAO et PLIGAS d'autre part.

Nous pouvons conclure que les gestionnaires de réseau de distribution de gaz belges tiennent certainement la comparaison avec l'étranger au niveau des tarifs et des coûts. Les coûts et les tarifs se situent plutôt sous la moyenne internationale. Comme nous

l'avons déjà dit à plusieurs reprises, la spécificité de chaque gestionnaire de réseau de distribution impose toutefois une certaine prudence au sujet de ces conclusions<sup>26</sup>. Les différences entre les gestionnaires de réseau de distribution de gaz belges sont analysées plus en détail dans la section suivante.

---

<sup>26</sup> A l'occasion d'une mise à jour de la présente étude, ces conclusions seront contrôlées à l'aide d'analyses financières telles que celles réalisées dans l'étude de la CREG relative à la régulation nécessaire à la réalisation d'éventuelles diminutions tarifaires au sein des différents éléments tarifaires pour l'électricité (cf ibidem Tableaux 6 et 7).

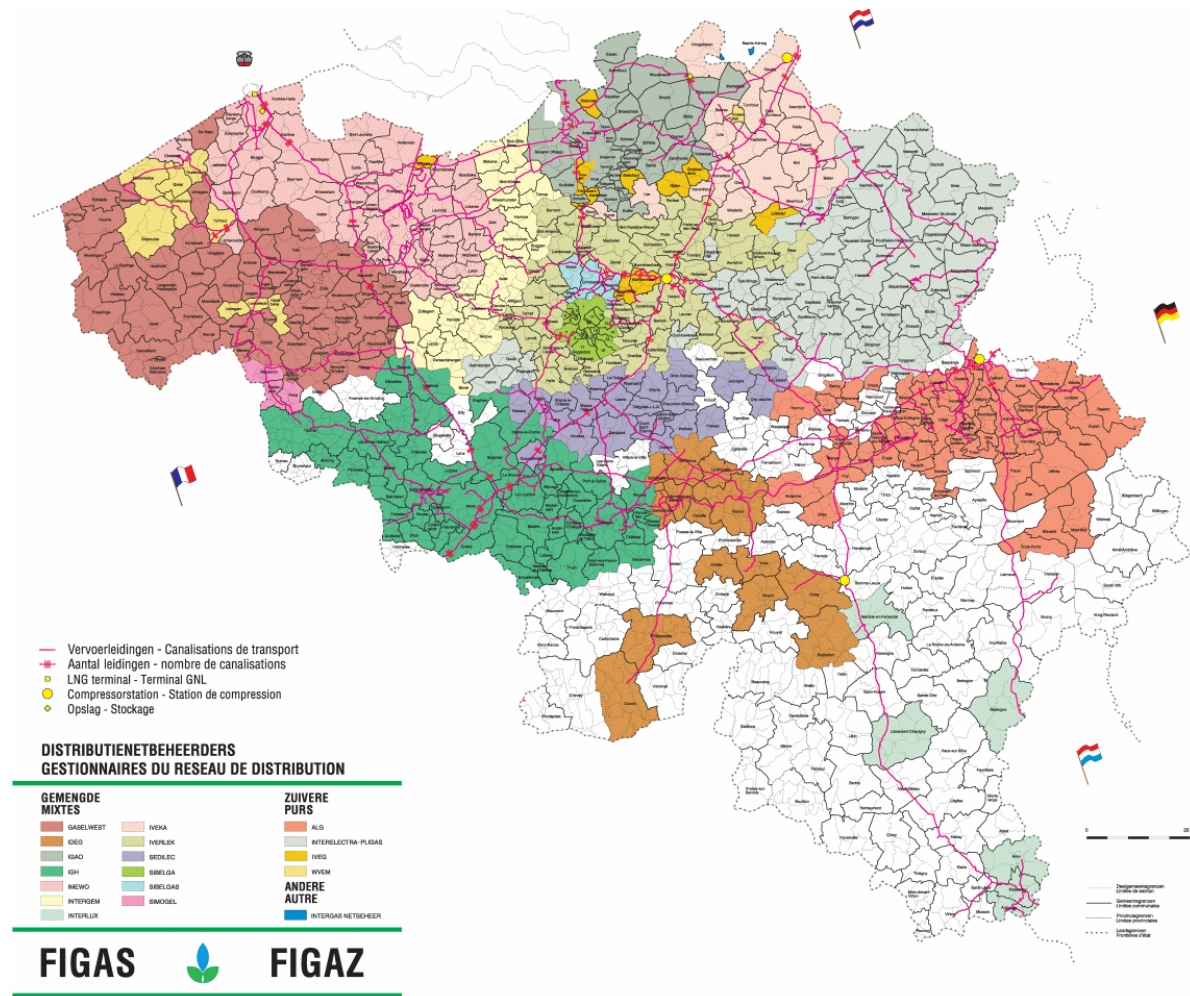


## 7.3 COMPARAISON NATIONALE

### 7.3.1 Tarif d'utilisation du réseau de distribution

55. La figure ci-dessous donne un aperçu géographique des dix-huit gestionnaires de réseau de distribution de gaz (10 flamands, 6 wallons, 1 bruxellois et 1 néerlandais) actifs sur le territoire belge. En outre, le tableau ci-dessous introduit la distinction entre les quatre gestionnaires de réseau purs et les treize mixtes<sup>27</sup>.

**Figure 15** Délémitation géographique des gestionnaires de réseau de distribution de gaz en Belgique (2005)



Source : FIGAZ

<sup>27</sup> L'entreprise néerlandaise Intergas Netbeheer, qui assure la distribution de gaz dans l'enclave de Baarle-Hertog, est une exception dans cette topologie.

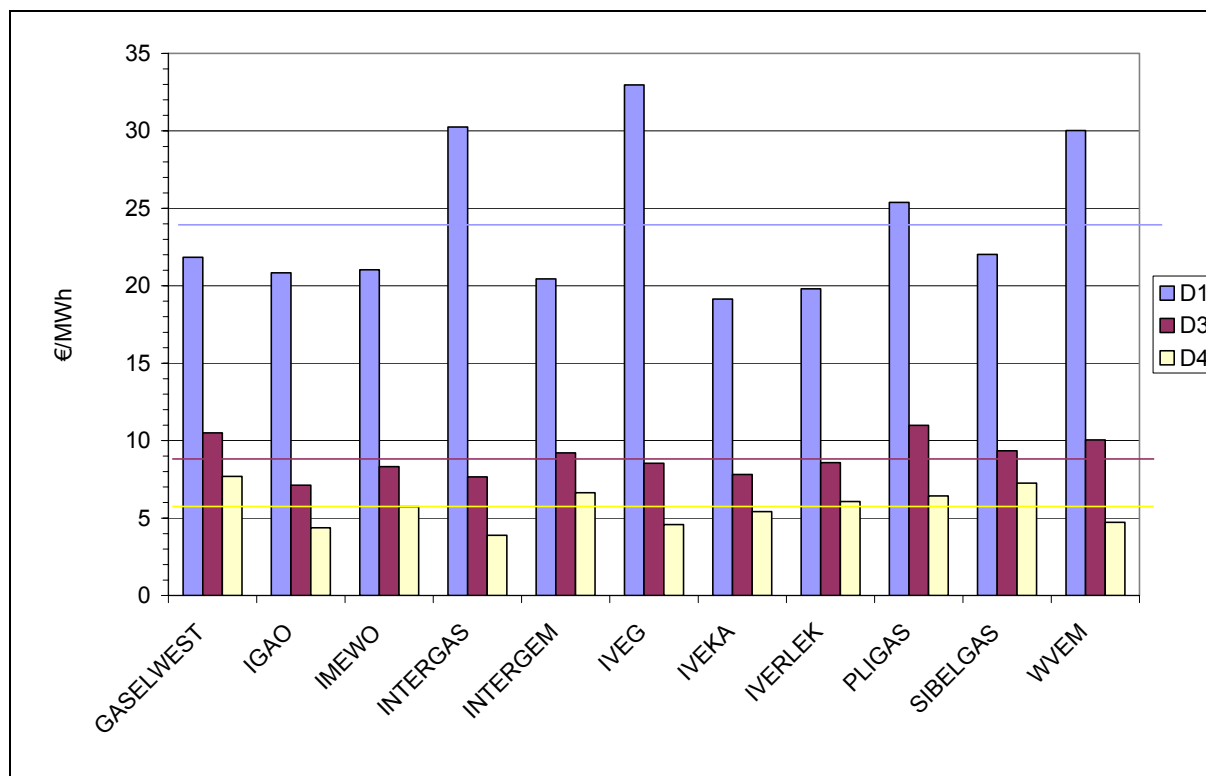
**Tableau 22 Distinction entre gestionnaires de réseau purs et mixtes**

	<b>GRD purs</b>	<b>GRD mixtes</b>
Actionnariat	Public (surtout communes)	Public (communes) et privé (Electrabel et entreprises liées)
Personnel propre	oui	Non, sous-traitance (excepté le GRD bruxellois)
Impôt des sociétés	Non	Oui, sur le bénéfice affecté à l'actionnaire privé

Source : CREG

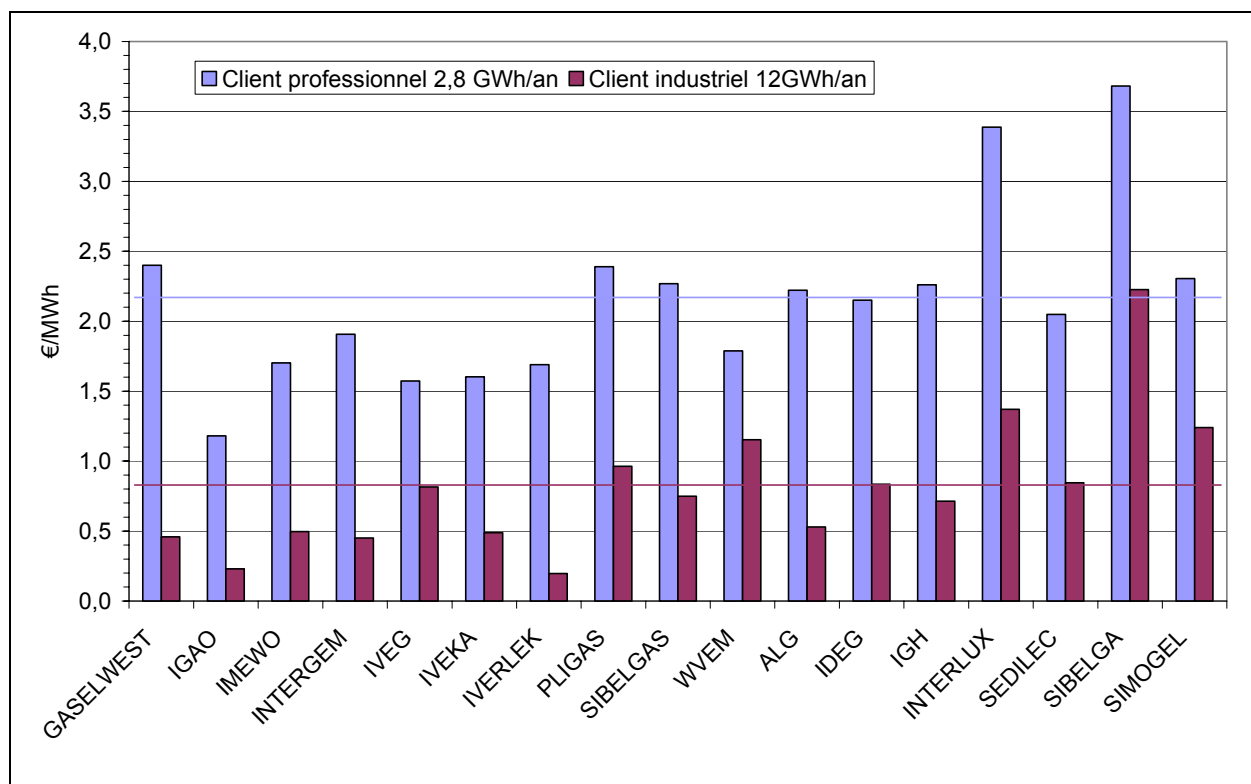
A la figure 16, les tarifs du réseau de distribution de gaz naturel pour 2006 pour les clients résidentiels sont comparés sur la base de trois types de clients (voire tableau 19) pour les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel actifs en Flandre, à savoir la seule région où ces clients sont déjà libéralisés. A la figure 17, les tarifs du réseau de distribution de gaz naturel pour les clients professionnels et industriels sont comparés par rapport à tous les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges.

**Figure 16 Tarifs de distribution de gaz naturel en Flandre pour trois types de clients résidentiels (2006)**



Source : CREG

**Figure 17 Tarifs de distribution de gaz naturel en Belgique pour les clients professionnels et industriels (2006)**



Source : CREG

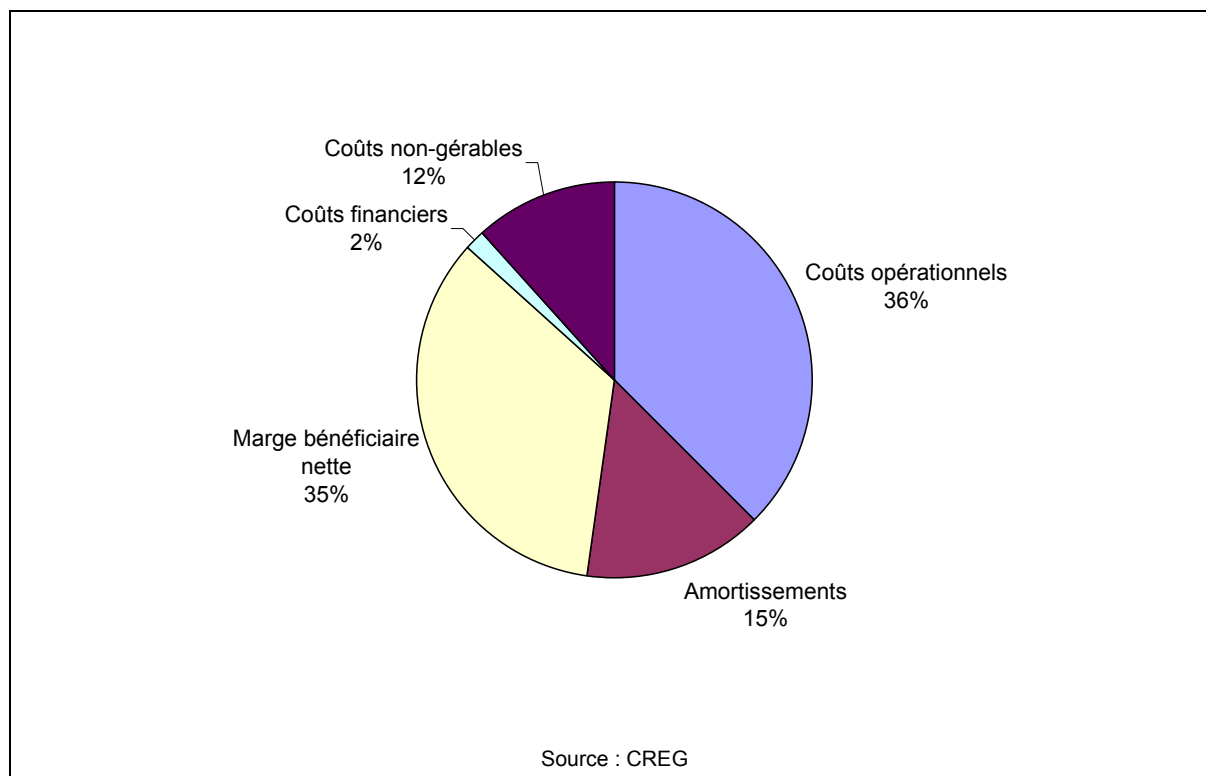
Bien que les tarifs soient fixés suivant des principes tarifaires uniformes (cf. supra), il convient de souligner que le tarif le plus élevé est plus élevé respectivement de 72%, 54% et 98% par rapport au tarif le plus bas pour les clients résidentiels D1, D3 et D4. Les différences sont encore plus marquées pour les clients professionnels et industriels. Ces différences sont analysées plus en détail à la section suivante par le biais de la structure des coûts des gestionnaires de réseau de distribution.

### 7.3.2. Structure des coûts

56. La figure ci-dessous illustre la structure de coûts moyenne des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges pour l'exercice 2004. Les coûts non gérables se composent à plus de 57% de charges de pensions complémentaires non capitalisées du passé. Ils comprennent en outre notamment les impôts, prélèvements et redevances, les coûts liés aux obligations de service public, les amortissements immatériels, les réductions de valeur, les réserves et les résultats exceptionnels. De manière surprenante, la marge bénéficiaire équitable octroyée au gestionnaire de réseau de distribution de gaz

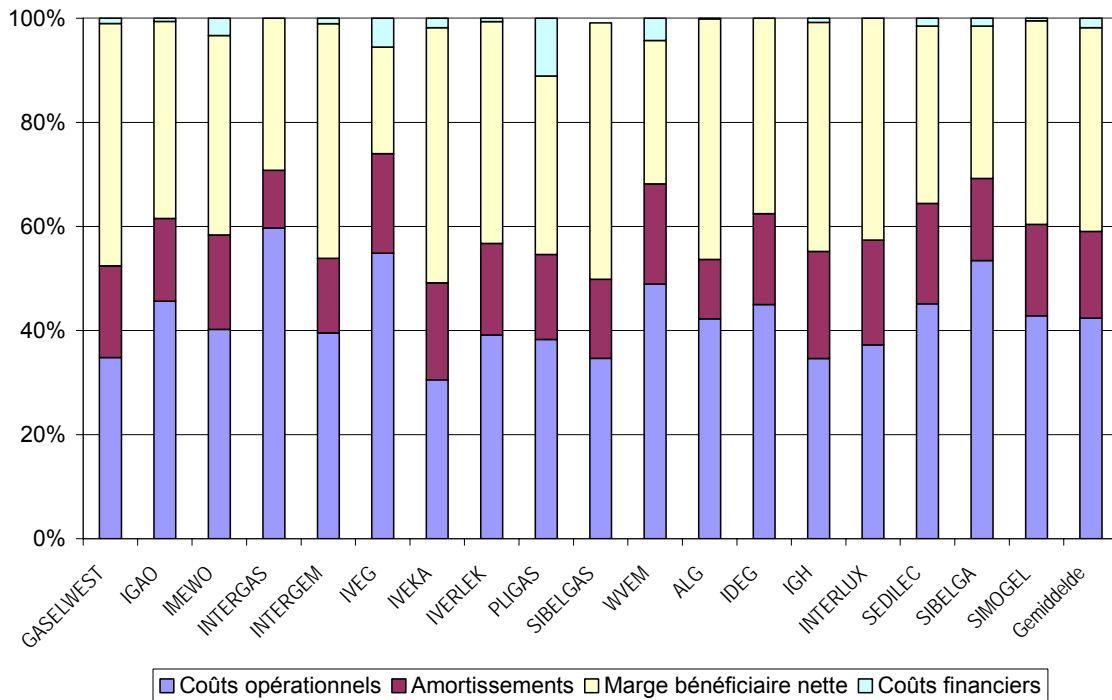
naturel pèse en moyenne autant que les coûts opérationnels, tels que les coûts de surveillance et d'entretien du réseau, les coûts des services techniques, commerciaux et généraux. Cette marge bénéficiaire représente en moyenne 35% du chiffre d'affaires et donc du tarif du gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel, tandis que la moyenne des entreprises belges n'est que de 7%.

**Figure 18** Structure de coûts moyenne des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges (2004)



Puisque les coûts non maîtrisables varient fortement entre les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel et se retrouvent dans une mesure relativement plus importante chez les gestionnaires de réseau de distribution mixtes (impôt des personnes morales et charges de pension non capitalisées), ils sont retirés de la figure ci-dessous qui représente la structure de coûts par gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel pour l'exercice 2004. Il ressort de cette figure que l'importance de toutes les composantes de coûts varie fortement d'un gestionnaire de réseau à l'autre, à l'exception des amortissements.

**Figure 19** Structure de coûts par gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel belge (2004)

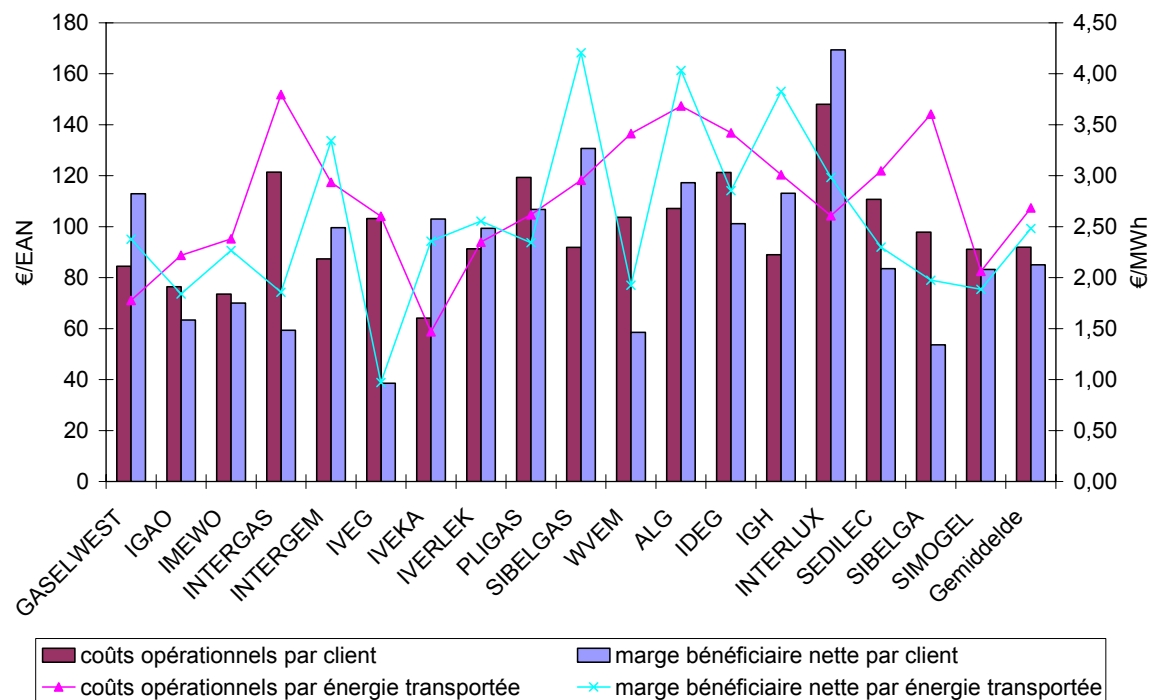


Source : CREG

La marge bénéficiaire équitable d'une part et les coûts opérationnels d'autre part méritent un examen plus approfondi en raison de leur importance (cf. figure 18) et de leur variation (cf. figure 19). A la figure ci-dessous, ces deux composantes de coûts sont présentées en relation avec l'énergie transportée et le nombre de points de prélèvement ou clients. En moyenne, le bénéfice net par client s'élève à € 85 en moyenne. Chez certains gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel, un client moyen rapporte le double. Le bénéfice net moyen par client ou par unité d'énergie transportée peut même être quatre fois plus élevé chez certains gestionnaires de réseau de distribution. Soulignons que les cinq gestionnaires de réseau de distribution enregistrant le bénéfice le plus élevé réalisent en outre plus de bénéfice que de coûts opérationnels par client. Il conviendrait avant toute chose de réaliser un examen plus approfondi de la valeur des immobilisations corporelles réglementées utilisée comme base pour la détermination de la marge bénéficiaire (cf. chapitre 4.4) (cf. infra). A l'inverse, il est tout aussi surprenant de constater que trois gestionnaires de réseau de distribution réalisent au moins deux fois plus de coûts opérationnels que de bénéfice par client. Les possibilités d'économies de coûts doivent être étudiées en priorité chez ces gestionnaires de réseau de distribution. Vu les différences intervenant tant au niveau des structures de coût que du niveau de coût absolu, un benchmarking poussé –

réalisé sur la base d'une DEA<sup>28</sup> ou d'autres méthodes – accompagné de mesures de maîtrise des coûts et d'une éventuelle tarification de référence, semble dès lors indiqué.

**Figure 20** Bénéfice et coûts opérationnels par énergie transportée et par client des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges (2004)

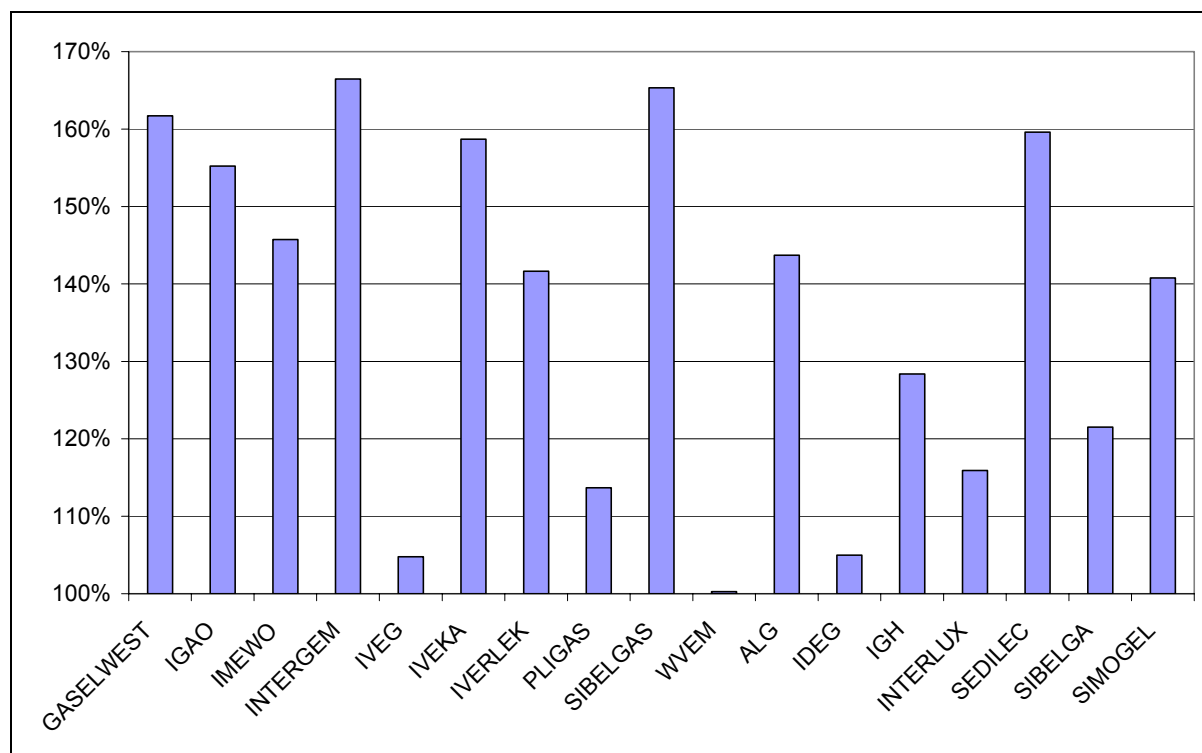


Source : CREG

En ce qui concerne la réévaluation effectuée par les gestionnaires de réseau de distribution des immobilisations corporelles régulées, la figure ci-dessous révèle à tout le moins que la réévaluation peut faire apparaître des différences considérables (+66%) par rapport à la valeur comptable indexée de ces actifs. Tous gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel confondus, cette différence dépasse le milliard d'euros, de telle sorte que l'impact sur le tarif du réseau de distribution peut difficilement être sous-estimé. Si cette revalorisation n'avait pas eu lieu, les tarifs de distribution de gaz naturel auraient baissé de 10% en moyenne.

<sup>28</sup> Data Envelopment Analysis

**Figure 21 Rapport entre la valeur initiale des immobilisations corporelles régulées et la valeur comptable des actifs des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges (2004)**



Source : CREG

Une baisse absolue du bénéfice des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel s'accompagnant d'un effet favorable sur le tarif de distribution du gaz naturel ne doit toutefois pas se faire au détriment de la rentabilité des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel. Si les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel réaménagent leur structure de financement et ramènent leurs fonds propres à 33% du patrimoine total, ils gagneront au minimum 7,6% et jusqu'à 9,2% en rendement net garanti (après impôt) sur les fonds propres, tant sur la part réellement apportée par l'actionnaire que sur la part importante composée des plus-values de revalorisation. Une étude récente<sup>29</sup> de la KU Leuven taxait même à 17% le rendement sur fonds propres (non revalorisés) de la distribution de gaz naturel. A titre de comparaison, le rendement net moyen sur les fonds propres (en grande partie non revalorisés) de l'économie belge s'élève à 5,2% seulement.

Une baisse du bénéfice des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel ne doit toutefois pas se faire au détriment des investissements (planifiés). Les dispositions légales tarifaires en vigueur permettent en effet au gestionnaire de réseau d'une part de couvrir

<sup>29</sup> DE WITTE, K. et MOESEN, W., Roergangers zonder peillood, over het valoriseren van intercommunales.

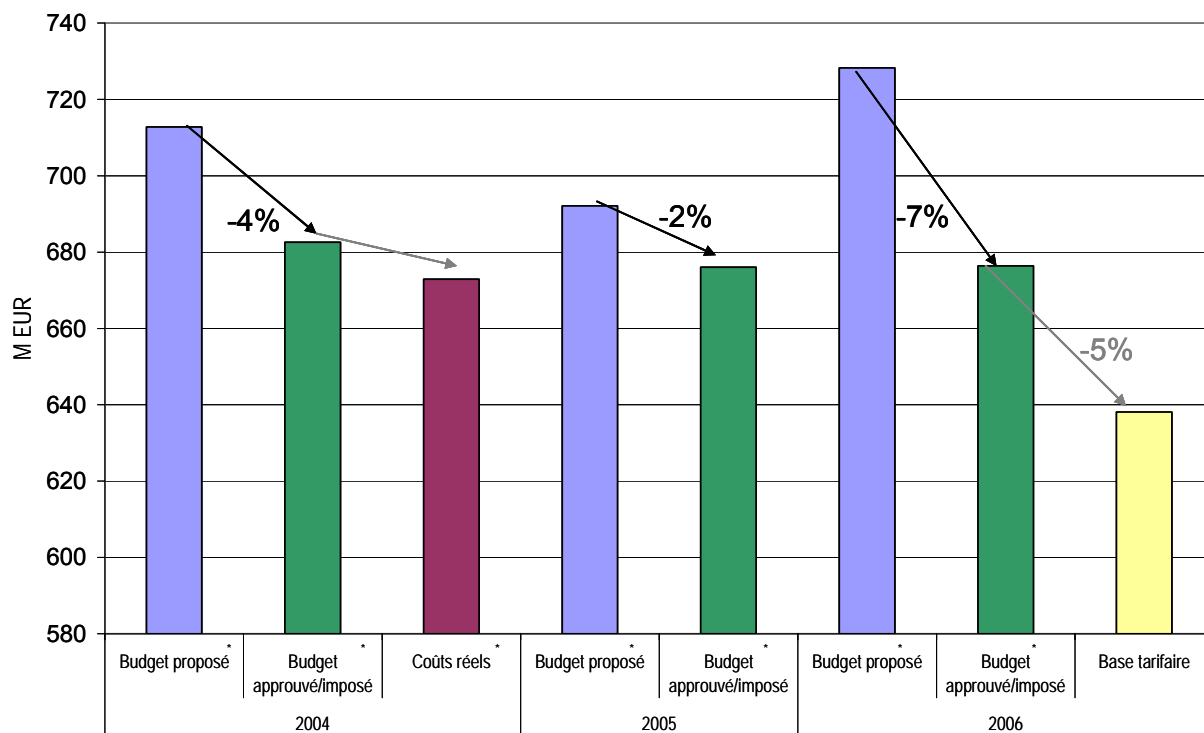
tous les frais réels et raisonnables attribuables à ses missions (comme les intérêts des créances en vue du financement d'investissements dans le réseau) et d'autre part de gagner une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau en vue d'en assurer le fonctionnement optimal à long terme. Les gestionnaires de réseau de distribution octroient toutefois la majeure partie (92% en 2003) de cette marge bénéficiaire à leurs actionnaires, de sorte qu'il ne reste plus grand-chose à réinvestir. A titre de comparaison, les entreprises du BEL20 n'en octroient en moyenne que 40%, donc moins de la moitié, à leurs actionnaires. En outre, en 2003, certains gestionnaires de réseau de distribution ont même octroyé plus de 100% du bénéfice de l'exercice, de telle sorte qu'il a fallu puiser dans les réserves disponibles. Des pay-out ratios aussi élevés sont sujets à discussion, surtout chez les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel mixtes, dans lesquels une entreprise privée possède une participation importante. Ils ne peuvent en aucun cas constituer un argument en faveur d'un ralentissement des investissements nécessaires en raison d'éventuelles difficultés de financement. La réalisation des investissements nécessaires en vue de satisfaire la demande raisonnable du marché constitue une obligation pour les gestionnaires du réseau.



### 7.3 EVOLUTION DU COUT ET DU TARIF DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DEPUIS LA LIBERALISATION

57. En deux ans, c'est-à-dire entre 2004, l'année où la CREG a été compétente pour approuver les tarifs du réseau de distribution de gaz naturel, et 2006, les budgets soumis à la CREG par les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel, qui sont à la base des tarifs, ont baissé de quelque 10%, hors inflation, en moyenne (cf. figure ci-dessous), ce qui équivaut à une baisse d'au moins 15% en termes réels. Trois explications importantes peuvent être avancées pour expliquer cette baisse. Tout d'abord, la CREG a demandé aux gestionnaires de réseau de distribution d'adapter leur proposition tarifaire, sinon la CREG rejetait les coûts déraisonnables, ce qui entraîne une baisse comprise entre 2% et 7% des budgets approuvés par rapport aux budgets initialement soumis. Ensuite, les coûts réels en 2004 étaient encore inférieurs au budget approuvé et aux revenus réels, de telle sorte que la CREG a constaté un excédent d'exploitation. En vertu des dispositions légales en vigueur, cet excédent (boni) doit être entièrement déduit des tarifs futurs, ce qui provoque donc une diminution de la base tarifaire. Enfin, l'on constate une baisse des taux d'intérêt à long terme (OLO), qui sont un paramètre important pour déterminer la marge bénéficiaire équitable.

**Figure 22 Evolution (2004-2006) des budgets totaux et des coûts réels des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges**

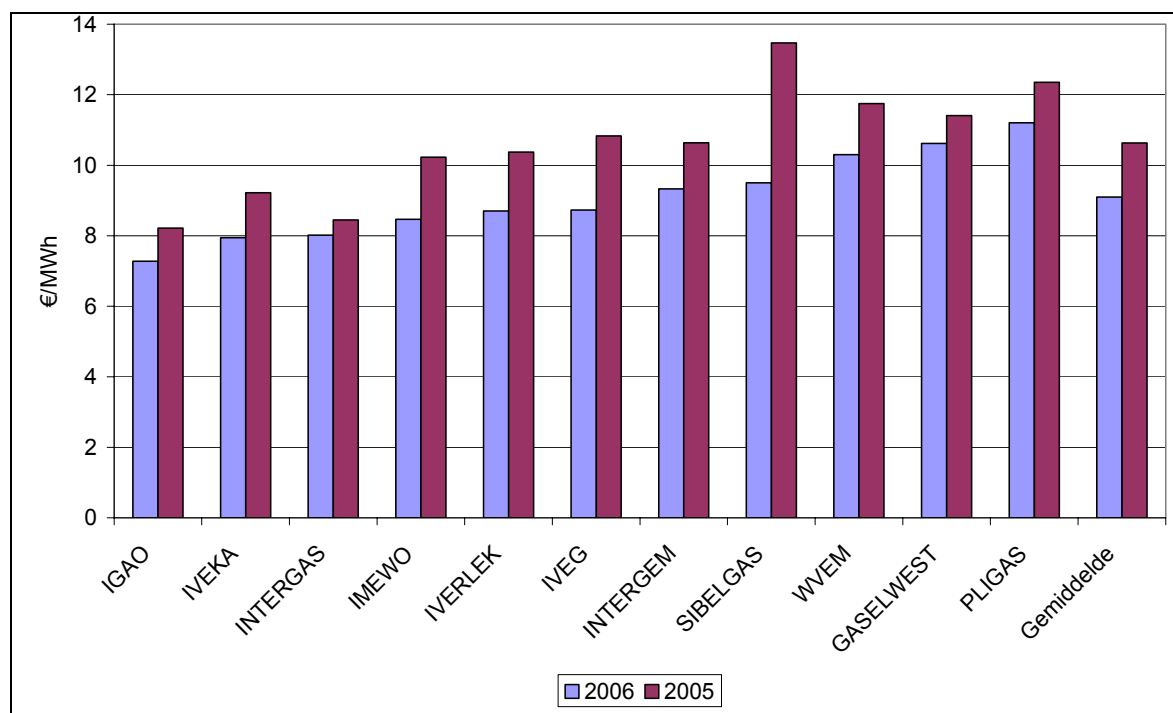


\* Excédents d'exploitation éventuels des années précédents exclus.

Source : CREG

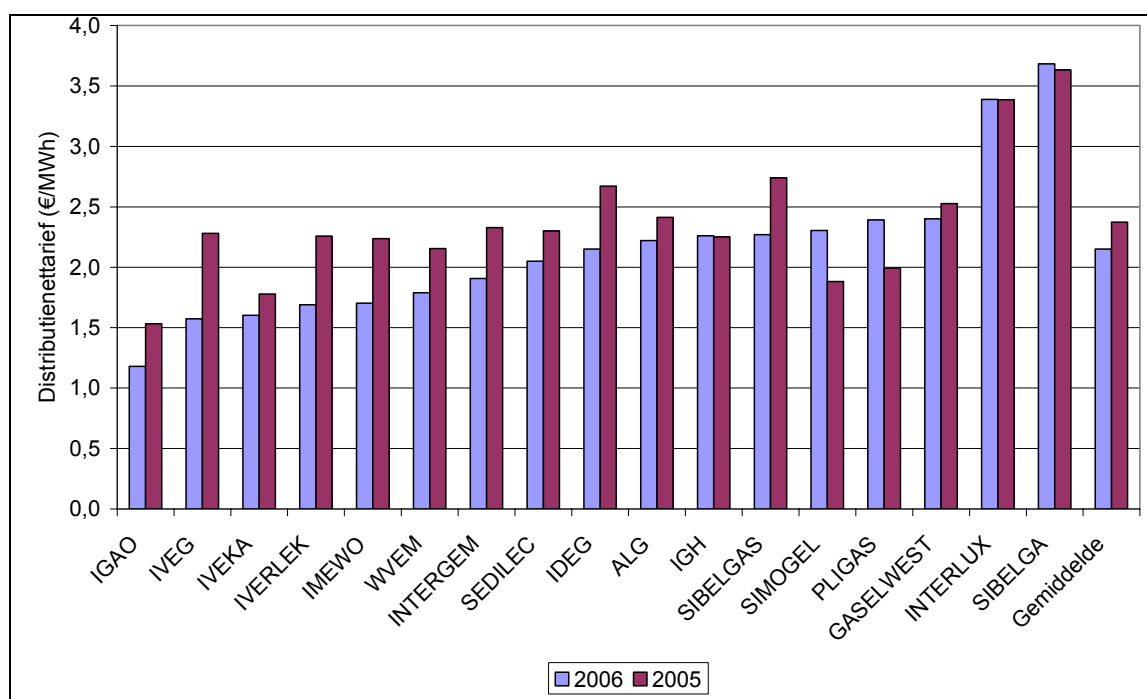
La baisse des budgets approuvés s'est traduite chez pratiquement tous les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel par une baisse de tarifs pour les clients résidentiels (cf. figure 23) et professionnels (cf. figure 24).

**Figure 23 Evolution (2005-2006) des tarifs de réseau de distribution de gaz naturel pour une consommation annuelle de 22 MWh**



Source : CREG

**Figure 24 Evolution (2005-2006) des tarifs de réseau de distribution de gaz naturel pour une consommation annuelle de 2.800 MWh**



Source : CREG

58. Parallèlement à cette baisse, nous pouvons constater que, sous l'impulsion de la CREG, la structure des tarifs du réseau de distribution de gaz naturel a été fortement simplifiée, ce qui favorise la transparence et stimule la concurrence. Ainsi, la structure tarifaire est passée de 11 tranches dégressives à un système à deux volets avec terme proportionnel (kWh) d'une part et terme fixe ou capacitaire (kW) d'autre part. En outre, à compter de 2006, tous les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel appliquent des modalités d'allocation et de facturation uniformes, dans le cadre desquelles le principe de « best billing » a été introduit pour les clients résidentiels (relevé de compteur annuel).

59. L'évolution à venir des tarifs de réseau de distribution de gaz naturel sera probablement fortement influencée par plusieurs tendances d'augmentation des tarifs et quelques tendances de baisse des tarifs. Dans la première catégorie, citons notamment :

- L'augmentation des coûts du capital et dans une moindre mesure des coûts opérationnels à la suite de l'accélération de l'extension des réseaux de gaz naturel jusque dans des régions relativement moins rentables en vue d'accroître le taux de raccordement. A titre d'exemple, citons l'objectif de l'accord de gouvernement flamand d'un taux de raccordement de 95% dans les régions résidentielles d'ici 2010 et de 100% d'ici 2020, ainsi que l'obligation décrétole wallonne visant à incorporer dans le plan d'extension de chaque extension du réseau de gaz demandée par un ou plusieurs fournisseurs, à condition que ces investissements soient justifiés sur le plan économique, l'obligation de procéder au raccordement standard gratuit de tout client résidentiel à la demande d'un fournisseur qui a conclu un contrat de fourniture avec ce client ;
- La hausse des coûts opérationnels et des investissements informatiques pour les obligations de service public imposées au gestionnaire de réseau, telles que la gestion et l'approvisionnement en énergie de clients écartés ;
- L'augmentation des coûts opérationnels et des investissements informatiques à la suite de la poursuite du dégroupage du gestionnaire de réseau et du fournisseur (par défaut).

Parmi les événements futurs pouvant avoir un effet de baisse des tarifs, citons :

- L'optimisation de la structure de financement des gestionnaires de réseau de distribution mixtes flamands ;
- Des effets de synergie par la création d'EANDIS, l'opérateur unique pour les gestionnaires de réseau de distribution mixtes, même si les coûts d'intégration risquent dans un premier temps d'annuler ces effets ;

- Des effets de synergie possibles par la rationalisation du nombre de gestionnaires de réseau de distribution wallons et/ou la création de Distriwal, qui ferait office de société d'exploitation unique des gestionnaires de réseau de distribution mixtes wallons ;
- Des effets de synergie possibles par le groupage au sein d'une personne morale de toutes les activités opérationnelles des gestionnaires de réseau de distribution purs flamands.

60. La tendance à l'externalisation de tâches par le gestionnaire de réseau à une ou plusieurs autres personnes morales, avec lesquelles il existe éventuellement un rapport de participation, soulève la question de savoir si cette évolution ne limite pas les compétences des régulateurs et des organes de surveillance (fédéraux ou régionaux). Par exemple, la transparence de la structure de coûts du gestionnaire de réseau est fortement réduite lorsque, à la suite de l'externalisation à 100%, sa comptabilité se limite à quelques factures d'achat globales pour des prestations fournies par le(s) sous-traitant(s). Il convient de vérifier ce que dit la législation à ce sujet et si elle ne doit pas être adaptée ou si des garanties peuvent être obtenues par d'autres voies auprès des gestionnaires de réseau afin que les compétences des régulateurs et des organes de surveillance puissent être préservées et être pleinement exercées. Ainsi, pour des raisons de transparence, il conviendrait au minimum d'étendre le contrôle des comptes du gestionnaire de réseau à ses principaux sous-traitants. De même, l'application de la réglementation sur les adjudications publiques doit être examinée en cas d'externalisation à des sous-traitants avec lesquels il est souvent collaboré en exclusivité.

61. La mesure dans laquelle l'arrêté royal portant exécution de la loi gaz modifiée du 1<sup>er</sup> juin 2005 modifiera les principes tarifaires et lignes directrices actuels est très importante sur le plan réglementaire. Cet impact potentiel ne doit pas être sous-estimé puisque la méthodologie de détermination de la marge bénéficiaire équitable et des amortissements, qui était à ce jour décrite dans les lignes directrices de la CREG, sera revue dans le cadre des tarifs pluriannuels.

## 8 FOURNITURE ET PRIX FINAL

62. Cette partie a pour objectif d'analyser le niveau des tarifs du gaz naturel et la part de la composante fourniture en Belgique et d'effectuer une comparaison des prix finals avec nos quatre principaux pays voisins.

### 8.1 MARCHÉ BELGE

#### 8.1.1 Clientèle raccordée au réseau de distribution

##### 8.1.1.1 Prix final

63. Pour l'analyse du marché belge des clients résidentiels, la CREG a calculé le prix payé pour une consommation type de 22.000 kWh/an :

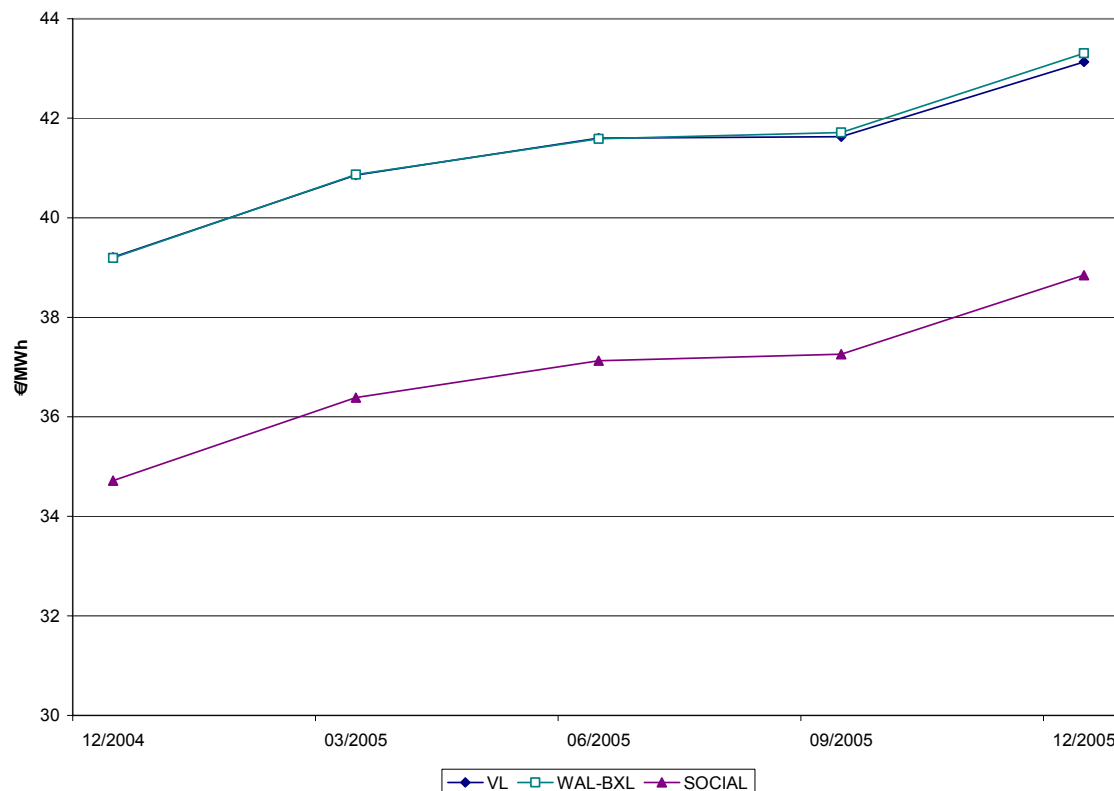
- sur le marché libéralisé (Flandre) ;
- sur le marché captif (Wallonie & Bruxelles) ;
- par les clients sociaux.

Le calcul des prix sur le marché libéralisé a été déterminé sur base d'une moyenne pondérée selon la part de marché des fournisseurs, calculée en utilisant les listes tarifaires publiées par les cinq principaux fournisseurs actifs sur le marché.

Le calcul des prix sur le marché captif et sur le marché des clients protégés a été effectué sur la base des formules de prix maximaux issues des arrêtés ministériels du 12 décembre 2001 et du 23 décembre 2003 utilisant les paramètres d'indexation Iga (Index gaz achat) et Igd (Index gaz distribution). Le paramètre Iga reflète le prix d'achat du gaz naturel à la frontière belge et le paramètre Igd reflète l'évolution des autres composants du prix de revient du gaz naturel composés essentiellement des salaires et des matériaux. Le calcul de la valeur des paramètres est réalisé en collaboration avec SYNERGRID. Les paramètres font l'objet de publications mensuelles au Moniteur belge et sur le site de la CREG.

Les prix moyens pondérés (hors réductions commerciales<sup>30</sup>) sur le marché libéralisé et les prix maximaux appliqués sur le marché captif ont évolué de manière relativement similaire tout au long de l'année 2005. Le graphique ci-après<sup>31</sup> illustre cette tendance.

**Figure 25 Evolution du prix du gaz TTC (en €/MWh) – consommation annuelle 22 MWh**



64. Le graphique ci-dessus montre également qu'il peut être intéressant de continuer à disposer à l'avenir d'un « prix de référence ». Ce « prix de référence » (dans le graphique ci-dessus, le prix sur le marché captif ou le tarif social) permet de mettre en rapport l'évolution de prix sur le marché libéralisé et l'évolution de prix d'un calcul connu. Cette pondération permet de voir immédiatement que la moyenne pondérée du prix sur le marché libéralisé ne diverge pratiquement pas du prix sur le marché captif. En outre, ce

<sup>30</sup> Les réductions dont question ici (p.ex. unique en cas de changement de fournisseur et/ou domiciliation, et réductions en x% sur le prix de l'énergie) n'ont pas été portées en compte étant donné 1) qu'il s'agit parfois simplement de promotions temporaires qui ne peuvent être prises en compte dans le cadre d'une comparaison de prix sur une période plus longue 2) qu'elles dépendent parfois des conditions très diverses telles que la durée du contrat, de sorte que la comparaison porte, en fin de compte, sur des contrats et non plus sur des types de clients 3) qu'elles ne peuvent pas toujours être quantifiées de la même manière que des points 'Happy Days' lors de la souscription d'un contrat Luminus.

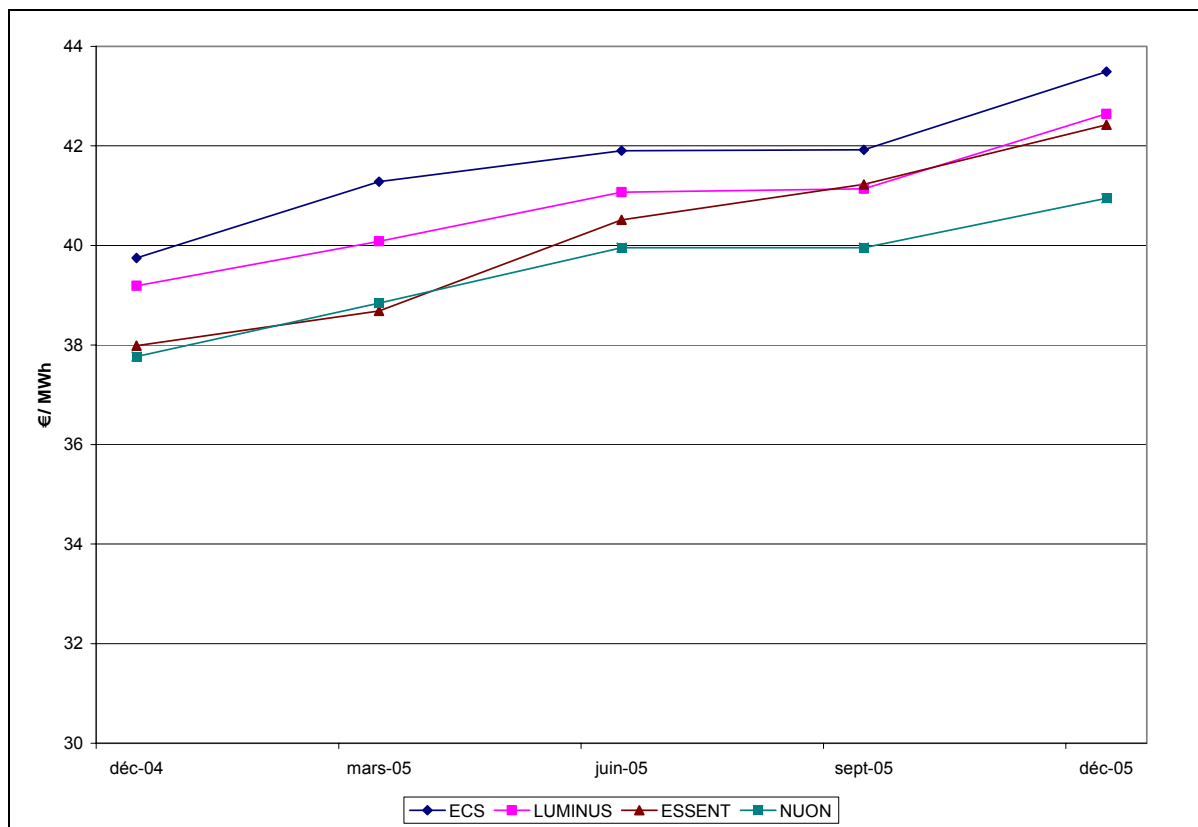
<sup>31</sup> Le graphique montre l'évolution du prix du gaz toutes taxes comprises sur base d'une consommation moyenne résidentielle de 22 MWh/an. Le prix total est composé d'une partie fixe (redevance) et d'une partie proportionnelle liée aux volumes consommés. Le prix exprimé en € / MWh correspond au prix total divisé par le volume.

prix affiche une évolution similaire dans le temps malgré la pression à la baisse sur les tarifs de réseau de transport et de distribution et la concurrence potentielle présente sur le marché libéralisé. Reste à savoir où est passée la marge apparue suite à la baisse des tarifs de réseau de transport et de distribution.

65. Le prix toutes taxes comprises pour une consommation annuelle de 22 MWh / an s'élevait à 39,20 € / MWh fin 2004 et à 43,50 € / MWh fin 2005. Les paramètres de facturation utilisés ici sont les paramètres annuels (relatifs aux douze derniers mois). L'augmentation du prix final est due à la forte hausse du prix de la molécule reflétée par le paramètre Iga. Ce paramètre s'est en effet apprécié de 25 % en base annuelle entre fin 2004 et fin 2005.

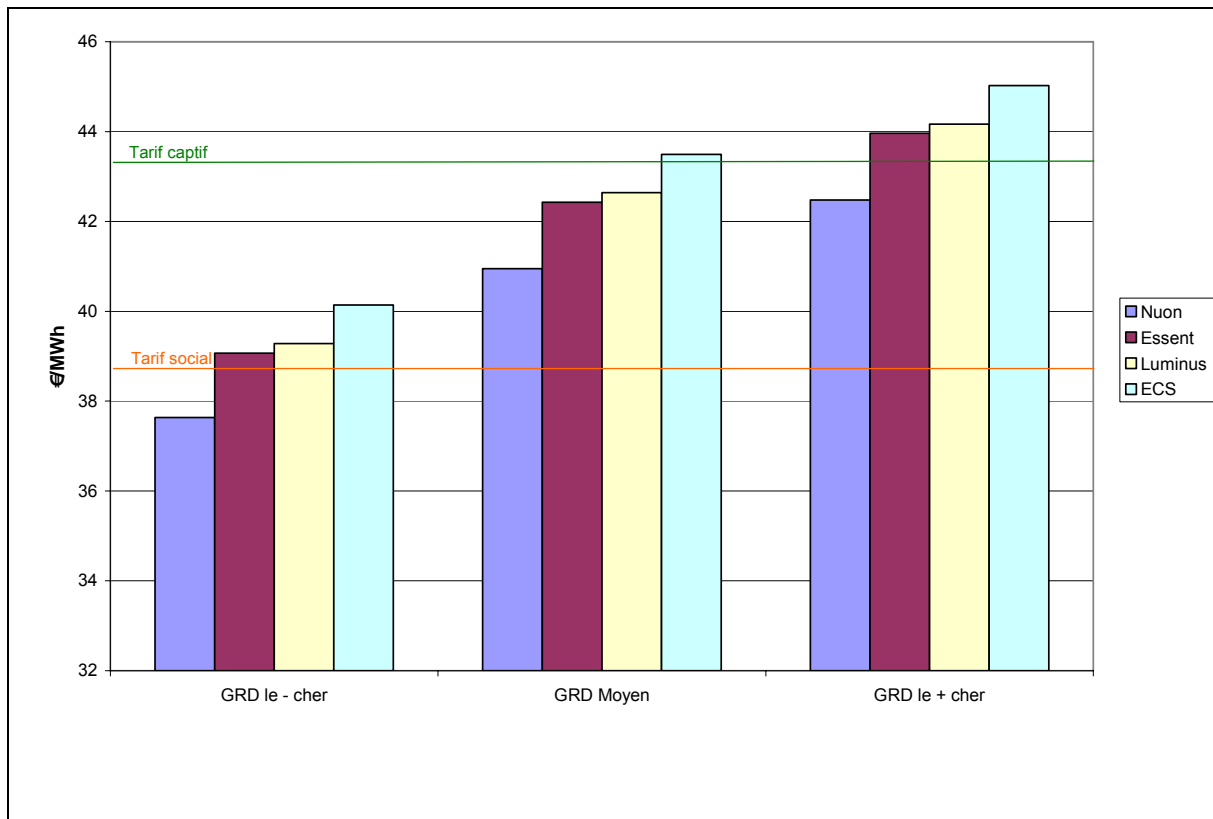
66. Les prix en Flandre varient cependant selon le fournisseur et le GRD comme illustré ci après.

**Figure 26 Evolution du prix du gaz TTC (en €/MWh) sur le marché résidentiel flamand – consommation annuelle 22 MWh**



Source : CREG

**Figure 27 Prix du gaz TTC (en €/MWh) en décembre 2005 – consommation annuelle 22 MWh**



Les deux graphiques qui précèdent montrent que les différences de prix<sup>32</sup> d'un fournisseur à l'autre peut atteindre 2,5 €/MWh ce qui représente grosso modo 50 € par an pour un client résidentiel ayant une consommation de 22 MWh. Les différences entre GRD sont cependant encore supérieures avec un écart maximum de 5 €/MWh.

Le tarif appliqué sur le marché captif est sensiblement identique au tarif pratiqué par ECS chez un GRD moyen. Le tarif social est toujours inférieur au prix pratiqué sur le marché libéralisé excepté pour le fournisseur le moins cher dans la zone de distribution la moins chère, mais l'écart constaté devrait probablement s'accroître au cours de l'année 2006 suite à la baisse des tarifs de distribution et de transport

### 8.1.1.2 Part de marché

67. Sur le marché des clients résidentiels en Wallonie et à Bruxelles, la fourniture est toujours assurée par les intercommunales dont l'approvisionnement provient à 100 % via Distrigaz.

<sup>32</sup> Ces prix sur le marché libéralisés ont été calculés sans réductions commerciales.

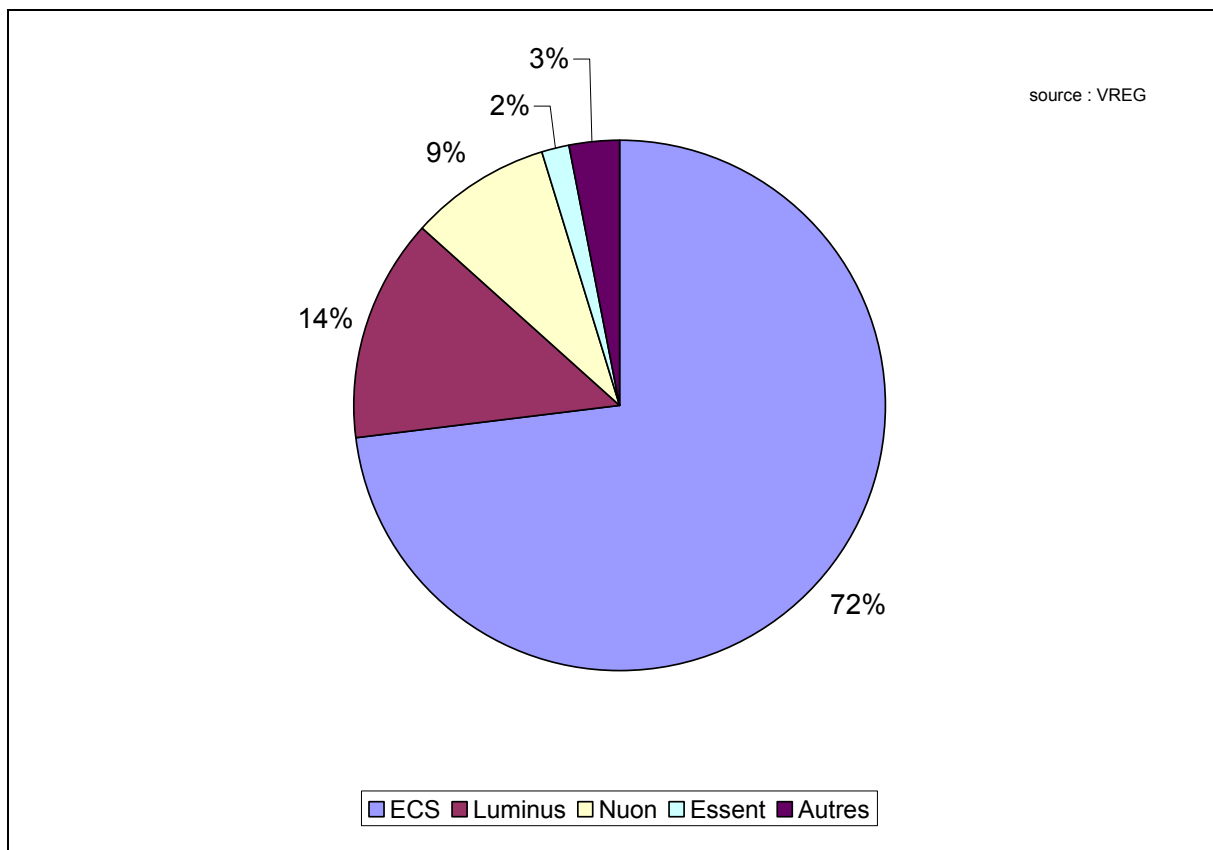


Sur le marché des clients résidentiels en Flandre libéralisé depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2003, on constate que les fournisseurs standard ECS (dans les zones mixtes) et Luminus (dans les zones pures) conservent à eux deux plus de 85 % du marché. Les nouveaux fournisseurs Nuon, Essent et d'autres (Citypower, EBEM, Lampiris, les GRD<sup>33</sup>) voient leurs parts de marché se situer à 15 %, comme illustré dans le graphique ci-après.

Sur le marché des entreprises libéralisé dans les trois régions, la part de marché des fournisseurs standard est encore supérieure à celle des nouveaux fournisseurs. Les fournisseurs standard y conservent en effet plus de 90 % de part de marché.

Vu l'absence de concurrence sur le marché libéralisé (de la clientèle raccordée au réseau de distribution) au profit d'un opérateur dominant, des mesures appropriées, voire une intervention des régulateurs pourraient s'avérer nécessaires.

**Figure 28 Part de marché – marché résidentiel flamand fin 2005**



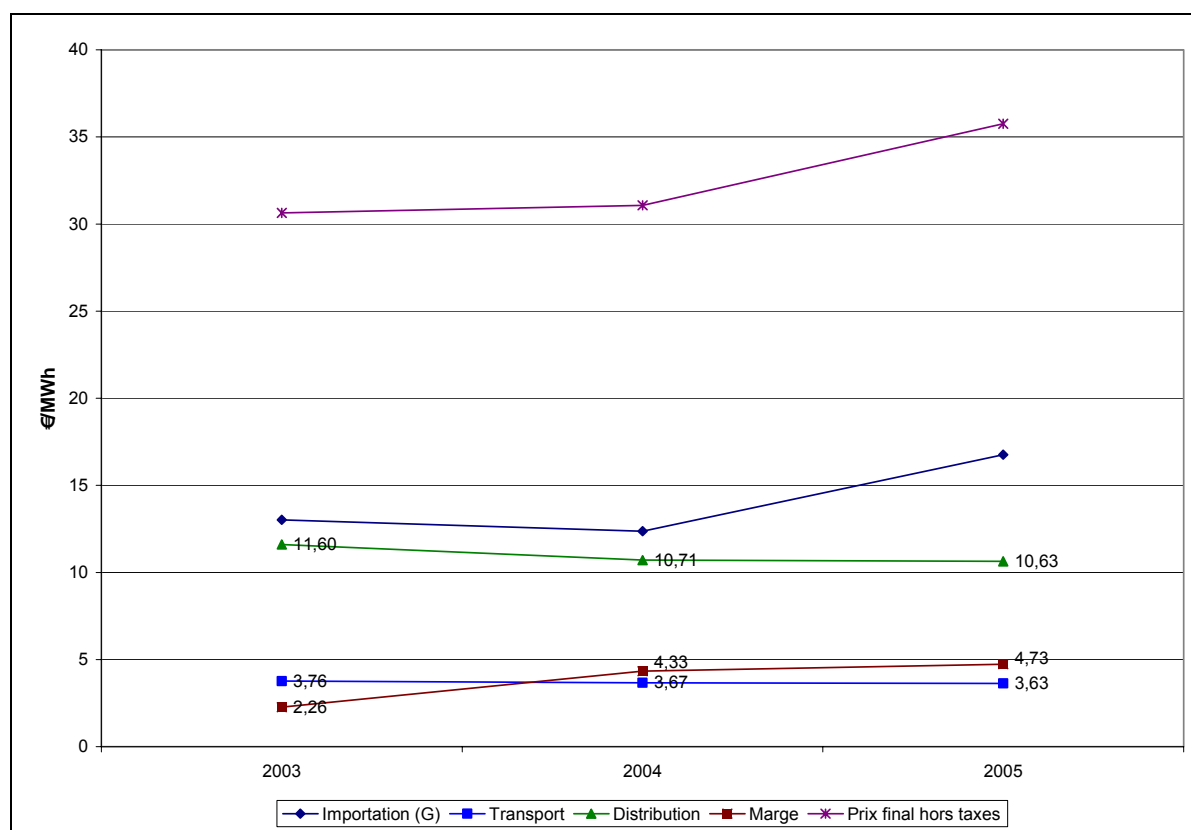
<sup>33</sup> Les GRD sont responsables de la fourniture en Flandre pour les clients droppés par les fournisseurs classiques. Leur part de marché bien que minime a tendance à augmenter chaque mois.

### 8.1.1.3 Marge de fourniture

68. Sur le marché flamand, la baisse des tarifs de transport et de distribution n'a pas encore eu pour effet de diminuer significativement le prix final moyen par rapport au prix appliqué sur le marché captif. C'est particulièrement le cas tout au long de l'année 2005 auprès des fournisseurs standard dont le prix est très proche de celui pratiqué sur le marché captif. Les clients qui ont fait jouer la concurrence ont cependant pu diminuer leurs factures actuelles de plusieurs dizaines d'euros.

Nuon, principal nouvel entrant sur le marché, a aujourd'hui une marge brute relativement basse sur le marché des clients résidentiels. Alors que la marge<sup>34</sup> des fournisseurs standard pour la fourniture de gaz à un client-type résidentiel est inférieure à 14 % (5 €/MWh) du prix total, celle des nouveaux entrants est estimée inférieure à 4 % (1,2 €/MWh) de ce prix total. Cet écart laisse penser qu'il existe une certaine marge de manœuvre pour diminuer les prix des clients résidentiels chez les fournisseurs standard.

**Figure 29 Composantes de prix – client résidentiel flamand 22MWh/an 2003-2005**



Source : CREG

<sup>34</sup> La marge de fourniture est l'élément défini par défaut en fonction des autres éléments. Cette marge comprend non seulement la marge du fournisseur mais également la marge de gros de Distrigaz. Il n'est pas possible de donner une indication précise sur la répartition de cette marge entre Distrigaz et les fournisseurs.

La figure ci-dessus montre que les marges de fourniture (gros et détail) ont nettement augmenté en 2004 et 2005 par rapport à 2003. Les baisses cumulées (1,1 €/MWh) des tarifs de distribution et de transport sont même inférieures à la hausse (2,5 €/MWh) de ces marges. Ces baisses des tarifs de réseau ne profitent dès lors pas pleinement aux consommateurs finals.

La différence de marge peut également indiquer une différence de prix d'achat du gaz naturel. Il ne peut pas être complètement exclu que l'importateur historique vende le gaz naturel à un prix supérieur aux nouveaux venus par rapport à ECS avec laquelle il a encore des liens de groupe. En outre, il n'est pas non plus exclu que l'importateur historique revende le gaz naturel à un prix élevé de sorte que la marge des autres fournisseurs s'en trouve fortement réduite (« squeezing »). Ces deux éventualités, qui doivent faire l'objet d'un examen plus approfondi, peuvent rendre le marché inintéressant pour les nouveaux venus : ils hésitent à faire leur entrée sur ce marché et ont tendance à jumeler leurs forces. Tant que la concurrence sur le marché de gros (au niveau des importations) n'augmente pas, le caractère monopoliste ou oligopolistique du commerce de détail va demeurer et ECS, qui réalise une marge supérieure grâce aux économies d'échelle et à des prix d'achat potentiellement inférieurs du gaz naturel, peut rester l'acteur dominant du marché libéralisé de l'énergie.

L'analyse des comptes de quatre fournisseurs donne une indication sur la marge brute globale en 2004.

**Tableau 23 Estimation marge brute globale en 2004 de quatre fournisseurs**

* 1.000 €								
	ECS		Luminus		Essent		Nuon	
Recettes opérationnelles	3.809.424	100%	807.660	100%	53.669	100%	210.780	100%
Achats	-3.412.546	-90%	-722.287	-89%	-47.433	-88%	-202.442	-96%
<b>Marge brute</b>	<b>396.878</b>	<b>10%</b>	<b>85.373</b>	<b>11%</b>	<b>6.236</b>	<b>12%</b>	<b>8.338</b>	<b>4%</b>

Source : rapports annuels 2004

Les chiffres repris ci-dessus ne font pas de distinction entre gaz et électricité, ni entre clients résidentiels et industriels, rendant ainsi malaisé de déterminer la marge réalisée sur la vente de gaz aux résidentiels. La CREG a demandé en vain de recevoir les comptes analytiques.

On constate que la marge brute (fournitures gaz et électricité, toutes clientèles confondues) des fournisseurs standard et de Essent se chiffre à environ 10 % contre

uniquement 4 % chez Nuon. A cette marge, il faut encore retirer d'autres coûts comme les services et les salaires. Ces coûts fixes, en ce compris les coûts de démarrage, sont plus élevés chez les nouveaux fournisseurs en regard de leur taille alors que ceux-ci sont en même temps obligés de diminuer leur prix pour acquérir une clientèle, ce qui nuit à leur équilibre financier ; ceci n'a toutefois pas encore pu être démontré de manière certaine sur la base des informations mises à disposition. Cette acquisition de clientèle est cependant freinée par les difficultés rencontrées pour changer de fournisseur.

Les fournisseurs publient des listes tarifaires uniquement pour les clients résidentiels. Il n'est dès lors pas possible de fournir des comparaisons de prix sur le marché des clients industriels, la formation des prix sur ce marché faisant l'objet de négociations commerciales. La CREG estime cependant que la marge du fournisseur sur le marché des clients industriels constitue presque 46 % (environ 1 €/MWh) du prix total pour un client industriel type. Cette marge inférieure est cependant à mettre en parallèle avec des volumes beaucoup plus importants par client.

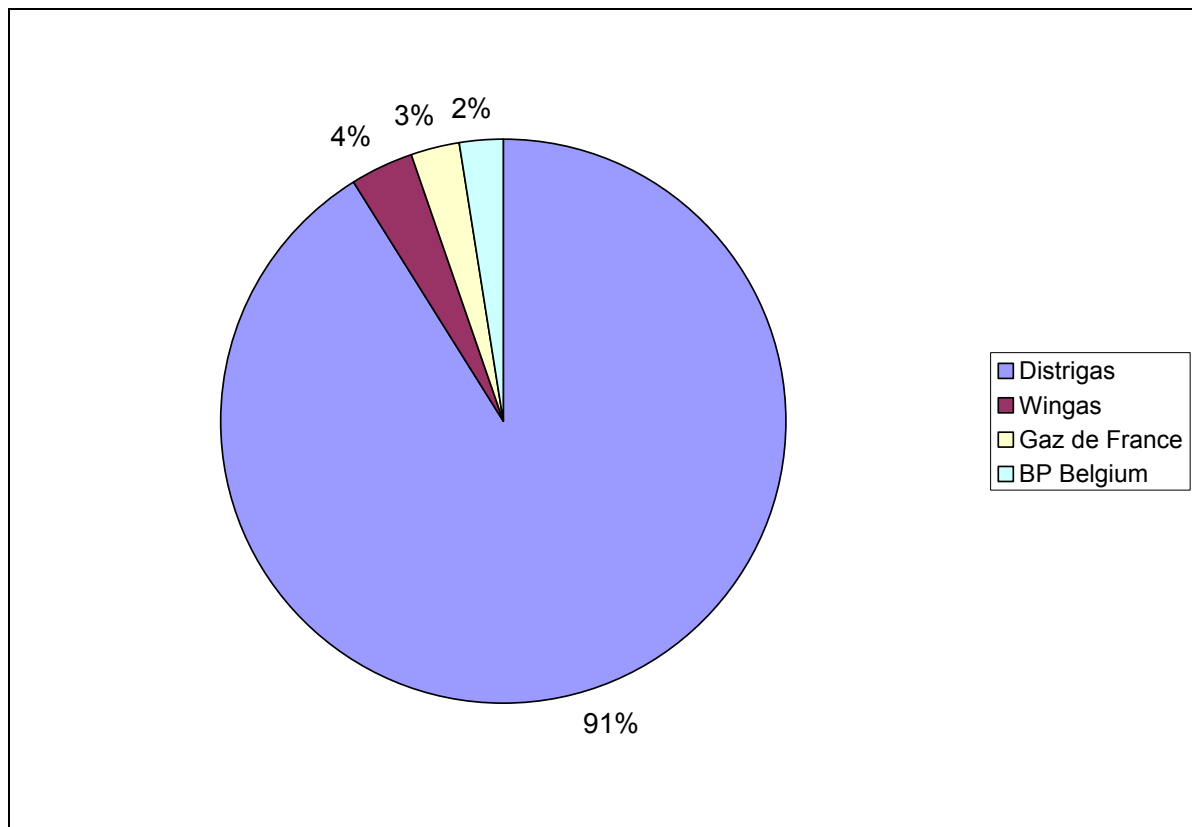
## **8.1.2 Clientèle raccordée au réseau de transport**

### **8.1.2.1 Part de marché**

69. Les fournisseurs actifs sur le réseau de transport sont au nombre de 4 en 2004 : Distrigaz, Gaz de France, Wingas et BP (en 2005, BP a disparu du marché belge). Ces fournisseurs livrent directement la clientèle raccordée au réseau de transport mais également les fournisseurs actifs sur le marché de la clientèle raccordée au réseau de distribution. Distrigaz est également le fournisseur attribué jusqu'au 31 décembre 2006 des intercommunales ayant encore une clientèle non éligible (clients résidentiels en Wallonie et à Bruxelles).

Les chiffres officiels de l'année 2004 font apparaître la situation suivante. Même si l'on peut supposer que la part de marché de Distrigaz ait diminué en 2005 et diminuera en 2007, on se trouve toujours dans une situation de quasi-monopole de l'opérateur historique sur le réseau de transport.

**Figure 30** Part de marché 2004 – Fournisseurs actifs sur le réseau de transport (énergie fournie)



Source: CREG

En outre, la concurrence est encore davantage entravée en raison de l'importation exclusive du gaz L des Pays-Bas par Distrigas et Gaz de France. Ceci oblige les fournisseurs à s'approvisionner auprès de ces deux importateurs exclusifs qui par la même occasion se trouvent en position de force pour vendre également du gaz H (voir chapitre 10 : problèmes de fonctionnement du marché).

### 8.1.2.2 Marge de fourniture

Tableau 24 Marge EBIT de Distrigaz SA

Résultat consolidé (en '000 €)	30 juin 2005 (IFRS)	31 déc 2004	31 déc 2003
Recettes opérationnelles	1 487 060	3 733 100	3 882 500
Coûts opérationnels	1 357 300	3 441 890	3 574 039
<b>Marge EBIT</b>	<b>129 760</b>	<b>291 210</b>	<b>308 461</b>
<b>EBIT/recettes</b>	<b>8,7%</b>	<b>7,8%</b>	<b>7,9%</b>

Source: CREG

70. Le tableau ci-dessus montre la marge EBIT (earnings before interest & taxes), c'est-à-dire la marge opérationnelle avant impôt de Distrigaz SA. Cette marge comprend l'ensemble des activités de Distrigaz notamment le négoce, le transport maritime de GNL et le transit. Elle est comprise entre 7,8 à 8,7 % du chiffre d'affaires, ce qui est relativement élevé comparé à d'autres opérateurs européens similaires.

## 8.2 MARCHÉ EUROPÉEN

71. La comparaison tarifaire au niveau européen se base sur les documents "Prix du gaz naturel pour les consommateurs domestiques de l'UE" ainsi que "Prix du gaz naturel pour les consommateurs industriels de l'UE" au 1<sup>er</sup> juillet 2005. Ces documents ont été publiés par EUROSTAT en janvier 2006. Cette publication a pour principe de retenir les prix les plus représentatifs parmi ceux pratiqués dans les différents pays membres de l'Union européenne.

Sont utilisées ici les données relatives aux pays limitrophes suivants : Belgique, Allemagne, France, Pays-Bas et Royaume-Uni

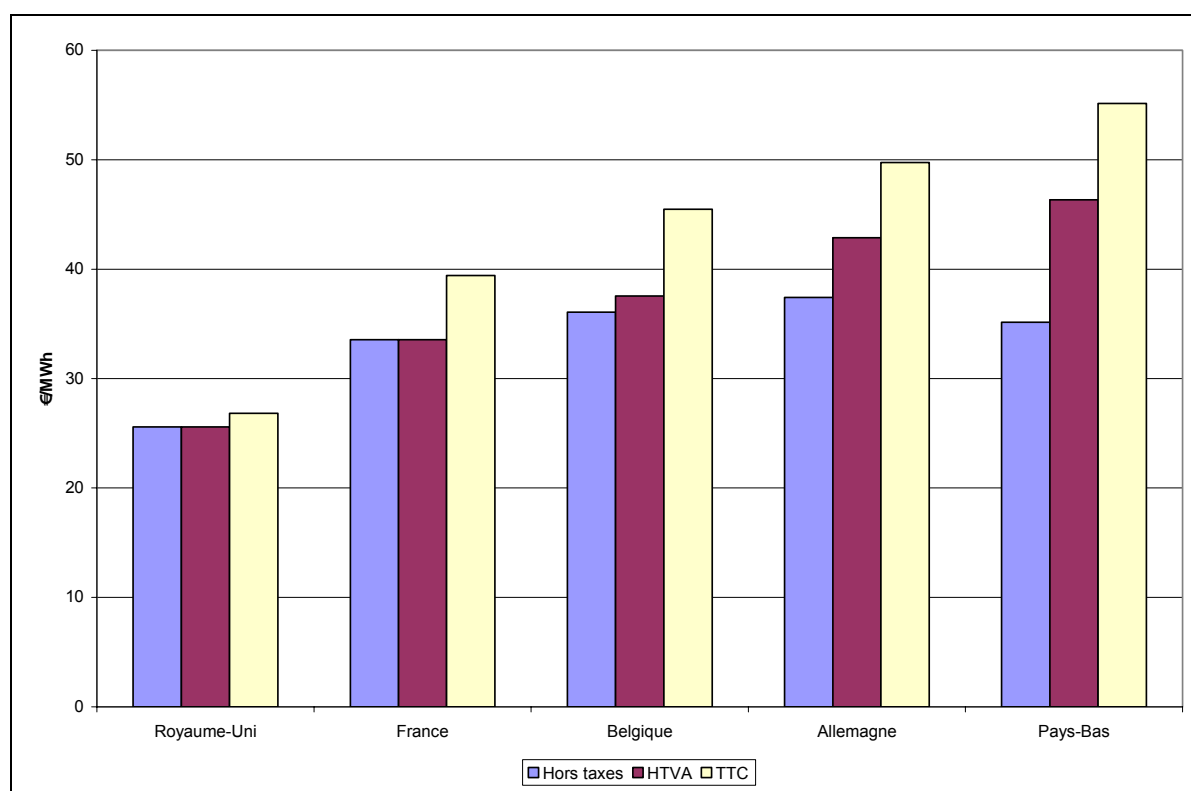
### 8.2.1 Clients résidentiels

72. EUROSTAT identifie cinq catégories de clients domestiques. La catégorie retenue dans la présente note est la catégorie D3 qui représente une consommation standard annuelle de 83,70 GJ ou 23 260 kWh. Cette catégorie est la plus représentative car cette consommation standard est sensiblement identique à la moyenne du tarif B "chauffage domestique" (22.000 kWh : source SYNERGRID) en Belgique qui représente en volume plus de 90 % de la consommation domestique.

Les prix sont ceux pratiqués au 1<sup>er</sup> juillet 2005 et sont exprimés en euros. Le tableau et le graphique suivants reprennent respectivement les montants hors taxes HTVA, les montants avec taxes HTVA et les montants TTC (toutes taxes comprises, y compris la TVA).

Le prix du gaz naturel TTC pour les clients domestiques en Belgique est de 45,40 €/MWh et se situe désormais<sup>35</sup> au dessus de la moyenne des cinq pays représentés (43,30 €/MWh TTC). Les prix calculés par Eurostat correspondent à peu de chose près aux prix maximaux appliqués sur le marché captif<sup>36</sup> en base mensuelle.

**Figure 31 Prix du gaz naturel au 1<sup>er</sup> juillet 2005 pour une consommation de 23 260 kWh (D3) – Client résidentiel “chauffage domestique” (hors taxes – HTVA – TTC)**



Source: CREG

<sup>35</sup> Lors de la précédente étude Eurostat (janvier 2005), les prix moyens TTC en Belgique (40,20 € / MWh) se situaient encore sous la moyenne des pays voisins (41,40 € / MWh).

<sup>36</sup> Les prix moyens pondérés sur le marché flamand libéralisé sont relativement proches des prix pratiqués sur le marché captif comme expliqué ci-avant. Les possibles différences avec les prix repris dans les graphiques ci-avant ont trait au fait que Eurostat a utilisé les paramètres mensuels pour la facturation et non les paramètres annuels.

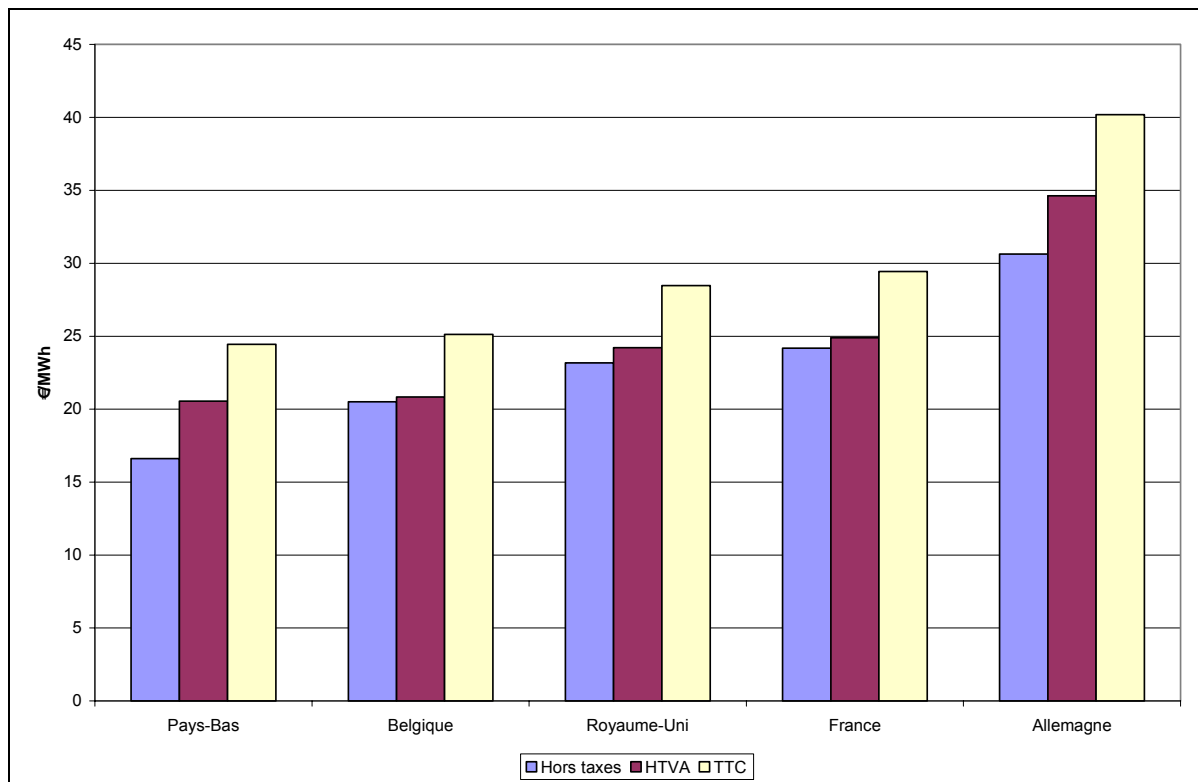
## 8.2.2 Clients industriels

73. EUROSTAT identifie sept catégories de clients industriels. La catégorie retenue dans la présente note est la catégorie I3-1 qui représente une consommation standard annuelle de 41 860 GJ ou 11,63 GWh pour une utilisation modulée de 200 jours ou 1 600 heures. Cette catégorie peut être considérée comme relativement représentative car elle est située à la frontière entre les tarifs appelés anciennement ND3 et NTI qui représentent en volume quelque 75 % de la consommation non domestique.

Les prix sont ceux pratiqués au 1<sup>er</sup> juillet 2005 et sont exprimés en euros. Le tableau et le graphique suivants reprennent respectivement les montants hors taxes HTVA, les montants avec taxes HTVA et les montants TTC.

Les prix du gaz HTVA en Belgique<sup>37</sup> pour les clients industriels sont désormais<sup>38</sup> avec un prix moyen de 25,10 €/MWh parmi les moins chers d'Europe occidentale, juste après les Pays-Bas (24,40 €/MWh), alors que la moyenne des cinq pays est de 29,50 €/MWh HTVA.

**Figure 32** Prix du gaz naturel au 1<sup>er</sup> juillet 2005 pour une consommation de 11,63GWh (I3-1) – Client industriel (hors taxes – HTVA – TTC)



Source: CREG

<sup>37</sup> Les prix calculés par Eurostat correspondent à peu de chose près aux prix maximaux qui seraient obtenus en appliquant les anciennes formules du tarif ND3.

<sup>38</sup> Lors de la précédente étude Eurostat (janvier 2005), les prix moyens TTC en Belgique (18,00 €/MWh) étaient encore les moins chers d'Europe occidentale devant les Pays-Bas (20,20 €/MWh).



## 9 TAXES ET SURCHARGES

74. La consommation de gaz naturel est soumise à diverses surcharges et taxes au niveau fédéral et régional.

### 9.1 IMPÔTS ET SURCHARGES FÉDÉRAUX

#### **Surcharges**

75. Les surcharges fédérales sont les suivants.

- cotisation énergie : 0,11589 c€/kWh

Cette cotisation instituée par la loi du 22 juillet 1993 et modifiée par la loi-programme du 5 août 2003 est destinée à alimenter un fonds pour l'équilibre de la sécurité sociale. Elle s'applique à tous les consommateurs dont la consommation annuelle est inférieure à 976.944 kWh

- cotisation fédérale : 0,01252 c€/kWh

Cette cotisation instituée par l'arrêté royal du 24 mars 2003 et modifiée par l'arrêté royal du 8 juillet 2003 est destinée au financement de la CREG et des fonds OSP (mission de guidance et d'aide financière confiée au CPAS). Elle est déterminée chaque année par la CREG.

- surcharges clients protégés : 0,00878 c€/kWh

Cette surcharge instituée par l'arrêté royal du 22 décembre 2003 est destinée à alimenter le fonds clients protégés résidentiels (financement du coût réel net résultant de l'application de prix maximaux pour la fourniture de gaz aux clients protégés).

Pour un client résidentiel, cela donne au total 0,13719 c€/kWh ou 1,3719 €/MWh, soit 3,7 % du prix total HTVA pour un client type de 22.000 kWh.

Pour un client industriel (exempté de la cotisation énergie en raison de sa consommation), cela donne au total 0,0213 c€/kWh ou 0,213 €/MWh, soit 1 % du prix total HTVA pour un client type de 25.000.000 kWh.

#### **TVA**

76. La TVA de 21 % est appliquée sur l'ensemble des composantes du gaz naturel (importation, transport, distribution, fourniture) mais également sur les cotisations.

## 9.2 IMPÔTS ET SURCHARGES REGIONAUX ET COMMUNAUX

78. Les régions et communes ont la faculté d'instaurer une redevance régionale ou communale, incluse ou non dans le tarif de distribution des intercommunales présentes sur leur territoire. Observons la situation dans les trois régions.

### **Wallonie**

79. La Wallonie a instauré une redevance de raccordement au réseau gazier sur base de l'arrêté du gouvernement wallon du 19 juin 2003. Cette redevance est destinée à alimenter le fonds énergie (financement CWAPE, primes URE, aide aux producteurs verts, guidance social énergétique). Son tarif est dégressif et s'établit à :

- 0,075 €/MWh pour une consommation < 1 GWh / an (résidentiel et PME)
- 0,06 €/MWh pour une consommation < 10 GWh / an (tertiaire)
- 0,03 €/MWh pour une consommation > 10 GWh / an (industriel)

Cette taxe s'ajoute à la facture finale du client.

L'article 20 du décret wallon prévoit également la possibilité d'instaurer une redevance de voirie (de 0,5 à 2,5 €/MWh) en vue de compenser les pertes de revenus des communes suite à la libéralisation. Cette dernière redevance n'est cependant pas encore d'application.

### **Bruxelles**

80. Toutes les communes bruxelloises ont utilisé la possibilité offerte par l'ordonnance du 1<sup>er</sup> avril 2004 relatives à l'organisation du marché du gaz d'établir une redevance annuelle rémunérant le droit d'occupation de leur voirie. Cette redevance a comme objectif de compenser les pertes de revenus des communes suite à la libéralisation. Elle s'établit à 0,9768 €/MWh pour l'année 2006. Cette taxe est incluse dans le tarif de distribution et n'apparaît donc pas telle quelle sur la facture.

### **Flandre**

81. De nombreuses communes flamandes ont utilisé la possibilité offerte par une modification de statut de leur intercommunale d'instaurer une rétribution communale. Les montants de cette rétribution varient de 0,0057 €/MWh à 0,1159 €/MWh pour la clientèle résidentielle et de 0,0057 €/MWh à 0,155 €/MWh pour la clientèle industrielle. Seules trois intercommunales flamandes n'ont pas encore introduit ce prélèvement. Cette taxe est incluse dans le tarif de distribution et n'apparaît donc pas telle quelle sur la facture.

## **9.3 IMPÔTS DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX**

### **9.3.1 GRT**

82. Le GRT FLUXYS est soumis à l'impôt des sociétés et paye donc 33,99 % d'impôt sur le résultat. En raison du système cost plus, l'impôt est comptabilisé dans les coûts du GRT.

Il est inclus dans le tarif de transport et n'apparaît donc pas tel quel sur la facture.

### **9.3.2 GRD**

83. Les GRD purs ne payent aucun impôt sur leur bénéfice.

Les GRD mixtes sont uniquement redevables de l'impôt des personnes morales de 15,45 % sur la partie du bénéfice distribué à l'actionnaire privé. En raison du système cost plus, l'impôt est comptabilisé dans leurs coûts. Il est inclus dans le tarif de distribution et n'apparaît donc pas tel quel sur la facture.

## **9.4 COMPARAISON INTERNATIONALE**

84. Le niveau des surcharges en Belgique apparaît raisonnable comparé aux pays voisins.

### **9.4.1 Clients résidentiels**

#### **9.4.1.1 Surcharges**

85. La Belgique applique des surcharges de 3,7 % sur le prix de vente du gaz aux particuliers.

Le Royaume-Uni et la France n'appliquent aucune surcharge visible.

L'Allemagne et les Pays-Bas lèvent des surcharges de respectivement 14,5 % et de 31,5 %.

#### **9.4.1.2 TVA**

86. Tous les pays appliquent le taux classique sur le prix de vente du gaz aux particuliers compris entre 16 % (Allemagne) et 21 % (Belgique) excepté le Royaume-Uni qui applique un taux réduit s'élevant à 5 %.

### **9.4.2 Clients industriels**

87. La Belgique applique des surcharges de 1 % sur le prix de vente du gaz aux industries.

Les pays voisins ici paient plus de surcharges : 3 % en France, 4,5 % au Royaume-Uni, 13 % en Allemagne et 23,5 % aux Pays-Bas.

## 10 PROBLEMES AU NIVEAU DU MARCHE

88. En matière de fonctionnement du marché, des problèmes se posent qui compliquent l'entrée de nouveaux venus sur ce marché. Ces problèmes doivent être résolus afin d'augmenter le nombre d'acteurs sur le marché libéralisé et de renforcer la concurrence. Une concurrence plus vive est une condition à une fixation de prix plus rigoureuse au profit de l'utilisateur final. Les problèmes existants au niveau du marché<sup>39</sup> sont détaillés ci-dessous.

### 10.1 ENTRAVE A L'IMPORTATION DE LA MOLECULE

89. La dominance quasi totale de Distrigaz en ce qui concerne les contrats à long terme pose un problème pour les autres fournisseurs belges (en plus d'être importateur, Distrigaz est fournisseur) puisque ces contrats historiques représentent la majorité de l'approvisionnement belge. Un facteur limitatif important empêchant les autres fournisseurs de conclure leurs propres contrats à long terme ou de s'approvisionner ailleurs que chez Distrigaz est le manque de capacité d'importation (voir Chapitre 4), qui se localise souvent en amont également, de même que le coût élevé du transport en aval.

Les autres fournisseurs doivent dès lors souvent passer par Distrigaz pour pouvoir faire une offre concrète aux clients finals en Belgique (voir Chapitre 3). Plus spécifiquement pour le marché du gaz L.

En outre, les conditions et les conventions entre Distrigaz d'une part et les parties exportatrices d'autre part ne sont pas transparentes. Avant la libéralisation, les contrats d'approvisionnement en gaz étaient systématiquement soumis au gouvernement afin que ce dernier puisse vérifier le degré de sécurité d'approvisionnement du pays. Une obligation d'information en la matière vers une partie neutre (éventuellement régulatrice) peut y apporter une amélioration et rendre le fonctionnement du marché plus transparent, ce qui permettrait un contrôle des prix pratiqués par les producteurs de gaz et ceux facturés aux consommateurs belges par les fournisseurs.

---

<sup>39</sup> A titre d'information, signalons que la Commission européenne a entamé, le 13 juin 2005, un examen de la concurrence sur les marchés du gaz et de l'électricité, conformément à l'article 17 de l'Ordonnance 1/2003 EC. Les résultats de celui-ci sont attendus dans le courant de 2006.

Un exemple spécifique dans ce contexte est la situation sur le marché du gaz L en Belgique. Distrigaz (et dans une moindre mesure, GdF) sont les importateurs exclusifs du gaz naturel à faible pouvoir calorifique provenant des Pays-Bas (cf. [www.creg.be](http://www.creg.be) : Etude (F)040617-CDC-313 et Rapport de consultation de la CREG sur le fonctionnement du marché belge du gaz naturel de septembre 2005). Ainsi, les nouveaux fournisseurs sur le segment des petits et moyens clients ont du mal à acheter du gaz L auprès de leurs fournisseurs préférentiels (par exemple, Centrica ou Gasunie) et en sont souvent réduits à devoir s'adresser à Distrigaz et Gaz de France parce que Gasunie ne semble vouloir vendre du gaz naturel (basse calorie) qu'à ces derniers.

Il convient dès lors de mettre un terme à l'importation exclusive de gaz naturel à faible pouvoir calorifique par Distrigaz et GdF. Si cela s'avère impossible, il convient notamment d'envisager la possibilité de réduire progressivement le besoin en gaz à faible pouvoir calorifique en Belgique et de passer à du gaz à haut pouvoir calorifique. Puisqu'à cette fin, tous les appareils des consommateurs qui utilisent aujourd'hui du gaz à faible pouvoir calorifique doivent être inspectés et ceux qui ne sont pas satisfaisants doivent également être adaptés pour pouvoir utiliser du gaz à haut pouvoir calorifique, il faut préalablement réaliser une « analyse coûts/bénéfices », car un tel changement génère des coûts assez substantiels.

Les conséquences en terme de concentration de l'éventuelle fusion entre Suez (actionnaire majoritaire de Distrigaz) et GDF sont abordées au chapitre 10.4.

La création en Belgique d'une situation où tous les importateurs peuvent se faire concurrence donnerait plus facilement lieu au prix le plus bas possible pour la molécule. L'importance relative du prix de la molécule dans le prix final du client a été clairement démontrée au chapitre 3.2.

La problématique des anciens monopoles de gaz et d'électricité en Europe est également stigmatisée par la Commissaire européenne à la concurrence, Kroes. Il ressort d'une enquête que les anciens monopoles conservent une trop forte mainmise sur le marché européen libéralisé. L'enquête souligne notamment la trop forte concentration des marchés, ce qui permet aux anciens monopoles d'influencer les prix. Les nouveaux venus rencontrent pour plusieurs raisons des difficultés à être actifs sur un marché.

Pour l'heure, la Commission européenne n'a pas divulgué les entreprises ou pays qu'elle vise, mais le commissaire compétent devrait à court terme créer quelques précédents

clairs. Une enquête de l'Union européenne est déjà en cours contre Distrigaz en ce qui concerne les contrats à long terme de l'entreprise gazière.

Le manque de liquidité augmente en outre la volatilité des prix du gaz, laquelle se remarque surtout sur le marché à court terme. Cette volatilité accrue, induite par des changements structurels, augmente le risque prix du consommateur et alimente la spéculation financière qui, à son tour, exacerbe cette volatilité du prix du gaz naturel.

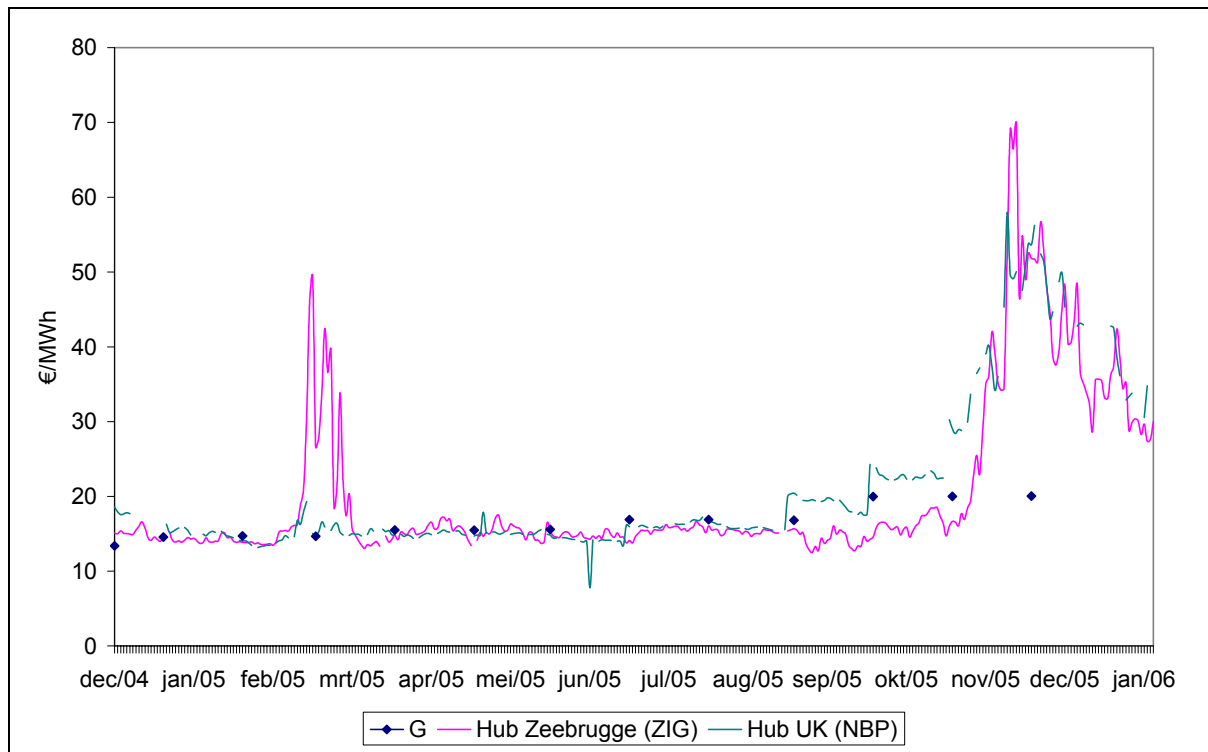
Des mesures peuvent cependant être prises pour atténuer cette volatilité non seulement à l'échelle de l'industrie dans son ensemble (amélioration du fonctionnement des hubs afin d'augmenter la liquidité<sup>40</sup>, amélioration des infrastructures de stockage, amélioration de l'accès au stockage, sensibilisation à la consommation interruptible, etc.) mais également à l'échelle de l'entreprise individuelle. A cet égard, celle-ci peut en effet privilégier les contrats d'approvisionnement à moyen et long termes et développer une expertise dans les activités de couverture contre le risque prix du gaz naturel (« hedging ») en ayant recours aux nombreux instruments financiers offerts sur le marché à cette fin.

La situation type du portefeuille d'approvisionnement de Distrigaz en 2004 était d'un quart pour les contrats d'achat à court terme. Il en ressort que les contrats de long terme, provenant de différentes sources, constituent l'épine dorsale du portefeuille d'achat de Distrigaz, ce qui devrait en principe contribuer à amortir l'impact de la volatilité des prix accrue sur le prix final du gaz naturel telle qu'elle ressort des cotations sur les marchés spot ou hubs (cf. figure ci-dessous). Dans celles-ci, le paramètre G est utilisé comme point de comparaison pour les prix sur les marchés spot, lequel représente le prix d'achat à la frontière belge (voir Chapitre 3.3.2).

---

<sup>40</sup> Sur les bourses liquides, il y a un meilleur équilibre entre l'offre et la demande. L'un des indicateurs de la liquidité est la 'profondeur' du marché : cela signifie que l'on peut négocier des volumes plus importants sans occasionner de chocs de prix.

**Figure 33** Evolution du prix du gaz naturel à la frontière belge (G) et sur les marchés spot de Zeebrugge (ZIG) et au Royaume-Uni (NBP)



Source : CREG

Un éventuel renversement de la tendance à contracter à court terme depuis le processus de libéralisation du marché pourrait, moyennant des prix du gaz naturel plus stables, court-circuiter l'émergence d'une concurrence effective sur le marché de la fourniture et, partant, l'éclosion et le maintien, dans la durée, de prix concurrentiels sur le marché belge, en y renforçant la position dominante de Distrigaz. Un tel renversement de tendance nuirait en outre à la diversification du portefeuille d'approvisionnement belge en gaz naturel.

Une hypothèse à explorer consisterait à examiner dans quelle mesure les résultats des opérations d'arbitrage, majorés par ceux du trading spéculatif et, dans une moindre mesure, par ceux du hedging, n'abritent pas une certaine rente de marché qui tarde, sous l'effet des imperfections existantes du marché belge, à se traduire par une réduction de prix du gaz naturel.



## 10.2 ACCÈS AU RÉSEAU DE FLUXYS ET IMPACT DU TRANSIT SUR LE TRANSPORT À DESTINATION DU MARCHÉ BELGE

### 10.2.1 Contexte

90. Le volume de gaz consommé en Belgique a été de l'ordre de 17 Gm<sup>3</sup> en 2005, ce qui requiert pour l'acheminer vers les points de prélèvement environ 33% de la capacité utilisable totale aux points d'entrée du réseau belge. Les volumes qui transitent par le pays comptent pour près du double, soit environ 30 Gm<sup>3</sup>/an, ce qui correspond à environ 67% de la capacité totale aux points d'entrée du réseau belge.

FLUXYS possède et exploite les canalisations de transport de gaz à destination du marché belge et en commercialise les capacités. Il en est de même en ce qui concerne le transit de gaz L. A contrario, l'entreprise de transport n'opère qu'une activité marginale dans le transit du gaz H : bien qu'exploitant ces canalisations de transit, FLUXYS n'en est pas propriétaire et n'en commercialise pas les capacités.

Cette situation particulière où le gestionnaire du réseau de transport ne commercialise qu'environ un tiers de la capacité totale du réseau qu'il exploite et ce, uniquement pour le marché domestique et non le transit, est unique en Europe. En effet, les canalisations de transit rTr/vTn et Troll sont propriété de Finpipe (56% Distrigaz), sont exploitées par FLUXYS et c'est Distrigaz & C° (100% Distrigaz) qui en commercialise la capacité.

Selon Distrigaz et FLUXYS, cette dernière commercialise les capacités de ces canalisations sur le marché primaire mais, en vertu de conventions signées entre Distrigaz & Co et l'ancienne Distrigaz intégrée, transférant l'ensemble des droits et obligations de la seconde à la première, c'est Distrigaz & Co qui commercialise ces capacités sur le marché secondaire. La question se pose de savoir si ces conventions sont conformes à l'article 3, §1, de la directive transit 91/296/CEE. Le cas échéant, ces conventions seraient exemptées de la régulation prévue par la seconde directive gaz (2003/55/CE), ainsi que tous les contrats de transit conclus entre Distrigas&C° et les shippers avant le 1<sup>er</sup> juillet 2004, date d'entrée en vigueur de ladite directive. Selon Distrigaz et FLUXYS c'est le cas. Selon la CREG, il n'est pas certain que ces conventions puissent être assimilées aux contrats visés par la Directive transit et que toutes les dispositions de celle-ci aient été respectées. Une étude approfondie doit être menée avant d'aboutir à une quelconque conclusion.

La directive 2003/55/CE (considération 31) prévoit explicitement la mise en place de régimes d'accès homogènes et non discriminatoires dans le domaine des activités de transport, y compris les flux transfrontaliers de gaz entre les États membres. Par rapport à ce principe, la CREG remarque :

- que le code de bonne conduite prévu par l'article 15/5 undecies de la loi gaz n'est toujours pas appliqué au transit, parce que le Conseil d'Etat en a suspendu l'application (uniquement pour l'activité de transit), en raison d'un vice de procédure, mais sans toutefois s'être prononcé sur le fond ;
- que l'article 15/5 quinquies de la loi gaz prévoit un régime d'exception pour les tarifs de transit, ce qui ne semble pas compatible avec le principe de régime d'accès homogène et non discriminatoire

### **10.2.2 Impact de la disposition actuelle relative au transit sur le marché belge du gaz**

91. Les dispositions actuelles en matière de transit ont des implications diverses qui ont été mises en avant notamment lors de la consultation publique réalisée par la CREG entre mai et juillet 2005 et à laquelle 28 sociétés ont participé.<sup>41</sup>

#### **10.2.2.1 Accès aux capacités**

92. Les canalisations rTr/vTn, Troll et Segeo sont interconnectées au réseau de transport intérieur. Si, en ce qui concerne les contrats, il existe une distinction claire entre le transit et le transport intérieur, la distinction entre les flux de gaz physiques pour ces deux destinations différentes n'est pas évidente.

FLUXYS, doit faire face à une certaine quantité de capacité de transit au sein de son réseau de transport dont elle n'assure pas la gestion commerciale. Dès lors, FLUXYS peut répondre à un fournisseur qui demande de la capacité de transport en vue d'effectuer une fourniture à un client final belge, s'il y a suffisamment de capacité de transport à disposition ou non, mais l'entreprise ne peut toutefois pas fournir d'informations sur la capacité de transit disponible.

Il est donc possible que la demande émanant d'un fournisseur en vue d'un transport intérieur soit refusée en raison du manque de capacité de transport disponible pour le

---

<sup>41</sup> <http://www.creg.be/pdf/Opinions/2005/GT112005/GSD-051017-rapportdeconsultationv6-FR.pdf>

transport intérieur, alors qu'en réalité, il reste de la capacité disponible réservée pour le transit auprès de Distrigaz & Co. A ce sujet, il est utile de noter qu'il existe plusieurs points d'entrée sur lesquels la capacité est réservée à 100% pour le transit. Ces points d'entrée sont virtuellement contrôlés dans leur totalité par Distrigaz & Co.

La CREG considère que Distrigaz, en tant que partenaire actif dans Distrigaz & Co d'une part et en tant que quasi-monopoliste de l'approvisionnement du marché intérieur d'autre part, est aidée par les dispositions réglementaires actuelles dans l'exercice du contrôle de la disponibilité et de l'utilisation de capacité sur le réseau interconnecté, ce qui freine l'ouverture du marché belge du gaz naturel. Il est plus sain de tout grouper chez un gestionnaire du réseau de transport.

L'encouragement du négoce de gaz naturel et de la concurrence dépendent en grande partie de la disponibilité d'informations transparentes à propos de la capacité utilisable et disponible. Actuellement, l'utilisateur du réseau est peu ou pas informé à propos d'environ 67% de la capacité aux points d'entrée du réseau belge alors que cet accès et ces informations sont à la disposition de Distrigaz via sa filiale Distrigaz & Co. Il va de soi que que cela augmente le seuil d'accès.

Les autres shippers disposant de capacité de transit peuvent également obtenir plus facilement de la capacité aux fins d'approvisionner les clients belges. Ces shippers ont la possibilité d'utiliser les points d'entrée non accessibles aux shippers qui ne disposent pas de capacité de transit. La séparation entre le transit et le transport intérieur a donc un effet discriminatoire supplémentaire. Dans cette optique, il n'est pas étonnant que les deux seuls fournisseurs à accéder au marché belge avec leurs propres sources de gaz, à savoir Wingas et Gaz de France, disposent en tant que shipper, de quantités importantes de capacités de transit en Belgique.

#### **10.2.2.2 Congestion**

93. La gestion de la congestion, qui est un important instrument favorisant l'utilisation optimale du réseau, prévenant les abus et la création artificielle de seuils d'accès, s'applique actuellement à environ 33% du marché de la capacité. La congestion apparaît lorsque la demande de capacité ferme dépasse la capacité disponible et peut être de deux ordres : *physique* lorsque toute la capacité attribuée aux utilisateurs du réseau est effectivement utilisée (nominée) ou *contractuelle* lorsque la capacité est attribuée sur la base de contrats à long terme et n'est pas utilisée. Ce dernier cas est typique de la

capacité de transit. Comme cette capacité n'est pas toujours utilisée, elle n'est plus disponible sur le marché primaire. Il importe dès lors de mener une politique d'utilisation optimale de la capacité et de permettre l'utilisation des capacités non utilisées via le marché secondaire.

### 10.2.2.3 Hub

94. Le développement des activités du Hub et la sécurité d'approvisionnement pour le marché belge qui y est liée sont freinées pour des raisons d'insécurité juridique et commerciale. Pour l'instant, du fait de l'implantation physique du Hub sur la canalisation rTr/VTn, si un shipper achète ou vend du gaz sur le Hub, il dépend de Distrigaz & Co pour la mise à disposition de la capacité de transit nécessaire au transport du gaz, au départ du Hub et vers celui-ci. En outre, il ne dispose à aucun moment d'informations valables susceptibles de l'aider à le guider dans sa décision et sur les possibilités de réservation de capacité de transit. L'effet négatif sur le développement du Hub peut encore être renforcé si la mise à disposition de capacité se déroule de manière transparente sur les autres Hubs. Distrigaz, via Distrigaz & Co d'une part et en tant qu'acteur important sur le Hub d'autre part, le domine et le contrôle dans une large mesure et peut utiliser cette position pour freiner l'ouverture du marché belge du gaz naturel. Pour les capacités qui sont commercialisées exclusivement par Distrigaz, elle n'est, en effet, pas tenue aux mêmes garanties en matière d'accès régulé de tiers (objectivité, transparence et non discrimination). Une étude approfondie menée par la CREG avec la collaboration d'un consultant spécialisé a révélé que les deux principaux périls qui freinent le fonctionnement et le développement du Hub sont :

- l'accès aux capacités au départ et vers le Hub ;
- la question de la qualité du gaz, qui interdit l'arrivée au Hub de gaz issu de certaines sources (GNL venant du terminal méthanier, gaz norvégien, ...) et son acheminement vers certains pays (Allemagne, Angleterre) du fait que ce gaz se trouve en dehors des spécifications (pouvoir calorifique, indice de Wobbe) précisées dans les contrats de transit à long terme relatifs à la canalisation sur laquelle se situe le Hub.

Malgré qu'il y ait plus de quarante parties actives sur cette plate-forme commerciale, son développement a stagné au cours des dernières années parce qu'elle est confrontée à des problèmes spécifiques. Ainsi, dans la pratique, l'accès au hub se trouve entravé en raison du fait que la capacité sur la conduite de transit VTN-RTR, qui assure l'accès, est contrôlée par Distrigaz & Co. Les exigences de qualité posées à l'égard du gaz naturel

ont pour conséquence qu'une partie du gaz H (principalement du gaz algérien et, en théorie également, du gaz norvégien) ne peut être négociée sur le hub. Il faut ajouter à cela un manque de capacité de transport vers la Belgique au départ des Pays-Bas. Ces problèmes spécifiques entraînent le fait que le prix sur le hub est totalement dissocié de celui des Pays-Bas. Au cours de l'hiver 2005-2006, les prix du gaz naturel sur le hub à Zeebrugge représentaient parfois plus du double des prix du gaz naturel aux Pays-Bas. Un nombre sans cesse croissant de contrats de fourniture aux grands utilisateurs sont liés à l'évolution du prix sur le hub ; ceci a des conséquences néfastes sur l'économie belge: les entreprises belges sont défavorisées par rapport aux entreprises néerlandaises, ou certaines entreprises préfèrent investir aux Pays-Bas plutôt qu'en Belgique.

#### **10.2.2.4 Flexibilité**

95. L'offre de flexibilité, tant en ce qui concerne la capacité qu'en ce qui concerne l'équilibrage du réseau, est hypothéquée étant donné que la synergie entre les conduites dites de transit et le reste du réseau interconnecté dépend de la libre volonté des parties contractantes, sans possibilité de contrôle par les autorités publiques.

Il importe dès lors d'appliquer sans tarder au transit des règles d'offre de capacité ferme, non ferme et interruptible, un day-ahead-market, un système de réservation ouvert, une gestion de la congestion, un marché secondaire, une obligation d'information, etc.

La CREG constate que la S.A. FLUXYS ne réalise pas les investissements prévus dans la proposition de Plan Indicatif 2004-2011 dans le délai convenu, et transmettra un rapport à ce sujet au Ministre dans une lettre séparée.

#### **10.2.2.5 Constructions financières**

96. Enfin, la division des différentes activités entre les différentes filiales (construction d'installations, vente de capacité et gestion) est une source de constructions juridiques/fiscales/économiques artificielles au détriment des shippers qui ne sont pas propriétaires ou n'entretiennent pas de relations privilégiées avec les propriétaires des installations, et plus généralement au détriment des consommateurs.

### 10.2.3 Evolution des dividendes de Distrigaz

97. Les dividendes sont indirectement liés aux tarifs. Le dividende annuel, en tant qu'élément de la distribution des bénéfices, laquelle relève de la compétence de l'entreprise, avec comme complément la réservation de bénéfices (p.ex. pour les investissements futurs), est important pour l'actionnaire qui souhaite maximiser son rendement, éventuellement par le biais d'une hausse des tarifs ou d'une limitation de l'autofinancement. Le présent chapitre dresse une comparaison entre l'avant et l'après-libéralisation en ce qui concerne le principal acteur belge de l'approvisionnement et de la fourniture de gaz.

Jusqu'à la fin 2001, Distrigaz (ancienne) était une entreprise intégrée en charge du transport et du négoce de gaz. Lors de la scission, une action de Distrigaz (ancienne) a été échangée contre une action de FLUXYS et une action de Distrigaz (nouvelle, ci-après Distrigaz), ce qui a conduit à maintenir l'actionnariat des deux nouvelles sociétés, identique à l'actionnariat de l'ancienne.

Le tableau ci-dessous détaille l'évolution du dividende par action, d'une part de Distrigaz (ancienne), soit avant 2001 et d'autre part de Distrigaz (nouvelle), soit après 2001. Il importe de préciser que la distribution du dividende relève de la compétence de l'Assemblée générale de la société, sur proposition du Conseil d'administration. Toutefois, les statuts de Distrigaz prévoient d'affecter au moins 75% du bénéfice aux dividendes destinés aux actionnaires.

**Tableau 25 Evolution du niveau du dividende par action avant et après la libéralisation**

<b>DISTRIGAZ (ancienne)</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>					
<b>Dividende brut par action (€)</b>	31,23	32,72	34,41	36,19	38,18					
<b>Dividende net par action (€)</b>	23,43	24,54	25,81	27,14	28,64					
<b>Augmentation annuelle</b>		4,7%	5,2%	5,2%	5,5%					
<b>DISTRIGAZ</b>						<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
<b>Dividende brut par action (€)</b>						6,56	30,68	144,32	152,00	178,50
<b>Dividende net par action (€)</b>						4,92	23,01	108,24	114,00	133,88
<b>Augmentation annuelle</b>							368%	370%	5%	17,4%

Source : CREG

Comme on le voit, avant 2001, l'évolution du dividende versé aux actionnaires est relativement stable pour Distrigaz (ancienne), avec une croissance annuelle de l'ordre de

5%. Après 2001, on constate pour Distrigaz, une hausse exponentielle du dividende en 2002 et en 2003, qui se maintient en 2004 et en 2005.

Pour expliquer cela, du moins en partie, il faut noter que Distrigaz est active sur un marché concurrentiel et que le niveau du dividende est susceptible d'évoluer sensiblement d'une année à l'autre, à la hausse ou à la baisse. Bien que le marché belge reste majoritaire avec 81% des ventes de gaz en 2005, Distrigaz a étendu ses ventes de gaz en dehors de la Belgique et dans les activités d'arbitrage (19%), ce qui constitue une source additionnelle de revenus.

Le tableau ci-dessous détaille depuis 1996 l'évolution du total des dividendes nets versés aux actionnaires de Distrigaz (ancienne) puis de Distrigaz (nouvelle) et de FLUXYS.

**Tableau 26 Evolution du montant total des dividendes nets (M€) avant et avec la libéralisation**

	2001	2002	2003	2004	2005
Div. Net Distrigaz (ancienne) (702636 actions) en M€	16,5	17,2	18,1	19,1	20,1
Div. Net FLUXYS (702636 actions) en M€					28,4
Div. Net Distrigaz (702636 actions) en M€					94,1
<b>Total dividendes (M€)</b>	<b>16,5</b>	<b>17,2</b>	<b>18,1</b>	<b>19,1</b>	<b>20,1</b>
<b>Augmentation annuelle</b>		4,7%	5,2%	5,2%	5,5%
	21,9%	56,1%	163,2%	5,9%	14,7%

Source : CREG

On constate que Distrigaz (ancienne) dégagait des dividendes annuels de l'ordre de 20 M€ avant la libéralisation alors que FLUXYS et Distrigaz génèrent ensemble depuis 2003 des dividendes de l'ordre de plus de 100 M€, ce qui correspond à une multiplication du dividende par un facteur de 5 à 6.

#### 10.2.4 Part du transit dans le résultat de Distrigaz

98. Le tableau ci-dessous détaille la part dans le chiffre d'affaires et dans le résultat net des différentes activités de Distrigaz pour l'année 2004 :

**Tableau 27 Part du transit dans le résultat de Distrigaz**

Activité (2004)	Chiffre d'affaires (M€)	Résultat net (M€)
Ventes de gaz	3.574	135,9
Transit (Distrigaz & Co, Etac)	115	62,4 + 2
Finpipe	40	3,7
Consolidé	3.729	204

Source : CREG

Comme on le voit, les ventes de gaz constituent 96% du chiffre d'affaires mais contribuent seulement à 67% du résultat net. Par contre, le transit compte pour seulement 3% du chiffre d'affaires mais génère 32% du résultat net. Cette activité représente non seulement une source importante de revenus pour Distrigaz mais constitue également un outil pour maintenir sa position dominante sur le marché belge. En ce qui concerne les capacités de transit commercialisées exclusivement par Distrigaz, elle n'est en effet pas tenue aux mêmes garanties en matière d'accès régulé de tiers (objectivité, transparence et non discrimination)

### **10.2.5 Distrigaz dans le contexte international (cf. aussi 10.2.1 et 10.2.2)**

99. Sur la base des comptes annuels 2003 et 2004 de Distrigaz, il a été calculé que la marge de Distrigaz (EBIT) s'élevait à 0,72 €/MWh négocié (soit 0,25 USD/MBTU). Par rapport à un prix CIF moyen du gaz de 4,6 USD/MBTU en 2004, nous obtenons une marge de 5,4%. A la suite d'un résultat financier positif, la marge bénéficiaire avant impôts s'élève même à 5,9%. Dans une étude récente<sup>42</sup>, cette marge est considérée comme confortable pour une activité d'achat/vente pure.

Par rapport à la société allemande Bayerngas qui, outre l'achat et la vente de gaz exploite un réseau de transport de 1.169 km et emploie pour ce faire 125 collaborateurs, Distrigaz compte 101 collaborateurs. Il est vrai que Distrigaz négocie 2,5 fois plus de gaz, mais en contrepartie, elle n'effectue pas de gestion de réseau. Le bénéfice net par MWh de Bayerngas (0,288 €/MWh) ne dépasse dès lors pas la moitié de celui de Distrigaz (0,54 €/MWh).

De même, par rapport à la division *gas supply* des sociétés espagnoles très similaires que sont Enagas et Gas Natural, qui ont toutes deux réalisé en 2003 un EBITDA d'environ 0,36 €/MWh, l'EBITDA de Distrigaz est 50% plus élevé (0,54 €/MWh).

Nous pouvons conclure en affirmant que la marge commerciale de Distrigaz est de 5,4% sur le prix d'achat du gaz et que dans un contexte international, des valeurs de 2% sont courantes. Une analyse approfondie du bénéfice et des coûts (de personnel) s'impose donc, tout en sachant que Distrigaz exerce une activité de transit qui compte pour beaucoup dans son résultat et relativement peu dans ses coûts.

---

<sup>42</sup> Consultant externe, décembre 2005.



## **10.3 DISTRIBUTION ET FOURNITURE**

### **10.3.1 Différences de mesures et de provisions obligatoires**

100. Il subsiste des différences entre les quantités de kWh que les fournisseurs ont commandé chez leurs shippers et les quantités effectivement mesurées chez leurs clients finals. En effet, les molécules ont parcouru un itinéraire complexe à travers le réseau de transport, le réseau de distribution et les compteurs installés chez leurs clients. Ce problème d'allocation/réconciliation, qui incombe principalement aux GRD, n'est toujours pas résolu aujourd'hui et contraint les fournisseurs à constituer d'importantes provisions dans leur comptabilité.

Le processus d'allocation/réconciliation doit être mis au point, afin d'accroître la sécurité des fournisseurs et partant, des prix plus affinés. Tous les régulateurs, ainsi que les gestionnaires de réseau et les acteurs du marché, doivent tendre vers une solution.

Le 19 janvier 2006, la CREG a confirmé, dans un communiqué de presse, que la S.A. FLUXYS était priée de passer à la méthode définitive d'allocation aux 'city gates'. Il a été décidé, après concertation avec la S.A. FLUXYS et les régulateurs d'énergie, de reporter au 1er avril 2006 le lancement du nouveau modèle d'allocation opérationnel sur la base des données infeed et des profils de consommation. Durant la période de lancement, allant du 1er février au 31 mars 2006 inclus, la S.A. FLUXYS a fait fonctionner le nouveau système d'allocation en parallèle et de manière facultative. Entre-temps, le nouveau modèle d'allocation a été lancé, comme prévu, le 1<sup>er</sup> avril 2006.

Le processus de réconciliation est placé sous le contrôle des régulateurs régionaux et fait toujours l'objet de discussions.

### **10.3.2 Obligations de service public**

101. Les fournisseurs ont été informés par certaines régions, qu'elles pourraient leur imposer des obligations de service public, notamment en matière de fourniture de clients qui ne paient pas et l'obligation de proposer des contrats d'une durée minimale de 3 ans. Les autorités régionales doivent être au courant que le prix monte lorsqu'elles imposent des obligations de service public aux fournisseurs. Si, par exemple, la durée minimale des contrats est fixée à trois ans à Bruxelles et si les fournisseurs doivent continuer à approvisionner les mauvais payeurs, certains fournisseurs ne voudront plus être actifs sur

ce marché. Par définition, la concurrence restera limitée et le niveau de prix sera plus élevé par rapport aux autres zones.

### **10.3.3 Seuils pour un « level playing field »**

102. Il subsiste des manquements au niveau de l'échange d'informations pour les nouveaux venus qui approvisionnent des clients raccordés au réseau de distribution. Les nouveaux venus n'obtiennent pas toujours des données correctes de leurs clients ou les obtiennent en retard, ce qui complique leur pénétration du marché et constitue un obstacle à la libéralisation du marché.

Les régulateurs régionaux doivent veiller à ce que l'échange d'informations entre fournisseurs et GRD soit correct et s'effectue en temps voulu. De cette manière, les petits ou nouveaux fournisseurs peuvent être actifs sur le marché du gaz naturel sur un pied d'égalité.

### **10.3.4 Pouvoir calorifique supérieur**

103. Les compteurs de gaz naturel chez les clients finals indiquent la consommation en volume (mètre cube). Aux fins de la facturation de la consommation, ce volume doit être converti en kWh parce que les prix sont exprimés en kWh, comme pour l'électricité. La conversion s'effectue sur la base d'un facteur de conversion calorifique, qui diffère chaque mois parce que la qualité du gaz naturel varie légèrement. Actuellement, la transparence n'est pas suffisante en ce qui concerne ce facteur de conversion. Le client final est dans l'impossibilité de calculer ce facteur. C'est pourquoi la CREG propose que les GRD établissent un module de calcul permettant au client final de recalculer le facteur de conversion utilisé. Les fournisseurs devraient alors mentionner cette valeur sur la facture.

### **10.3.5 Problématique du raccordement**

104. Une des pierres angulaires à la concrétisation d'un marché interne concurrentiel complet et opérationnel concerne l'accès au réseau. Pour le bon fonctionnement de la concurrence, l'accès au réseau doit être non discriminatoire, transparent et disponible à des prix raisonnables. Si le réseau est déjà disponible, l'accès est correctement régulé dans une large mesure. Si par contre une extension du réseau est nécessaire pour accorder l'accès, le cadre légal montre d'importantes lacunes. A défaut de critères légaux

précis, le gestionnaire de réseau détermine de façon globalement autonome sa politique d'extension. Le délai dans lequel une extension en vue d'un raccordement peut être réalisée ainsi que le coût à supporter d'une extension manquent dans une large mesure de transparence pour un candidat client final. Les projets d'investissement soumis à l'approbation du régulateur sont établis à un niveau global et ne sont en outre pas suffisamment connus pour qu'un candidat client final puisse en tenir compte. Enfin, des raccordements imposés sur un territoire peu peuplé entraînent des hausses tarifaires.

# 11 MESURES DE LIMITATION DES PRIX

## 11.1 POSSIBILITES PREVUES PAR LA LEGISLATION

### 11.1.1 Prix maximaux en vertu de la loi gaz (art. 15/10)

#### 11.1.1.1 Disposition légale

105. L'art. 15/10, § 1, de la loi gaz stipule ce qui suit :

« Après avis de la commission et délibération en Conseil des Ministres, le Ministre fédéral qui a l'économie dans ses attributions peut fixer des prix maximaux pour la fourniture de gaz naturel à des clients finals et pour la part de la fourniture de gaz naturel aux entreprises de distribution. »

Brièvement, l'article 15/10, § 1, de la loi gaz offre la possibilité au Ministre de l'Energie d'intervenir dans le niveau des prix pour la fourniture de gaz naturel, moyennant le respect d'une série de conditions.

Contrairement au paragraphe 2, le domaine d'application du paragraphe 1 n'est pas limité aux « clients protégés résidentiels » de telle sorte que, si le paragraphe 1 est utilisé, la mesure connaît une portée générale.

L'art. 15/10, § 2, de la loi gaz dispose ce qui suit :

« Après avis de la commission et concertation avec les régions, le Ministre fédéral qui a l'économie dans ses attributions peut, après délibération en Conseil des Ministres, fixer des prix maximaux par kWh, valables sur l'ensemble du territoire, pour la fourniture de gaz naturel à des clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire. Ces prix maximaux ne comprennent aucun montant forfaitaire ni aucune redevance. »

L'article 1<sup>er</sup>, 14<sup>o</sup>, de la loi gaz définit la « fourniture de gaz » comme « la vente, y compris la revente, à des clients de gaz naturel, y compris de GNL ».

On peut déduire de ce qui précède (plus le dégroupage) que l'intervention doit se limiter au niveau du prix de vente, mais que l'on ne peut pas toucher aux autres éléments qui déterminent le prix final tels que le transport et la distribution.

Il semble plus logique d'affirmer que l'intervention au niveau du prix de vente implique qu'elle peut avoir une influence et des conséquences sur tous les constituants du prix de vente. En effet, ce n'est pas parce qu'un prix maximal de fourniture de gaz naturel peut être imposé que tout le poids de la mesure prise doit être supporté par le fournisseur.

#### **11.1.1.2 Modalités de fixation des prix maximaux**

106. L'art. 15/10, § 3, de la loi gaz énumère les exigences auxquelles les prix maximaux visés aux §§ 1 et 2 doivent satisfaire :

- 1° éviter des subsides croisés entre catégories de clients ;
- 2° assurer qu'une partie équitable des gains de productivité résultant de l'ouverture du marché du gaz naturel reviennent de manière équilibrée aux clients résidentiels et professionnels, dont les petites et moyennes entreprises, sous forme d'une baisse des tarifs ;
- 3° maintenir les tarifs appliqués aux clients visés au 2° au niveau des meilleures pratiques tarifaires sur le même segment du marché dans les autres Etats membres de l'UE, compte tenu des spécificités du secteur de la distribution ;
- 4° porter uniquement sur l'art. 15/10, § 2 ;
- 5° garantir, là où des réseaux de gaz naturel existent ou peuvent d'une façon économiquement raisonnable être développés, le droit à l'accès à l'énergie, bien de première nécessité, en veillant notamment à assurer, dans le cadre de l'ouverture du marché du gaz naturel à la concurrence, la continuité des avantages sociaux applicables à certaines catégories de consommateurs résidentiels en matière de raccordement et en matière tarifaire ;
- 6° veiller à ce que les consommateurs finaux bénéficient des avantages qui résulteront de la politique d'amortissement pratiquée dans le système régulé ;
- 7° assurer la transparence des termes tarifaires et favoriser les comportements de consommation rationnels.

Nous ajoutons ci-après un bref commentaire sur certains points de l'énumération de l'art. 15/10, § 3 :

2°: toutes les catégories de clients doivent bénéficier de manière équilibrée des gains de productivité et ce, sous forme de baisse des tarifs.

3°: les tarifs des autres Etats membres de l'UE sont utilisés comme référence et il faut tenir compte des spécificités du secteur des GRD.

5°: ce point reconnaît :

- qu'un « droit d'accès » à l'énergie existe (à condition que le réseau existe ou puisse être développé d'une façon économiquement raisonnable) ;
- que l'énergie est un bien de première nécessité ;
- que la continuité des avantages sociaux existants doit être assurée.

6°: les consommateurs finaux doivent bénéficier des avantages qui résulteront de la politique d'amortissement pratiquée dans le système régulé.

Ce point stipule que les avantages qui résultent d'amortissements dans le système régulé doivent bénéficier aux consommateurs finaux. Par conséquent, en cas de fixation éventuelle de prix maximaux, les avantages dont auront bénéficié les opérateurs énergétiques (historiques) (Distrigaz, Electrabel, etc.) doivent revenir aux consommateurs finaux sous la forme de réductions de prix ou de tarif.

A l'heure actuelle, plusieurs arrêtés ont été pris sur la base de l'art. 15/10, § 1, tels que l'arrêté ministériel qui fixe le prix maximal des prix de vente du gaz naturel sur le marché captif et l'arrêté plus récent qui fixe le prix maximal pour les « clients écartés » au sein du marché libéralisé<sup>43</sup>.

En exécution de l'art. 15/10, § 2, des prix maximaux ont également été fixés, notamment les tarifs sociaux applicables aux clients protégés résidentiels quel que soit leur domicile<sup>44</sup>. Par conséquent, les avantages éventuels d'amortissements du passé devraient pouvoir être appliqués pour couvrir le prix de revient des tarifs sociaux. Les prélèvements existant à cette fin actuellement peuvent alors être supprimés ou maintenus, mais recevoir une autre affectation sur une autre base légale.

---

<sup>43</sup> Arrêté ministériel du 12 décembre 2001 fixant les prix maximaux pour la fourniture de gaz naturel et l'arrêté ministériel du 15 février 2005 fixant les prix maximaux pour la fourniture de gaz naturel par les entreprises de distribution aux clients finals dont le contrat de fourniture a été résilié par leur fournisseur et qui ne peuvent pas être considérés comme des clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire, au sens de l'article 15/10, § 2, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

<sup>44</sup> Arrêté ministériel du 23 décembre 2003 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture de gaz naturel aux clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire.

### **11.1.2 Prix maximaux en vertu de la loi gaz – bis (art. 23)**

107. L'article 23 de la loi gaz stipule ce qui suit :

« En cas de menace de crise ou de crise soudaine sur le marché de l'énergie, ou lorsque la sécurité d'approvisionnement du pays est menacée, ou en cas de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des équipements ou des installations ou pour l'intégrité des réseaux de transport, le Roi peut, par arrêté délibéré en Conseil des Ministres, après avis de la Commission, prendre les mesures de sauvegarde nécessaires, y compris des dérogations temporaires aux dispositions de la présente loi. »

La disposition ci-dessus contient stricto sensu également une possibilité d'imposer des prix maximaux, mais uniquement dans les cas énumérés à l'article 23. Une chose est claire, il peut uniquement être fait appel à la possibilité de l'article 23 dans des circonstances exceptionnelles, dont il peut difficilement être question en ce moment.

#### ***Conclusion relative à la loi gaz***

108. La loi gaz prévoit à l'article 15/10 (le Ministre) et à l'article 23 (le Roi) la possibilité d'imposer des prix maximaux. Contrairement à l'article 15/10, la possibilité prévue à l'article 23 peut uniquement être utilisée dans des circonstances exceptionnelles.

### **11.1.3 Mesures autorisées en vertu de la loi du 22 janvier 1945 sur la réglementation économique et les prix**

109. Nous présentons ci-après les possibilités de limitation de prix contenues dans la loi du 22 janvier 1945.

#### **11.1.3.1 Article 1<sup>er</sup>**

110. « §1: Il est interdit de vendre, d'offrir en vente ou d'acheter sur le marché national, des produits, matières, denrées, marchandises ou animaux à un prix supérieur au prix maximum de vente fixé en vertu des dispositions du présent arrêté-loi. (...) »

Comme il ressort de cette disposition, le prix de produits et autres peut être contrôlé en vertu de cet article au niveau d'un prix maximal fixé.

« §2 : A défaut (de conclusion d'un contrat de programme ou) de fixation d'un prix maximum, il est interdit de pratiquer des prix supérieurs aux prix normaux. Les Cours et tribunaux apprécient souverainement le caractère anormal des prix. Ils tiennent compte, à

cet égard, notamment des bénéfices réalisés, de l'état du marché et des frais d'exploitation du commerce ou de l'industrie, tels que les frais de production, de fabrication, de mise en oeuvre et de transport. »

Les critères des cours et tribunaux pour apprécier le caractère anormal d'un prix, tels que les frais d'exploitation des entreprises, le bénéfice réalisé et l'état du marché, ne sont pas normatifs : les tribunaux peuvent choisir librement les critères qu'ils retiennent pour apprécier un prix<sup>45</sup>.

« §3: Le Ministre ayant les affaires économiques dans ses attributions peut conclure des contrats de programme avec des entreprises individuelles ou groupées comportant des engagements relatifs notamment au niveau des prix pratiqués. (...) »

### **Commentaire**

111. L'application d'une politique de prix s'effectue dans ce cas par le biais d'un procédé contractuel et pas par le biais d'un arrêté ministériel.

Comme la terminologie le laisse entendre et comme le paragraphe 3 le stipule clairement, nous avons affaire à un contrat, une convention. Autrement dit, les parties concernées (pouvoirs publics et secteur) doivent se mettre d'accord sur le contenu d'un tel contrat-programme. La grande différence entre la disposition précitée et ce qui est mentionné à l'article 2 de la loi du 22 janvier 1945 et aux articles 15/10, §§ 1 et 23, de la loi gaz, est que l'accord du secteur (ou de l'entreprise) assujetti est requis, tandis que dans le cas de la fixation d'un prix maximal, le Ministre ou le Roi (en cas de crise) peut l'imposer.

Outre la fixation d'un prix maximal, un contrat-programme peut contenir d'autres dispositions.

#### **11.1.3.2 Article 2**

112. « §1: Le Ministre ayant les Affaires économiques dans ses attributions peut fixer soit pour territoire du Royaume, soit pour certaine partie de celui-ci, les prix maxima dans les matières régies en vertu de l'article 1er, § 1er, ci-dessus. »

---

<sup>45</sup> DE VROEDE, P. et FLAMEE, M., o.c., p. 446, n° 975.



« §2: Il peut également fixer la limite du bénéfice à prélever par tout vendeur ou intermédiaire. »

« §2 bis Le Ministre peut, pour un terme de six mois au plus, fixer un prix maximum individuel pour les matières visées par l'article 1er, § 1 ci-dessus, lorsqu'une déclaration de hausse est conduite par une seule entreprise, ou individuellement par plusieurs entreprises qui ne représentent qu'un part limitée du marché. »

« §3: Lorsque l'application du § 3 de l'article 1 et des §§ 1er et 2 de l'article 2 a pour effet d'établir un prix maximum de vente au détaillant et au consommateur, les producteurs et distributeurs ne peuvent, dans le but de faire échec à cette mesure refuser de satisfaire, dans la mesure de leurs possibilités et dans les conditions conformes et usages commerciaux, aux demandes de produits, de prestations de services faites par les distributeurs ou les consommateurs lorsqu'elles ne présentent aucun caractère anormal et qu'elles émanent de demandeurs de bonne foi. (.....) »

Dans la discussion de l'article 2, il est important de souligner la portée que la doctrine donne aux dispositions du paragraphe 1 et 2, à savoir qu'il s'agit de compétences cumulatives<sup>46</sup>.

Les arrêtés fixant les prix doivent s'appliquer dans le futur et respecter le principe d'égalité. Ainsi, un arrêté fixant les prix ne peut pas donner au Ministre la compétence d'accorder des écarts qui ne sont soumis à aucune norme<sup>47</sup>.

Il existe différentes techniques pour fixer des prix maximaux et des limites de bénéfice, par exemple la fixation d'un prix de vente maximal exprimé en somme d'argent pour le consommateur, la fixation d'un prix de vente maximal exprimé en somme d'argent pour le revendeur combiné à des marges bénéficiaires maximales à appliquer par le revendeur, le blocage de tous les prix, la fixation de prix maximaux à tous les niveaux moyennant l'élaboration de structures de prix, etc.<sup>48</sup>, le tout en valeurs absolues ou en pourcentages.

Selon DE VROEDE et FLAMEE, reste à savoir si le Ministre peut également imposer des prix déficitaires<sup>49</sup>. Les auteurs signalent que le Conseil d'Etat, après l'introduction de

---

<sup>46</sup> DE VROEDE, P., "Prijsregeling", in *A.P.R.*, 1976, E. Story-Sciëntia, Gent-Leuven, p.45, nr. 95

<sup>47</sup> DE VROEDE, P. et FLAMEE, M., o.c., p. 451-452, n° 986-987.

<sup>48</sup> DE VROEDE, P. et FLAMEE, M., o.c., p. 455, n° 994.

<sup>49</sup> DE VROEDE, P. et FLAMEE, M., o.c., p. 452, n° 988.

l'interdiction de vente à perte dans la loi sur les pratiques du commerce, a confirmé sa jurisprudence en la matière, à savoir :

« La loi du 30 juillet 1971 sur la réglementation économique et les prix visent des buts généraux qui sont en réalité de nature économique. La compétence empruntée par le Ministre à cette loi lui permettant de fixer des prix maximaux et des marges bénéficiaires trouve dès lors sa limitation uniquement dans ladite loi et pas dans la loi du 14 juillet 1971 (loi sur les pratiques du commerce, ndlr), qui vise notamment à interdire aux commerçants des procédés pouvant fausser les conditions normales de concurrence. Ni le texte de l'article 2, § 2, de la loi sur la réglementation économique et les prix, ni les travaux parlementaires préparatoires, ni le ratio legis ne légitiment la position selon laquelle le législateur a voulu subordonner l'exercice des compétences accordées au Ministre des Affaires économiques à la fixation précise de la rémunération maximale de chaque stade de la distribution. »

Toujours selon les auteurs, il s'agit d'une jurisprudence ferme, même s'il convient de souligner que le Conseil d'Etat a affirmé dans un arrêt du 19 avril 1978 que le Ministre doit fixer les prix dans un souci de ne pas mettre en péril la rentabilité de l'entreprise.

D'aucuns affirment que cet arrêt permettra toujours une annulation par le Conseil d'Etat d'un arrêté fixant des prix maximaux<sup>50</sup>, si des entreprises au fonctionnement normal sont contraintes de vendre à perte.

#### **11.1.3.3 Article 3**

113. En vertu de cet article 3, le Ministre ayant les affaires économiques dans ses attributions peut interdire, réglementer ou contrôler notamment l'importation, la production, la fabrication, l'emploi, la répartition, l'achat, la vente, l'exposition, la livraison et le transport des produits, matières qu'il désigne.

#### **11.1.3.4 Article 4 et suivants**

114. Ces articles renferment une interdiction de retirer de la circulation les biens, produits, etc. désignés par le Ministre ayant les affaires économiques dans ses attributions et prévoient la compétence de demander l'avis du conseil du contentieux économique par le biais d'une requête visant à instituer une réglementation prévue à l'article 3, §§ 1 et 2, de la loi du 22 janvier 1945.

---

<sup>50</sup> DE VROEDE, P. et FLAMEE, M., o.c., p. 453, note de bas de page 83.

### **Conclusion relative à la loi du 22 janvier 1945**

115. Le Ministre peut intervenir dans la fixation de prix de biens et services par :

- la conclusion d'un contrat-programme ;
- la fixation de prix maximaux (contraignants) et de marges bénéficiaires ;
- le régime de la déclaration de hausses des prix.

De même, en l'absence d'intervention du Ministre de l'Economie, il est interdit de vendre à des prix présentant un caractère anormalement (élevé). Dans ce cas, il incombe au pouvoir judiciaire de se prononcer sur ce point, compte tenu notamment de l'état du marché, des frais d'exploitation et du bénéfice.

## **11.2 CONSIDERATIONS JURIDIQUES EUROPEENNES**

116. On vise ci-après à vérifier si des mesures à prendre éventuellement en Belgique sont compatibles et autorisées suivant la réglementation européenne en vigueur.

L'article 28 du Traité CE stipule que les restrictions quantitatives à l'importation et les mesures d'effet équivalent sont interdites entre les Etats membres.

L'article 28 du Traité porte sur tous les types d'importation de produits et biens. Puisque le gaz naturel est considéré comme un produit au sens de l'article 28 (Affaire C-159/94, Commission/France, 1997), cette disposition s'applique également à l'importation de gaz.

Par « mesures d'effet équivalent », il convient d'entendre : toute réglementation commerciale des Etats membres susceptible d'entraver, directement ou indirectement, actuellement ou potentiellement, le commerce communautaire (Affaire 8/74, Procureur du Roi/Dassonville, 1974).

La Cour européenne de Justice a confirmé à plusieurs reprises dans sa jurisprudence que l'article 28 du Traité était d'application sur les réglementations nationales des prix, telles que la fixation de prix minimaux et maximaux. Un contrôle ou une réglementation des prix peut constituer une mesure d'effet équivalent. Même si par exemple un prix maximal qui s'applique sans distinction aux produits nationaux et importés ne constitue pas en soi une mesure d'effet équivalent, cela peut être le cas si le prix est fixé à un niveau tel que la vente du produit importé devient impossible ou plus difficile que la vente du produit national.

Puisque la Belgique ne produit pas de gaz et importe tout son gaz, la situation esquissée ci-dessus ne se présentera pas. Toutefois, l'article 28 pourrait être invoqué si d'éventuelles mesures en matière de réglementations des prix faisaient en sorte que l'importation de gaz était rendue impossible en raison de la fixation d'un prix trop bas.

## **11.3 INITIATIVES LEGISLATIVES POSSIBLES**

117. Nous venons d'aborder plusieurs dispositions légales par lesquelles un impact direct sur les tarifs de réseau/le prix peut être obtenu. Les éléments présentés ci-après n'ont pas d'impact immédiat sur les tarifs/prix, mais peuvent donner lieu à un meilleur fonctionnement du marché, un meilleur fonctionnement de la libéralisation, une concurrence plus vive, ce qui peut avoir un effet favorable sur les tarifs/prix.

### **11.3.1 Modification de l'AR du 3 avril 2003 relatif aux factures de fourniture d'électricité et de gaz**

118. La modification de l'arrêté royal du 3 avril 2003 peut faire en sorte que les factures envoyées aux clients d'une part soient dépourvues d'éventuelles informations superflues et d'autre part, contiennent des informations plus précises et comparables. L'élaboration d'un modèle de facture, à utiliser obligatoirement par tout fournisseur, permettra aux clients de mieux comparer leurs factures, qui contiendront les mêmes données de base.

Ainsi, il doit être possible de mentionner le prix « all in » par kWh, qui est d'application pendant le mois au cours duquel la facture est établie, ce qui ne signifie pas que le tarif du réseau de transport et de distribution ne doive pas être repris séparément. En outre, la mention d'un prix « all in » pour plusieurs consommations types permettrait une comparaison encore plus optimale par le client (par ex. pour un client résidentiel : 2.000, 3.000, 4.000, 5.000, 16.000, 19.000, 22.000, 25.000, 28.000 kWh).

Alors que l'actuel article 1<sup>er</sup> de l'arrêté royal parle uniquement de la facture de clôture, il serait souhaitable de mentionner sur la facture intermédiaire le prix « all in » applicable à cet instant sur la facture afin que le client puisse comparer quasi en permanence sa facture avec celle d'autres clients.

L'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté définit également une limite au-dessus de laquelle les obligations contenues dans l'arrêté royal ne doivent pas être remplies (60.000 kWh). Indépendamment du fait que le texte n'instaure pas de différence entre le gaz et l'électricité, la question peut être posée de savoir pourquoi certains clients auraient droit et d'autres pas à une facture claire et transparente.

En outre, des formules d'indexation doivent être mentionnées clairement sur la facture afin que le client puisse recalculer lui-même sa facture. Lorsque la formule d'indexation utilise plus d'une variable/un paramètre, il convient d'indiquer clairement la pondération liée à chaque variable/paramètre.

Enfin, il faut s'assurer que le mode de calcul du pouvoir calorifique supérieur (volume converti en kWh) soit mentionné clairement sur la facture finale (cf. aussi 10.3.4).

### **Conclusion**

119. Une modification de l'arrêté royal existant dans le cadre de laquelle un modèle de facture est établi que tous les fournisseurs sont tenus d'utiliser et qui mentionne le prix « all in » (plus les éléments déterminant l'évolution du prix) peut constituer une amélioration de la comparabilité par le client et partant, contribuer à renforcer la concurrence.

### **11.3.2 Suppression de la distinction entre transport et transit (cf. aussi 10.2.1 et 10.2.2)**

120. Dans l'intérêt de la transparence et pour éviter un traitement différent des utilisateurs du réseau de transport, il peut être plaidé en faveur de la suppression de la distinction existant actuellement dans la loi entre transport et transit (notamment l'article 15/1, § 4, et l'article 15/5 *quinquies* de la loi gaz). Cette distinction se retrouve également à l'article 9, § 1, de l'arrêté royal du 15 avril 2002 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des entreprises de transport de gaz naturel actives sur le territoire belge. Ce dernier article soustrait les tarifs de transit à la régulation normale des autres tarifs du réseau de transport.

En résumé, les dispositions légales précitées limitent la transparence en matière d'accès et de tarifs (ce qui entrave le jeu de la concurrence) puisque plus de 67% de la capacité totale des points d'entrée du réseau de transport belge n'entrent pas dans le domaine de compétence de la CREG en termes de régulation.

Etant donné que le coût du transit *en* Belgique est à la charge de la consommation étrangère, ce qui intéresse avant tout les consommateurs belges est le prix appliqué à l'étranger pour le transit *vers* la Belgique. Jusqu'ici, la Belgique a rencontré assez peu de problèmes sur ce plan, parce que le gaz consommé en Belgique arrivait directement du producteur, sans transit. Etant donné que l'on importe de plus en plus de gaz russe, la Belgique doit, elle aussi, viser une réglementation saine du transit au niveau européen.

### **Conclusion**

121. La suppression de la différence de traitement entre le transit et le transport ne peut être que bénéfique pour la transparence et la concurrence, mais doit également permettre un meilleur contrôle en termes d'allocation correcte des coûts.

### **11.3.3 Compétences de la CREG**

122. Cette section n'a pas pour objectif de passer en revue les compétences légales de la CREG, mais bien d'examiner ces compétences sous l'éclairage de la réalité du marché.

Les articles 8 et 8/1 de la loi gaz instaurent une procédure menant à la désignation d'un gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel, des installations de stockage de gaz naturel et des installations de GNL (il peut s'agir au maximum de trois gestionnaires différents, en fonction de leur activité).

De même, la réglementation des différentes Régions contient des dispositions qui fixent une procédure visant à désigner des gestionnaires de réseau de distribution<sup>51</sup>.

Bref, que ce soit en matière de transport de gaz naturel (stockage et GNL inclus) qu'en matière de gestion de réseau de distribution, il est question d'un monopole légal. En raison de cette situation de monopole légal, le législateur a estimé souhaitable que le régulateur indépendant (la CREG) examine les tarifs de réseau de distribution et de transport et le cas échéant les approuve, compte tenu des lignes directrices existantes pour la détermination de la marge bénéficiaire équitable de ces gestionnaires de réseau et dans le

---

<sup>51</sup> Cf. à cet effet les articles 4 et 5 du décret flamand du 6 juillet 2001 portant organisation du marché du gaz, les articles 4 et 10 du décret wallon du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz et l'article 4 de l'ordonnance de la Région de Bruxelles-Capitale du 1<sup>er</sup> avril 2004 relative à l'organisation du marché du gaz en région de Bruxelles-Capitale, relative aux redevances pour droit de voirie en matière de gaz et d'électricité et portant modification de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

respect de la sécurité et de la qualité des fournitures, avec la garantie d'un niveau d'investissement suffisant.

La concurrence au sein du marché libéralisé de l'énergie ne se situe dès lors pas au niveau du réseau de transport ou de distribution, mais devrait jouer au niveau du prix d'importation et de vente du gaz naturel.

Reste à savoir si un importateur dont la part de marché se situe entre 85 et 90% et un fournisseur (successeur de l'opérateur historique) dont la part de marché est supérieure à 75% ne constituent pas une entrave au bon fonctionnement du marché libéralisé. En d'autres termes, il faut se demander si nous n'avons pas affaire à un monopole de fait. Cette question se pose d'autant plus compte tenu de l'évolution la plus récente en matière de fusions au niveau européen.

Si cette question trouve une réponse affirmative, nous pourrions déduire que plusieurs aspects doivent être réglementés en ce qui concerne les activités d'importation et de vente. L'absence d'une concurrence réelle fait naître la nécessité de mener correctement une activité de monopole. Une des possibilités consiste à imposer des prix maximaux, comme prévu par la loi. Pour ne pas avoir à prendre directement des mesures radicales, il pourrait être décidé dans un premier temps d'octroyer des compétences plus larges à la CREG en matière de respect de la politique de concurrence et sur le plan de(s) contrats pour) l'approvisionnement en gaz.

### **Conclusion**

123. Il faut se demander si nous n'avons pas affaire à un monopole de fait et si certains aspects ne doivent pas être réglementés dans l'attente d'un meilleur fonctionnement de marché. Cette question se pose d'autant plus si l'on tient compte de l'évolution la plus récente en matière de fusions à l'échelle européenne.

### **11.3.4 « Cost plus » par rapport à « price cap »**

124. L'article 15/5, § 2, de la loi gaz comprend le système « cost plus » comme orientation pour la fixation des tarifs de réseau.

En effet, l'article précité stipule notamment ce qui suit en ce qui concerne les tarifs du réseau de transport :

« Art. 15/5, §2 : L'entreprise de transport soumet, chaque année, à l'approbation de la Commission les tarifs de raccordement et d'utilisation du réseau de transport qu'elle

exploite, ainsi que les tarifs des services auxiliaires. Ces tarifs doivent être établis dans le respect des orientations définies à l'alinéa 2, et de la structure tarifaire générale fixée par le Roi sur proposition de la Commission.

Les tarifs visés à l'alinéa 1er doivent répondre aux orientations suivantes :

.....

2° ils sont fixés en fonction des coûts et permettent à l'entreprise de transport de couvrir l'ensemble des coûts réels imputables aux tâches visées aux articles 15/1, 1°, et 15/2;

3° ils comprennent une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau de transport en vue d'assurer le développement optimal de celui-ci à long terme. »

Le même article 15/5, § 2, de la loi gaz stipule *in fine* ce qui suit :

« Après concertation avec les gouvernements des Régions, le Roi peut, aux conditions qu'il définit, étendre le champ d'application des alinéas 1er à 3 aux tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, ainsi qu'aux tarifs des services auxiliaires fournis par les entreprises de distribution. »

L'arrêté royal du 29 février 2004 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel actifs sur le territoire belge a été pris en exécution de l'article précité de la loi gaz en ce qui concerne les tarifs du réseau de distribution. L'article 10, § 3, de cet arrêté royal stipule dans presque les mêmes termes que l'article 15/2 de la loi gaz en ce qui concerne les tarifs du réseau de transport que les tarifs doivent couvrir les frais et contenir une marge bénéficiaire équitable.

Bref, il y est également précisé que le système d'application pour la fixation des tarifs du réseau de distribution utilise la méthode « cost plus ».

La méthode « price cap » peut être opposée au système « cost plus ». Cette approche suppose que l'instance réglementaire (CREG) vérifie le gain d'efficacité que le gestionnaire de réseau et de système peut réaliser pendant la période de régulation. Sur la base de cette analyse, des réductions tarifaires peuvent être imposées au gestionnaire de réseau ou de système concerné. La condition à l'application d'une telle méthode est qu'il y ait une transparence suffisante au niveau de la structure de coûts, de la fixation des tarifs et des possibilités d'amélioration de l'efficacité.

La méthode « revenue cap » constitue une alternative à la méthode « price cap », laquelle comporte, tout comme un revenu garanti, des dangers, et crée, par conséquent, une



insécurité au niveau des tarifs. La méthode « revenue cap » garantit un certain revenu au gestionnaire de réseau pendant une certaine période. Ce revenu est déterminé de telle sorte que le gestionnaire de réseau est en mesure de remplir les missions qui lui sont imposées par la loi. La manière dont l'incertitude relative au volume des services vendus est traitée constitue une différence importante entre les deux méthodes.

Le gestionnaire de système peut générer des bénéfices supplémentaires soit en augmentant l'efficacité, soit en économisant sur ses services (moins il propose de services, moins les frais sont élevés). Il en ressort que la méthode dotée d'un « cap » nécessite un contrôle strict de la qualité de la fourniture de service, y compris la sécurité.

Les réflexions suivantes peuvent également être faites sur ce point :

Nous pourrions affirmer que l'utilisation des possibilités prévues par la loi dans la loi gaz d'une part et dans la loi du 22 janvier 1945 d'autre part en vue de fixer des prix maximaux ou un bénéfice maximal, implique une application de la méthode « price cap ». Ce qui précède peut contribuer au développement d'un argumentaire légal venant soutenir l'application d'un système « price cap ».

Enfin, nous pouvons remarquer qu'un des grands avantages d'un système « price cap » consiste à ce que la charge de la preuve (prouver que les coûts sont justifiés) est inversée et incombe à l'instance à contrôler.

### **Conclusion**

125. Nous pourrions envisager d'étudier en détail si l'application (généralisée) du système « price cap » ne serait pas plus avantageuse dans le cadre de la procédure de tarification.

#### **11.3.5 Les prélèvements**

126. Un impact direct possible sur les tarifs peut consister à ce que le financement par le biais de prélèvements d'une série d'obligations légales soit remplacé (totalement ou partiellement) par un mode de financement alternatif<sup>52</sup>.

Nous avons déjà avancé l'idée d'un mode de financement alternatif dans la partie qui débattait de l'article 15/10, § 3, 6°. Les consommateurs finaux doivent bénéficier des

---

<sup>52</sup> Montant des prélèvements fédéraux auxquels le secteur gazier est soumis : +/- 31,5 mio €

avantages qui auraient été bénéficiés de la politique d'amortissement pratiquée dans le système régulé.

Remarquons toutefois qu'il n'est pas question ici de la suppression des obligations financées par les prélèvements, puisqu'il s'agit d'un choix social qui doit être fait au niveau politique compétent. Nous ne faisons qu'avancer une suggestion dans le cadre de la problématique posée par Monsieur le Ministre. En outre, au vu de la répartition des compétences entre les différents niveaux politiques, nous ne devons pas nous limiter aux prélèvements fédéraux ou aux obligations fédérales.

La CREG ne se prononce pas ici sur l'opportunité de favoriser la fiscalité sur l'énergie par rapport à une autre fiscalité. La CREG constate, d'une façon générale, que la prolifération de taxes diverses, l'extension des différents, parfois déguisées sous forme d'obligations de service public, engendre une charge administrative qui se répercute sur le prix du gaz naturel.

La complexité administrative constitue également une entrave à l'accès au marché des nouveaux concurrents. En réduisant ainsi le potentiel de concurrence, elle permet aux grosses entreprises bien implantées d'augmenter leur prix.

### **Conclusion**

127. Il est possible d'examiner si un autre mode de financement ne peut pas être instauré à la place des prélèvements existants, sans toucher à la finalité du prélèvement même.

#### **11.3.6 Taxe sur la valeur ajoutée (T.V.A.)**

128. L'article 15/10, § 3, 5°, stipule que l'énergie est un bien de première nécessité. Si l'on suit cette logique, nous pouvons affirmer qu'il n'est plus acceptable qu'un bien de première nécessité soit encore soumis à un taux de TVA égal au taux pratiqué pour les « biens de luxe », à savoir 21%.

Dans la prolongement de cette logique, il pourrait être proposé de réduire le taux de TVA sur le gaz (et par extension, sur l'énergie) à 6%, ce qui aurait un impact direct sur les prix finaux que les clients paient.

**Conclusion**

129. Il peut être examiné si une baisse de la TVA est une proposition réaliste (sur le plan budgétaire).

## 12 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

130. Le prix du gaz livré au client final en Belgique se compose de 5 principaux éléments : l'importation, le transport, la distribution, la fourniture, ainsi que les taxes, surcharges et prélèvements. La régulation ne s'applique actuellement que sur une partie limitée du marché du gaz, à savoir le transport et la distribution, tandis que l'importation et la fourniture sont soumises à la concurrence. Ainsi, seule une partie du prix final, allant de 40% pour un client résidentiel à 10% pour un client industriel, est directement contrôlée par la CREG.

Il est dès lors impératif que la concurrence s'exerce de manière effective si on souhaite rencontrer les objectifs de la libéralisation et faire bénéficier au client final d'une fourniture de gaz au meilleur prix. Une concurrence réelle est un élément important lorsqu'on sait que la libéralisation tend à entraîner le passage d'entreprises intégrées (importation, transport et fourniture sur le réseau de transport et distribution et fourniture sur le réseau de distribution) vers des entreprises exerçant des activités de manière scindée, ce qui se traduit généralement par une augmentation globale des coûts propres de ces entreprises.

Globalement, le prix du gaz sur le marché belge se trouve dans une bonne moyenne par rapport aux prix pratiqués dans les pays voisins. Cependant, comme précisé ci-après, il existe encore une certaine possibilité de réduction des différentes composantes.

### ***L'importation et le transport de gaz jusqu'à la frontière***

131. Le portefeuille d'approvisionnement ne peut certainement pas être considéré comme sous-optimal dans l'optique des coûts : par rapport aux autres régions d'origine, le marché belge est approvisionné depuis des régions d'extraction proches et/ou offrant des économies d'échelle. La diversification nécessaire est également présente.

En ordre de grandeur absolu, les prix d'achat à la frontière pour les pays limitrophes de la Belgique sont d'un niveau comparable, sauf au Royaume-Uni et dans une moindre mesure aux Pays-Bas qui, en tant que pays producteurs, s'auto-approvisionnent dans une large (Royaume-Uni : 90%) ou une moindre (Pays-Bas : 40%) mesure. Tant en 2004 qu'en 2005, la Belgique est dans la moyenne.

L'analyse permet également d'affirmer qu'en termes absolus (€/MWh), il y a un certain alignement des prix d'achat du gaz à la frontière (quelle que soit la destination). La différence entre les prix les plus élevés (Pays-Bas/Allemagne) et les prix les plus bas (Norvège/Algérie/Russie) a beau être limitée entre 5 et 10%, puisque la part du prix d'achat à la frontière dans le prix final du consommateur peut atteindre 40% et 90%, une réorientation (limitée) des régions d'origine est une piste envisageable pour réduire le prix final<sup>53</sup>.

Le prix du gaz à la frontière, qui se reflète dans le paramètre G, se compose des coûts d'exploration/production, de transport jusqu'au pays de destination, de la rente du producteur, transporteur et pays. Un paramètre G, bien qu'émanant du marché captif, sert actuellement et servira vraisemblablement dans le futur de base d'indexation pour de nombreux contrats de fourniture de gaz sur le marché libéralisé.

De même, il est clair que vu le mode de calcul spécifique du prix de la molécule dans les contrats d'approvisionnement, ni les producteurs de gaz naturel, ni les importateurs de pays consommateurs ne peuvent exercer une influence directe sur l'évolution des indices repris dans les contrats (principalement l'évolution du prix de pétrole brut). Ces indexations déterminent toutefois directement le prix d'achat à la frontière. Il y a donc lieu de se demander si le mode d'indexation ne doit/peut pas être revu.

L'augmentation en 2005 et l'évolution future du prix du gaz à la frontière doit, dans le cadre des contrats à long terme existants, être considérée comme une valeur exogène puisque cet effet peut uniquement être tempéré si les clauses d'indexation concernées sont adaptées dans les contrats.

Toutefois, il importe que les autorités aient une vision claire de chacune des composantes du paramètre G. Avant la libéralisation, les contrats d'approvisionnement en gaz étaient systématiquement soumis au Gouvernement afin que ce dernier puisse vérifier les conditions et le degré de sécurité d'approvisionnement du pays. Cependant, les conditions et conventions récentes entre le principal importateur Distrigaz d'une part et les pays exportateurs/parties exportatrices d'autre part ne sont pas transparentes actuellement pour les autorités belges de sorte qu'il est difficile de déterminer le taux de monopole. Il serait utile de vérifier si le coût à la frontière est bien répercuté comme tel dans le paramètre G, si ce dernier reflète bien la réalité et n'est pas sur- ou sous-évalué. Bien que

---

<sup>53</sup> La différence de prix est calculée sur la base des prix moyens pour 2005.

la CREG dispose des compétences lui permettant de requérir les entreprises de gaz naturel intervenant sur le marché belge de lui fournir tous les renseignements nécessaires, pour autant qu'elle motive sa demande<sup>54</sup> et qu'un réviseur ait pour mission de suivre l'évolution du paramètre G, la CREG ne dispose pas, malgré ses demandes, des clauses d'indexation qui figurent dans les contrats d'approvisionnement en gaz et ne peut à ce jour émettre un avis objectif et circonstancié à propos de ce paramètre.

Une obligation d'information en la matière à l'égard d'une autorité peut y apporter une amélioration et rendre le fonctionnement du marché plus transparent. La CREG recommande dès lors que dorénavant les termes et conditions des contrats d'achat de gaz (à l'exception des transactions sur le marché spot<sup>55</sup>) soient communiqués à une partie neutre (et éventuellement de régulation) lors de la conclusion du contrat, ainsi qu'à chaque révision contractuelle. Dans le cas d'une transmission à la CREG, un avis pourrait être émis par cette dernière à l'attention du Ministre de l'Energie. Ces dispositions ainsi que la protection de la confidentialité des données mériteraient d'être inscrites dans la loi gaz.

### ***Le transport de gaz sur le territoire belge***

132. Après le coût du gaz à la frontière, le coût du transport représente le composant le plus important du prix final aux consommateurs industriels raccordés directement au réseau de transport. Les tarifs de transport de gaz pratiqués par FLUXYS sont parmi les plus compétitifs au niveau européen, sans toutefois être les moins chers.

Entre 2002, soit l'année de la première approbation des tarifs d'acheminement par la CREG, et 2006, on constate une baisse des tarifs de capacité de l'ordre de 10,8 % hors inflation, soit de 18,6 % en termes réels. Il reste à démontrer que ces baisses ont réellement été répercutées aux consommateurs finaux par les utilisateurs du réseau et les fournisseurs.

En parallèle, on note sous l'impulsion de la CREG et de la réglementation, une diversification constante de la part de FLUXYS de l'offre de service d'acheminement (capacité à court terme, interruptible, conditionnelle, flexibilité supplémentaire, marché secondaire, ...).

---

<sup>54</sup> A cet égard, une meilleure estimation des factures de provision

<sup>55</sup> Vu le caractère davantage public de la formation de prix et les transactions sur ce marché et l'intérêt provisoirement encore limité dans le portefeuille d'achats total de Distrigaz

La baisse des tarifs de transport s'explique notamment par le rejet de coûts déraisonnables par la CREG, par une meilleure budgétisation des coûts et des utilisations par FLUXYS, par le versement de bonus (écarts entre budget et réalité pour les coûts, les recettes et les capacités vendues) aux tarifs des exercices suivants, par la baisse des taux d'intérêts à long terme (OLO) sur lesquels est basée la détermination de la marge bénéficiaire octroyée à FLUXYS et enfin par l'augmentation annuelle des capacités réservées.

Au-delà de cette baisse, l'augmentation annuelle de certains coûts peut entraîner une augmentation des tarifs pour le transport de gaz. Ceci est lié, en effet, aux mesures de sécurité vis-à-vis des installations, à la hausse prévue des investissements, à la diminution du taux d'utilisation (lors de la suppression des congestions) et à la révision attendue des principes de calcul de la marge bénéficiaire équitable et des amortissements au travers d'un arrêté royal à adopter.

La marge bénéficiaire se doit d'être équitable, aussi bien pour les utilisateurs du réseau que pour le gestionnaire de celui-ci. Lorsqu'on sait que le tarif de transport de gaz est constitué à concurrence de 30% par la marge bénéficiaire, malgré les taux OLO très bas actuellement, la CREG considère que les principes actuels qui déterminent celle-ci rencontrent suffisamment les impératifs de rentabilité et d'investissement du marché du gaz naturel.

A côté du taux de rémunération des capitaux investis (WACC), il faut prendre en compte le niveau de la base d'actifs régulée (RAB), des plus-values de réévaluation et du rythme d'amortissement passé et actuel.

Dès lors, si on souhaite maintenir la compétitivité actuelle du transport de gaz en Belgique et garantir aux consommateurs un prix final du gaz suffisamment attractif, la CREG recommande de maintenir les principes appliqués jusqu'ici en matière de maîtrise et de contrôle des coûts ainsi qu'en ce qui concerne le calcul de la marge bénéficiaire équitable.

On peut toutefois examiner si la méthode *'price cap'* pourrait ou non générer de meilleurs résultats par rapport à la méthode *'cost plus'* en tant que système de fixation des tarifs.

Enfin, il importe de noter que chaque année, FLUXYS, dans le cadre de la compétence de politique de dividendes qui est la sienne, octroie à ses actionnaires un pay-out qui est le double de la moyenne des entreprises du BEL 20 et que ces dernières années, le

dividende a connu un taux de croissance supérieur à ce qu'il était avant et au début de la libéralisation.

## ***Le stockage de gaz en Belgique***

133. Les tarifs de stockage de gaz en aquifère de FLUXYS (Loenhout) sont parmi les plus bas, voire les plus bas, par rapport aux tarifs affichés et indicatifs pratiqués dans les pays limitrophes. Ils reflètent suffisamment la "vérité des coûts" et la publication des tarifs ainsi que des règles et conditions d'accès de FLUXYS est parmi la plus transparente par rapport aux pays limitrophes.

Les mêmes conclusions peuvent s'appliquer au stockage de gaz sous forme liquide (Peak shaving de Zeebrugge).

Entre 2004 et 2006, les tarifs de stockage ont baissé de 6% hors inflation, soit de 11% en terme réels. Le niveau actuel des tarifs peut se maintenir à condition que FLUXYS maîtrise ses coûts et que la révision attendue des principes tarifaires et de la marge bénéficiaire équitable n'évoluent pas vers une hausse.

En ce qui concerne le fonctionnement du marché, une utilisation (flexible) du stockage et, d'une manière plus générale, sa disponibilité sont essentielles. De nouveaux projets en la matière doivent donc être encouragés.

On peut examiner si la méthode '*price cap*' serait susceptible de générer ou non de meilleurs résultats que la méthode '*cost plus*' actuelle en tant que système de fixation des tarifs.

## ***Le terminalling GNL***

134. Les tarifs d'utilisation du terminal méthanier de Zeebrugge appliqués par FLUXYS LNG sont comparables à un type d'installation équivalent.

Entre 2004 et 2006, les tarifs de stockage ont baissé de 6,5 % hors inflation, soit de 11,5 % en termes réels.



Les tarifs peuvent évoluer, d'une part, par l'intermédiaire d'une maîtrise des coûts par FLUXYS LNG et, d'autre part, par la révision attendue des principes tarifaires et des marges bénéficiaires équitables.

On peut examiner si la méthode '*price cap*' serait susceptible de générer ou non de meilleurs résultats que la méthode '*cost plus*' actuelle en tant que système de fixation des tarifs.

## ***La distribution***

135. Après le coût du gaz à la frontière, le coût de la distribution représente le composant le plus important du prix final aux consommateurs domestiques et industriels raccordés au réseau de distribution. Les gestionnaires de réseau de distribution de gaz belges tiennent la comparaison avec l'étranger au niveau des tarifs et des coûts. Ils se situent plutôt sous la moyenne internationale.

Entre 2004, l'année où la CREG a été compétente pour approuver les tarifs du réseau de distribution de gaz naturel, et 2006, les budgets soumis à la CREG par les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel, qui sont à la base des tarifs, ont été réduits par la CREG de quelque 10%, hors inflation, en moyenne. Il convient toutefois de veiller à ce que cette baisse soit entièrement répercutée sur les clients finals par les intermédiaires.

Une comparaison de la Belgique avec l'étranger dissimule toutefois la grande disparité entre les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges. Bien que les tarifs de réseau de distribution de gaz naturel soient fixés suivant des principes tarifaires uniformes, il convient de souligner que la différence entre le tarif le plus élevé et le tarif le plus bas atteint plusieurs dizaines de pour cent pour tous les types de clients.

Tant les différences au niveau de la structure de coûts que les différences dans le niveau absolu des coûts sont à l'origine de différences tarifaires entre les gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges. Un benchmarking exhaustif – réalisé sur la base d'une analyse DEA<sup>56</sup> ou d'autres méthodes – avec mesures de réduction des coûts et une éventuelle tarification de référence semble dès lors recommandé. Il ressort de la structure de coûts que la marge bénéficiaire équitable est pratiquement aussi importante que les

---

<sup>56</sup> Data Envelopment Analysis

coûts opérationnels et représente en moyenne 35% du chiffre d'affaires du gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel, tandis que la moyenne des entreprises belges est d'à peine 7%. De même, le bénéfice des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges comparé aux fonds propres (non revalorisés) s'élève à 17%, tandis que le rendement net moyen sur les fonds propres (en grande partie non revalorisés de l'économie belge s'élève à 5,2% seulement. Au niveau des coûts, il a été constaté que le bénéfice net moyen par client s'élève à 85€ par an. Ce bénéfice par client peut toutefois être jusqu'à quatre fois plus élevé chez certains gestionnaires de réseau de distribution.

Le constat est que ce patrimoine a été revalorisé à plus de € 1 milliard au-dessus de la valeur comptable déjà indexée. Sans cette revalorisation, les tarifs de distribution de gaz naturel baisseraient de 10% en moyenne. Une baisse du bénéfice des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel ne doit toutefois pas se faire au détriment des investissements planifiés. Une optimisation de leur structure de financement leur permet même d'augmenter leur rendement sur fonds propres. D'ailleurs, la capacité d'investissement n'est pas hypothéquée par le niveau de la marge bénéficiaire équitable, mais bien par son affectation. Alors que les entreprises du BEL20 octroient 40% de leur bénéfice, les gestionnaires de réseau de distribution, dans les limites de la compétence de la politique de dividendes qui est la leur, en allouent en moyenne 92% à leurs actionnaires publics et privés, de telle sorte qu'il ne reste plus grand-chose à réinvestir. Il est recommandé d'imposer une relation plus directe entre les bénéfices et les missions d'un gestionnaire de réseau, qui est, quoi qu'il en soit, une entreprise régulée dotée d'un monopole légal.

En ce qui concerne les coûts opérationnels, une tendance se dégage clairement : l'externalisation de tâches par le gestionnaire de réseau à une ou plusieurs autres personnes morales, avec lesquelles il existe éventuellement un rapport de participation. Même si cette tendance crée des effets de synergie, elle soulève la question de savoir si cette évolution ne limite pas les compétences des régulateurs et organes de surveillance (fédéraux et régionaux). Des garanties légales ou statutaires doivent être obtenues de la part des gestionnaires de réseau afin que ces compétences puissent être préservées et être pleinement exercées.

L'application de la réglementation sur les adjudications publiques doit être examinée en cas d'externalisation à des sous-traitants, avec lesquels une collaboration est souvent instaurée en exclusivité, et qui sont parfois des entreprises liées.

L'évolution à venir des tarifs de réseau de distribution de gaz naturel sera probablement fortement influencée par plusieurs tendances d'augmentation des tarifs et quelques tendances de baisse des tarifs. C'est pourquoi il est important de veiller sur le plan réglementaire à ce que l'arrête royal portant exécution de la loi gaz modifiée du 1<sup>er</sup> juin 2005 continue d'appuyer la méthodologie de fixation de la marge bénéficiaire équitable et des amortissement sur les principes tarifaires actuels et économiquement justifiés.

On peut examiner si la méthode '*price cap*' serait susceptible de générer ou non de meilleurs résultats que la méthode '*cost plus*' actuelle en tant que système de fixation des tarifs.

### ***La fourniture et le prix final au consommateur***

136. Afin de tendre vers une baisse des prix, il importe d'ouvrir davantage le marché en diminuant les barrières à l'entrée<sup>57</sup>. La concentration élevée dans le chef de Distrigaz et les autres problèmes de fonctionnement du marché ne permettent pas aux nouveaux venus sur le marché du gaz de concurrencer efficacement les opérateurs historiques du marché belge.

Les marges bénéficiaires que les fournisseurs et principalement les nouveaux venus peuvent réaliser sur la vente de gaz naturel se révèlent faibles, si l'on se réfère aux informations limitées disponibles à ce sujet. . Cette situation pourrait être la conséquence de prix élevés que l'importateur historique facture aux fournisseurs pour le gaz naturel et fixe à un niveau éventuellement plus élevé pour les nouveaux venus. Il se peut que les fournisseurs et surtout les nouveaux venus se retrouvent dès lors « squeezés », le marché devenant inintéressant pour eux et l'acteur dominant, ECS, conservant sa position. L'examen du bénéfice net des différents fournisseurs de gaz actifs en semble étayer cette analyse.

Il ressort de l'examen que Distrigaz, dans les limites de la compétence de politique de dividendes qui est la sienne, a augmenté de manière exponentielle son dividende en 2002 et 2003. Ce niveau se maintient en 2004 et correspond à une multiplication du dividende par un facteur 20 par rapport à l'avant-libéralisation.

---

<sup>57</sup> Un examen détaillé à ce sujet est toutefois recommandé.

Pour expliquer cette hausse, outre la position dominante en matière d'importation sur le marché belge et ses conséquences opérationnelles et financières pour les nouveaux entrants, il faut noter que Distrigaz est active sur un marché concurrentiel et que le niveau du dividende est susceptible d'évoluer sensiblement d'une année à l'autre, à la hausse ou à la baisse. Bien que le marché belge reste majoritaire avec 62% des ventes de gaz en 2004, Distrigaz a étendu ses ventes de gaz en dehors de la Belgique (38%), ce qui constitue une source additionnelle de revenus.

Les positions de quasi-monopole de Distrigaz sur le marché des clients raccordés au réseau de transport d'une part et de ECS sur le marché des clients raccordés au réseau de distribution d'autre part comportent des dangers pour une concurrence saine. Tant que ces opérateurs resteront dominants, la CREG estime qu'il est nécessaire de contrôler davantage le marché de la fourniture. Dans un premier temps, la CREG devrait disposer, comme cela pourrait être le cas en matière d'importation de gaz et moyennant des garanties de confidentialité des données, de compétences renforcées dans le domaine de la fourniture de gaz de manière à émettre des avis circonstanciés à destination du Ministre de l'Energie. Ce dernier serait ainsi informé sur une base objective du fonctionnement réel du marché.

### ***Le fonctionnement du marché***

137. Le fonctionnement du marché est confronté à une série d'obstacles et ce, tant au niveau du prix du gaz à la frontière et du transport qu'au niveau de la distribution et de l'approvisionnement. La présente étude n'a toutefois pas analysé la concurrence en profondeur afin de proposer des mesures ciblées sur la base d'une connaissance approfondie des faiblesses du fonctionnement du marché. Les recommandations les plus évidentes figurent ci-après.

En ce qui concerne l'importation du gaz, citons la dominance de Distrigaz au niveau des contrats à long terme pour l'importation de gaz qui lui permettent de se tailler la part du lion des importations en Belgique. Cette problématique a également été examinée par la Commission européenne dans le cadre de son étude des acteurs du marché dont il ressort que ce sont les « anciens » monopoles qui entravent le fonctionnement du marché. Toutefois, les autorités belges peuvent également prendre des actions concrètes dans ce domaine. Plus de transparence dans le contenu des contrats peut constituer une première étape.

En matière de transit de gaz de frontière à frontière et de transport à destination du marché belge, les règles relatives aux capacités d'une même canalisation doivent être identiques. Or actuellement, ce n'est pas le cas : environ 67% de la capacité totale aux points d'entrée du réseau belge est contrôlée par Distrigaz et ses filiales alors que le gestionnaire du réseau, FLUXYS, ne gère que de l'ordre de 33% de cette capacité. Il est souhaitable que tous les services de transport, tant pour le transit que pour le transport intérieur et tant pour le gaz L que pour le gaz H, soient proposés par le gestionnaire opérationnel du réseau, à savoir FLUXYS.

Il faut prévoir les mêmes garanties en matière d'accès régulé de tiers (objectivité, transparence et non-discrimination) pour le transit et le transport parce qu'à défaut, d'autres acteurs du marché seront en mesure de se soustraire à des règles précises alors que d'autres acteurs sur le marché sont obligés de suivre celles-ci à la lettre. Dans ce cadre, la CREG est d'avis que le transit doit être soumis aux règles du code de bonne conduite. Pour tenir compte des différences existant entre transit et acheminement à destination du marché belge, le code de conduite et les documents qui en découlent (programme indicatif de transport, code de réseau) permettent de préciser des règles spécifiques applicables tantôt au transit et tantôt à l'acheminement.

En matière de tarifs de transit, la CREG recommande un amendement de la loi gaz, en particulier le régime d'exception prévu par l'article 15/5 quinquies de la loi gaz. Il importe d'appliquer aux tarifs de transit les mêmes dispositions qu'aux tarifs pour le transport intérieur, en matière de couverture du revenu, de comparabilité au niveau international et d'optimisation de l'utilisation de la capacité.

L'application du code de bonne conduite au transit, avec la mise en place de règles claires (accès au réseau, obligation d'information, système de réservation ouvert, gestion de la congestion, marché secondaire, etc.) aura des retombées très positives pour le marché belge et permettra le développement de la concurrence, avec à la clé un impact favorable sur le prix du gaz au consommateur final.

La restructuration du Hub, l'arrivée de nouveaux acteurs et la sécurité d'approvisionnement y afférente seront favorisées par un cadre de régulation clair basé sur les principes connus de transparence et de non-discrimination.

Bien qu'il compte pour seulement 3% du chiffre d'affaires, le transit génère 32% du résultat net de Distrigaz. Cette activité représente donc non seulement une source importante de

revenus pour DISTRIGAZ mais constitue également un outil pour maintenir sa position dominante sur le marché belge.

Les points suivants doivent être débattus pour la distribution et la fourniture : la mise au point du processus de réconciliation, l'utilisation rationnelle des obligations de service public imposées au niveau régional et, spécifiquement pour les GRD, un échange d'informations performant avec les nouveaux fournisseurs, une politique transparente de raccordement de nouveaux clients, ainsi qu'un mode de calcul de la consommation vérifiable par le client final.

Enfin, en ce qui concerne l'éventuelle fusion entre Suez et GDF, qui réunirait les deux acteurs les plus importants sur les marchés de l'importation et de la fourniture de gaz, on peut conclure qu'elle renforcera encore plus la concentration déjà importante sur ces marchés. La fourniture sur le marché du gaz L serait à 100% aux mains de la future entité, de même que les capacités de stockage et de transit de gaz L. La fourniture de gaz H serait détenue à plus de 94% par ce groupe.

### ***Possibilités sur le plan législatif***

138. Sans modifier la législation existante, plusieurs mesures ayant un effet de baisse des prix pourraient être prises sur la base des dispositions légales en vigueur.

Ainsi, la loi gaz prévoit la possibilité d'imposer des prix maximaux, moyennant le respect de plusieurs modalités (art. 15/10).

Pour être complet, citons également la possibilité de prendre des mesures de protection (art. 23), mais uniquement dans des circonstances exceptionnelles, comme en cas de menace de crise.

Outre la loi gaz, la loi existante du 22 janvier 1945 sur la réglementation économique et les prix offre plusieurs instruments permettant d'intervenir de façon modérée sur les prix (ou leur formation). Ainsi, les articles 1 à 3 inclus de ladite loi proposent des instruments allant de la conclusion d'un contrat de programme, à la fixation de prix maximaux et/ou de marges bénéficiaires maximales, en passant par un système de déclaration de hausses des prix.

Parallèlement à des initiatives qui trouvent leur origine dans la législation existante et qui peuvent avoir un impact direct sur le prix (ou sa formation), il est possible d'intervenir sur le plan législatif en vue de favoriser un fonctionnement de marché plus efficace, ce qui peut indirectement avoir une influence sur les tarifs/prix. Ces initiatives peuvent être très diverses de nature.

Citons par exemple la modification de l'Arrêté Royal du 3 avril 2003 relatif aux factures de fourniture d'électricité et de gaz qui introduirait l'utilisation obligatoire d'un modèle de facture défini par l'Arrêté Royal, ce qui favoriserait sa comparabilité par les clients.

Il peut être envisagé de supprimer la distinction existant en matière de traitement entre transit et transport dans la législation actuelle, ce qui bénéficierait à la transparence et à la concurrence.

L'on peut également se demander si les compétences de régulation de la CREG ne doivent pas être étendues, compte tenu du fait qu'actuellement, outre un monopole légal régulé, il existe un (quasi-)monopole de fait non régulé dans les domaines qui étaient supposés faire l'objet de la concurrence.

Ensuite, il peut être examiné si la méthode « price cap » ne pourrait pas donner de meilleurs résultats comme système de fixation des tarifs.

Enfin, et ce point a déjà été avancé, il peut être examiné s'il n'existe pas de modes de financement alternatifs au système actuel des prélèvements et au taux de TVA de 21%, susceptibles de générer une baisse des prix pour les clients finals.

////

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



François POSSEMIERS  
Directeur



Christine VANDERVEEREN  
Président du Comité de direction

# TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION .....	2
1 BRÈVE PRÉSENTATION DU MARCHÉ DU GAZ EN BELGIQUE ....	4
<b>1.1 LA DEMANDE DE GAZ NATUREL</b> .....	4
<b>1.2 L'ÉVOLUTION DU MARCHÉ AVEC LA LIBÉRALISATION</b> .....	5
2 COMPOSANTES DU PRIX DU GAZ EN BELGIQUE .....	7
3 IMPORTATION DU GAZ (PRIX DE LA MOLECULE DE GAZ) .....	10
<b>3.1 ORGANISATION ET STRUCTURE DES IMPORTATIONS BELGES DE GAZ</b> .....	10
<b>3.2 LE COUT DE LIVRAISON TECHNIQUE (COUT DE PRODUCTION ET COUT DE TRANSPORT) A LA FRONTIERE</b> .....	12
<b>3.2.1 Norvège</b> .....	13
3.2.1.1 Situation générale et politique de production/prix .....	13
3.2.1.2 Coût de production .....	14
3.2.1.3 Coût de transport .....	14
3.2.1.4. Tableau récapitulatif du coût d'approvisionnement technique pour la Norvège .....	15
<b>3.2.2. Algérie</b> .....	16
3.2.2.1. Situation générale et politique de production/prix .....	16
3.2.2.2. Coût de production .....	16
3.2.2.3. Coût de transport .....	17
3.2.2.4. Tableau récapitulatif du coût d'approvisionnement technique pour l'Algérie .....	18
<b>3.2.3. Pays-Bas</b> .....	19
3.2.3.1. Situation générale et politique de production/prix .....	19
3.2.3.2. Coût de production .....	19
3.2.3.3. Coût de transport .....	20
3.2.3.4. Tableau récapitulatif du coût d'approvisionnement technique pour les Pays-Bas .....	20
3.2.4. Interprétation du coût d'approvisionnement technique de la Belgique dans le contexte (international) européen .....	21
<b>3.3. LE PRIX D'ACHAT A LA FRONTIERE</b> .....	22
3.3.1. Importance relative du prix d'achat de la molécule dans le prix final .....	22
3.3.2. Définition et évolution du prix d'achat à la frontière (G) .....	22
3.3.3 Interprétation du rapport entre prix d'achat (paramètre G) et coût d'approvisionnement technique .....	26
3.3.4. Interprétation du prix d'achat (paramètre G) dans le contexte (international) européen .....	28
4 LE TRANSPORT DE GAZ NATUREL .....	30
<b>4.1 SYSTÈME TARIFAIRE APPLIQUÉ EN BELGIQUE</b> .....	30
<b>4.2 COMPARAISON DES TARIFS DE TRANSPORT APPLIQUES EN BELGIQUE AVEC LES PAYS VOISINS</b> .....	32
<b>4.3 ÉVOLUTION DES TARIFS DE TRANSPORT EN BELGIQUE DEPUIS LA LIBÉRALISATION</b> .....	34



<b>4.4 MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE</b> .....	38
<b>4.5 EVOLUTION DES DIVIDENDES DE FLUXYS DEPUIS LA LIBERALISATION</b> .....	40
5 <b>STOCKAGE DU GAZ (LOENHOUT ET PEAK SHAVING DE DUDZELE)</b> .....	42
<b>5.1. STRUCTURE ET SYSTEME TARIFAIRE APPLIQUE POUR LE STOCKAGE DU GAZ NATUREL SOUS FORME GAZEUSE ET LIQUIDE EN BELGIQUE</b> .....	42
<b>5.2. COMPARAISON DES TARIFS APPLIQUES EN BELGIQUE AVEC LES PAYS VOISINS</b> .....	44
<b>5.3. EVOLUTION DES TARIFS ET DES SERVICES DE STOCKAGE EN BELGIQUE</b> .....	46
6 <b>TERMINALLING GNL (ZEEBRUGGE)</b> .....	47
<b>6.1 STRUCTURE ET SYSTEME TARIFAIRE APPLIQUE POUR LE TERMINALLING GNL EN BELGIQUE</b> .....	47
<b>6.2 COMPARAISON DES TARIFS APPLIQUES EN BELGIQUE AVEC LES PAYS VOISINS</b> .....	50
<b>6.3 EVOLUTION DES TARIFS DE TERMINALLING GNL EN BELGIQUE</b> .	51
7 <b>DISTRIBUTION</b> .....	52
<b>7.1 INTRODUCTION</b> .....	52
<b>7.2 COMPARAISON INTERNATIONALE</b> .....	53
<b>7.2.1 Tarif d'utilisation du réseau de distribution</b> .....	53
<b>7.3 COMPARAISON NATIONALE</b> .....	57
<b>7.3.2. Structure des coûts</b> .....	59
<b>7.3 EVOLUTION DU COUT ET DU TARIF DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DEPUIS LA LIBERALISATION</b> .....	65
8 <b>FOURNITURE ET PRIX FINAL</b> .....	69
<b>8.1 MARCHÉ BELGE</b> .....	69
<b>8.1.1 Clientèle raccordée au réseau de distribution</b> .....	69
<b>8.1.1.1 Prix final</b> .....	69
<b>8.1.1.2 Part de marché</b> .....	72
Source : CREG .....	73
<b>8.1.1.3 Marge de fourniture</b> .....	74
<b>8.1.2 Clientèle raccordée au réseau de transport</b> .....	76
<b>8.1.2.1 Part de marché</b> .....	76
<b>8.1.2.2 Marge de fourniture</b> .....	78
<b>8.2 MARCHÉ EUROPÉEN</b> .....	78
<b>8.2.1 Clients résidentiels</b> .....	78
<b>8.2.2 Clients industriels</b> .....	80
9 <b>TAXES ET SURCHARGES</b> .....	81
<b>9.1 IMPÔTS ET SURCHARGES FÉDÉRAUX</b> .....	81
<b>9.2 IMPÔTS ET SURCHARGES REGIONAUX ET COMMUNAUX</b> .....	82
<b>9.3 IMPÔTS DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX</b> .....	83
<b>9.4 COMPARAISON INTERNATIONALE</b> .....	83
<b>9.4.1 Clients résidentiels</b> .....	83
<b>9.4.1.1 Surcharges</b> .....	83
<b>9.4.1.2 TVA</b> .....	83
<b>9.4.2 Clients industriels</b> .....	84

10	PROBLEMES AU NIVEAU DU MARCHÉ .....	85
10.1	ENTRAVE A L'IMPORTATION DE LA MOLECULE .....	85
10.2	ACCÈS AU RÉSEAU DE FLUXYS ET IMPACT DU TRANSIT SUR LE TRANSPORT À DESTINATION DU MARCHÉ BELGE .....	89
10.2.1	Contexte.....	89
10.2.2	Impact de la disposition actuelle relative au transit sur le marché belge du gaz.....	90
10.2.2.1	Accès aux capacités .....	90
10.2.2.2	Congestion .....	91
10.2.2.3	Hub.....	92
10.2.2.4	Flexibilité.....	93
10.2.2.5	Constructions financières.....	93
10.2.3	Evolution des dividendes de Distrigaz.....	94
10.2.4	Part du transit dans le résultat de Distrigaz .....	95
10.2.5	Distrigaz dans le contexte international (cf. aussi 10.2.1 et 10.2.2) .....	96
10.3	DISTRIBUTION ET FOURNITURE .....	97
10.3.1	Différences de mesures et de provisions obligatoires .....	97
10.3.2	Obligations de service public .....	97
10.3.3	Seuils pour un « level playing field » .....	98
10.3.4	Pouvoir calorifique supérieur .....	98
10.3.5	Problématique du raccordement .....	98
11.1	POSSIBILITES PREVUES PAR LA LEGISLATION .....	100
11.1.1	Prix maximaux en vertu de la loi gaz (art. 15/10).....	100
11.1.1.1	Disposition légale.....	100
11.1.1.2	Modalités de fixation des prix maximaux .....	101
11.1.2	Prix maximaux en vertu de la loi gaz – bis (art. 23) .....	103
11.1.3	Mesures autorisées en vertu de la loi du 22 janvier 1945 sur la réglementation économique et les prix.....	103
11.1.3.1	Article 1 <sup>er</sup> .....	103
11.1.3.2	Article 2 .....	104
11.1.3.3	Article 3 .....	106
11.1.3.4	Article 4 et suivants .....	106
11.2	CONSIDERATIONS JURIDIQUES EUROPEENNES .....	107
11.3	INITIATIVES LEGISLATIVES POSSIBLES.....	108
11.3.1	Modification de l'AR du 3 avril 2003 relatif aux factures de fourniture d'électricité et de gaz .....	108
11.3.2	Suppression de la distinction entre transport et transit (cf. aussi 10.2.1 et 10.2.2).....	109
11.3.3	Compétences de la CREG.....	110
11.3.4	« Cost plus » par rapport à « price cap » .....	111
11.3.5	Les prélèvements .....	113
11.3.6	Taxe sur la valeur ajoutée (T.V.A.).....	114
12	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	116
	Liste des figures .....	131
	Liste des tableaux .....	132

## Liste des figures

Figure 1	Consommation de gaz naturel par secteur en 2004 .....	4
Figure 2	Répartition sectorielle de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2005 ....	5
Figure 3	Décomposition du prix du gaz HTVA – Client résidentiel “chauffage individuel” (22 MWh/an) en 2005. ....	7
Figure 4	Décomposition du prix du gaz HTVA – Client industriel (25.000 MWh/an) en 2005.....	8
Figure 5	Evolution du paramètre G (2003-2005) .....	24
Figure 6	Evolution en pour cent des prix frontaliers contrat Algérie/Norvège par rapport au prix du pétrole brut en € (2004-2005) .....	25
Figure 7	Analyse de l'évolution potentielle du G (2006) .....	27
Figure 8	Comparaison des tarifs moyens d'acheminement.....	33
Figure 9	Comparaison des tarifs moyens d'acheminement pour les pays d'Europe de l'Ouest.....	34
Figure 10	Evolution des tarifs d'acheminement de FLUXYS entre 2002 et 2006.....	35
Figure 11	Comparaison des budgets et des coûts réels de FLUXYS entre 2004 et 2006 . .....	36
Figure 12	Comparaison tarifs de stockage unité de stockage Loenhout (2005).....	45
Figure 13	Evolution des tarifs par unité de stockage à Loenhout (2004-2006) .....	46
Figure 14	Comparaison internationale du tarif du réseau de distribution de gaz naturel par type de clients.....	53
Figure 15	Délimitation géographique des gestionnaires de réseau de distribution de gaz en Belgique (2005) .....	57
Figure 16	Tarifs de distribution de gaz naturel en Flandre pour trois types de clients résidentiels (2006) .....	58
Figure 17	Tarifs de distribution de gaz naturel en Belgique pour les clients professionnels et industriels (2006) .....	59
Figure 18	Structure de coûts moyenne des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges (2004) .....	60
Figure 19	Structure de coûts par gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel belge (2004).....	61
Figure 20	Bénéfice et coûts opérationnels par énergie transportée et par client des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges (2004) .....	62
Figure 21	Rapport entre la valeur initiale des immobilisations corporelles régulées et la valeur comptable des actifs des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges (2004) .....	63
Figure 22	Evolution (2004-2006) des budgets totaux et des coûts réels des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges.....	65
Figure 23	Evolution (2005-2006) des tarifs de réseau de distribution de gaz naturel pour une consommation annuelle de 22 MWh .....	66
Figure 24	Evolution (2005-2006) des tarifs de réseau de distribution de gaz naturel pour une consommation annuelle de 2.800 MWh .....	66
Figure 25	Evolution du prix du gaz TTC (en €/MWh) – consommation annuelle 22 MWh . .....	70
Figure 26	Evolution du prix du gaz TTC (en €/MWh) sur le marché résidentiel flamand – consommation annuelle 22 MWh .....	71
Figure 27	Prix du gaz TTC (en €/MWh) en décembre 2005 – consommation annuelle 22 MWh .....	72
Figure 28	Part de marché – marché résidentiel flamand fin 2005 .....	73
Figure 29	Composantes de prix – client résidentiel flamand 22MWh/an 2003-2005.....	74
Figure 30	Part de marché 2004 – Fournisseurs actifs sur le réseau de transport (énergie fournie).....	77
Figure 31	Prix du gaz naturel au 1 <sup>er</sup> juillet 2005 pour une consommation de 23 260 kWh (D3) – Client résidentiel “chauffage domestique” (hors taxes – HTVA – TTC) .....	79

Figure 32	Prix du gaz naturel au 1 <sup>er</sup> juillet 2005 pour une consommation de 11,63GWh (I3-1) – Client industriel (hors taxes – HTVA – TTC) .....	80
Figure 33	Evolution du prix du gaz naturel à la frontière belge (G) et sur les marchés spot de Zeebrugge (ZIG) et au Royaume-Uni (NBP) .....	88

### Liste des tableaux

Tableau 1	Evolution du marché avec la libéralisation.....	6
Tableau 2	Part des acteurs de marché dans les importations de gaz (2004-2005) ....	10
Tableau 3	Régions/volumes d'approvisionnement sur le marché belge (2004) .....	11
Tableau 4	Coût de production par site en Norvège .....	14
Tableau 5	Coût d'approvisionnement technique du gaz norvégien en Belgique.....	15
Tableau 6	Résumé du coût de la chaîne de transport de gaz liquide d'Algérie.....	17
Tableau 7	Coût d'approvisionnement technique du gaz algérien en Belgique.....	18
Tableau 8	Coût d'approvisionnement technique du gaz néerlandais en Belgique .....	20
Tableau 9	Rapport prix d'achat/coût d'approvisionnement technique Belgique (2004-2005) .....	26
Tableau 10	Rapport prix d'achat/coût d'approvisionnement Belgique et pays limitrophes (2004-2005).....	28
Tableau 11	Rapport prix d'achat Belgique et pays limitrophes (2004-2005 ; indice 100 : Belgique 2004) .....	29
Tableau 12	Tarif des services d'acheminement de FLUXYS pour 2006 .....	31
Tableau 13	Evolution des principaux composants des coûts/tarifs d'acheminement par nature entre 2004 et 2006 (hors récupérations diverses, réductions de valeur, charges exceptionnelles et mise à disposition de capacités).....	36
Tableau 14	Evolution du niveau du dividende par action avant et avec la libéralisation.....	41
Tableau 15	Tarifs installations de stockage Belgique (2006) .....	43
Tableau 16	Tarifs terminal méthanier de Zeebrugge (2007-2027) .....	49
Tableau 17	Tarif terminal GNL Zeebrugge (2006).....	49
Tableau 18	Tarifs terminal méthanier de Zeebrugge (2004-2006) .....	51
Tableau 19	Profil de consommation de gaz naturel par type de clients .....	53
Tableau 20	Coût standard technique international pour la distribution de gaz naturel (2004).....	54
Tableau 21	Coût technique des gestionnaires de réseau de distribution de gaz naturel belges (2004) .....	55
Tableau 22	Distinction entre gestionnaires de réseau purs et mixtes .....	58
Tableau 23	Estimation marge brute globale en 2004 de quatre fournisseurs .....	75
Tableau 24	Marge EBIT de Distrigaz SA.....	78
Tableau 25	Evolution du niveau du dividende par action avant et après la libéralisation.....	94
Tableau 26	Evolution du montant total des dividendes nets (M€) avant et avec la libéralisation .....	95
Tableau 27	Part du transit dans le résultat de Distrigaz .....	95