



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. 02/289.76.11
Fax 02/289.76.99

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

ETUDE

(F)040617-CDC-313

relative à

'la concurrence sur le marché du gaz L'

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

17 juin 2004

ETUDE

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) a entrepris la présente étude afin d'obtenir une vue d'ensemble de la situation actuelle, des obstacles éventuels et des mesures éventuellement souhaitées sur le marché belge du gaz naturel à faible pouvoir calorifique (ci-après : gaz L ou gaz de Slochteren).

Une analyse de la situation actuelle du secteur belge du gaz relève incontestablement de la compétence de la CREG qui, en vertu de l'article 15/14, §2, deuxième alinéa, 2°, de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après : la loi gaz), peut effectuer d'initiative des recherches et des études relatives au marché du gaz naturel.

Les utilisateurs de gaz en Belgique sont pour le moment alimentés par deux types de gaz différents : le gaz riche (ci-après : gaz H) et le gaz L¹. Ces deux types de gaz présentent des caractéristiques différentes dont la plus fondamentale concerne leur pouvoir calorifique (ci-après : PCS). Tandis que le gaz H a un PCS de 11,630 kWh/Nm³, le gaz L a un PCS de 9,769 kWh/Nm³². Cette différence de pouvoir calorifique nécessite un acheminement du gaz H et du gaz L par des réseaux de canalisations différents et divise les utilisateurs belges de gaz naturel entre consommateurs de gaz L et consommateurs de gaz H.

La présente étude se limite à une analyse de la concurrence sur le marché du gaz L. Comme il le sera démontré de manière plus détaillée ci-après, seule une substituabilité limitée peut être constatée entre le gaz L et le gaz H et la concurrence et les possibilités d'accès à ce marché sont substantiellement différentes.

L'étude se divise en quatre chapitres. Le premier chapitre aborde brièvement l'importance de la production et de la fourniture de gaz L en Belgique et en Europe. Le deuxième chapitre démontre plus concrètement, sur la base des coûts de substitution pertinents, que le gaz L constitue un marché distinct, indépendant de celui du gaz H. La concurrence et les acteurs du marché qui y sont associés sont ensuite examinés par niveau de marché (c'est-à-dire la production, le commerce de gros et la fourniture). Le troisième chapitre s'intéresse aux

¹ Voir l'Arrêté royal du 23 février 1984 approuvant la modification des caractéristiques du gaz transporté, telles qu'elles sont définies au cahier des charges annexé aux actes de concession de transport de gaz.

² Les prescriptions légales en vigueur admettent un large recoupement entre les deux types de gaz. Le PCS du gaz L peut varier entre 9,528 et 10,746 kWh/Nm³, tandis que le PCS du gaz H peut varier entre 9,606 et 12,793 kWh/Nm³, conformément à l'arrêté royal du 23 février 1984 approuvant la modification des caractéristiques du gaz transporté.

obstacles existant actuellement sur ces marchés. Enfin, diverses solutions seront abordées afin de résoudre le problème de concurrence décrit.

Lors de sa réunion du 16 juin 2004, le Conseil général de la CREG a rendu un avis sur cette étude. Une copie de cet avis se trouve en annexe de ce document.

Le Comité de Direction de la CREG a approuvé la présente étude le 17 juin 2004.

////

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|----|
| ETUDE | 2 |
| TABLE DES MATIÈRES | 4 |
| 1. L'IMPORTANCE DE LA PRODUCTION ET DE LA FOURNITURE DE GAZ L | 5 |
| 2. LE MARCHÉ DU GAZ L EN TANT QUE MARCHÉ EN CAUSE | 8 |
| 2.1 LE MARCHÉ DE PRODUITS EN CAUSE | 9 |
| 2.1.1 Décisions relatives au marché du gaz | 9 |
| 2.1.2 Critères retenus pour la définition d'un marché du gaz L | 10 |
| 2.1.3 Le gaz L en tant que produit en cause | 13 |
| 2.1.4 Les marchés du gaz L en cause | 20 |
| 2.2 LE MARCHÉ GEOGRAPHIQUE EN CAUSE | 26 |
| 2.2.1 Production de gaz L | 26 |
| 2.2.2 Commerce de gros de gaz L (Gasunie) | 26 |
| 2.2.3 Commerce de gros de gaz L (revendeurs) | 27 |
| 2.2.4 Vente de gaz L aux clients finals | 28 |
| 3. OBSTACLES | 28 |
| 3.1 PRODUCTION | 29 |
| 3.2 COMMERCE DE GROS | 29 |
| 3.3 VENTE AUX CLIENTS FINALS | 31 |
| 4. CONCLUSION | 32 |
| 4.1 PRODUCTION/COMMERCE DE GROS | 32 |
| 4.2 COMMERCE DE GROS | 33 |
| 4.3 VENTE AUX CLIENTS FINALS | 34 |

Illustrations :

| | |
|--|----|
| Illustration 1 : Le réseau de transport de gaz en Belgique | 7 |
| Illustration 2 : Le Gasgebouw | 23 |

Graphique :

| | |
|---|---|
| Graphique 1 : consommation de gaz L | 8 |
|---|---|

Tableaux :

| | |
|--|----|
| Tableau 1 : Production de gaz L en Europe | 6 |
| Tableau 2 : Coûts de substitution pour les fournisseurs | 17 |
| Tableau 3 : Coûts de substitution pour les fournisseurs - % du prix du gaz H | 17 |

1. L'IMPORTANCE DE LA PRODUCTION ET DE LA FOURNITURE DE GAZ L

1. L'importance de la production et de la fourniture de gaz L a considérablement changé au cours des dernières décennies. Après la découverte du gisement de Groningen en 1959, le gaz L joua un rôle important dans la consommation de gaz des clients industriels et résidentiels, et les États membres de l'Union européenne ont massivement utilisé ce type de gaz. Cependant, la découverte et l'exploitation de nouveaux gisements de gaz au Royaume-Uni et en Norvège, l'arrivée de fournisseurs alternatifs établis en dehors de l'Espace Economique Européen (EEE), principalement la Russie, l'utilisation de GNL et les restrictions instaurées dans les années 1970 concernant la production et l'exportation du gaz L aux Pays-Bas ont été des éléments décisifs entraînant la baisse de l'importance du gaz L en Europe et l'utilisation croissante du gaz H³.

2. L'évolution de l'approvisionnement en gaz H et en gaz L décrite ci-dessus se traduit dans les données récentes relatives à la production et à la consommation de gaz L en Europe. Tandis que la consommation totale de gaz naturel dans l'Union européenne est d'environ 4.000 milliards de kWh par an⁴, le gaz L ne représente en effet que 18% de cette consommation. Comme le montre le tableau 1, les Pays-Bas sont de loin le plus grand producteur de gaz L d'Europe. Actuellement, le gaz L n'est consommé qu'aux Pays-Bas, en Allemagne, en Belgique et en France.

³ Pour un compte-rendu plus détaillé de l'achat de gaz L et de la politique de prix menée en la matière, voir CORRELJE, A.F. et ODELL, P.R., « *Four decades of Groningen production and pricing policies and a view to the future* », *Energy Policy* 28 (2000), p. 19-27.

⁴ Source : Eurogas, rapport annuel 2002-2003

Tableau 1 : Production de gaz L en Europe

| PRODUCTION DE GAZ L EN EUROPE | |
|--------------------------------------|--|
| Pays | Production (milliards Nm³) |
| Allemagne | 20 |
| Pays-Bas | 21 |
| Pays-Bas (gaz converti) ⁵ | 32 |
| TOTAL | 73 |

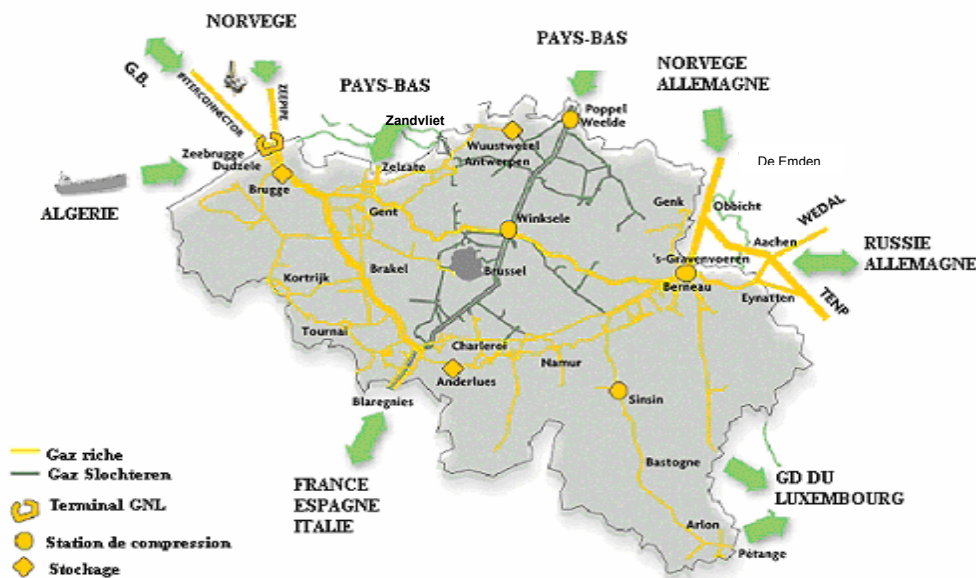
Source : document de consultation DTe; Jahrbuch der Europäische Energie-und Rohstoffwirtschaft 2003

3. L'importance des Pays-Bas dans la production de gaz L a d'importantes conséquences pour la concurrence en Belgique. Bien que la fourniture de gaz H soit relativement variée, le choix des fournisseurs de gaz L en Belgique se limite principalement au grossiste néerlandais Gasunie Trade & Supply (ci-après : Gasunie). Compte tenu de ce lien de dépendance étroit avec les Pays-Bas, la concurrence est assez précaire.

4. En Belgique, le gaz L représente environ 30% de la demande intérieure de gaz naturel. La différence de composition entre le gaz H et le gaz L nécessite qu'ils soient acheminés par des réseaux de canalisations différents. Comme le montre la carte du réseau de transport de gaz (voir illustration 1), le gaz L arrive en Belgique via Poppel et dans une moindre mesure via Zandvliet. Les conduites reliant Poppel à Blaregnies (appelées les "Dorsales") constituent l'axe central qui assure l'approvisionnement en gaz L de la Belgique et permet également de transporter le gaz L en provenance des Pays-Bas vers la France.

⁵ Les Pays-Bas produisent du gaz naturel ayant un pouvoir calorifique variable. La conversion s'effectue de préférence à l'aide d'un gaz dont la qualité se situe entre les valeurs nominales du gaz H et du gaz L. La part de gaz converti est importante en raison de la « kleine velden beleid ». Sans une intervention contraignante des pouvoirs publics, il n'est pas à exclure qu'une partie des consommateurs opteront pour le gaz H et économiseront ainsi les coûts de conversion du gaz.

Illustration 1 : Le réseau de transport de gaz en Belgique



Source : Fluxys

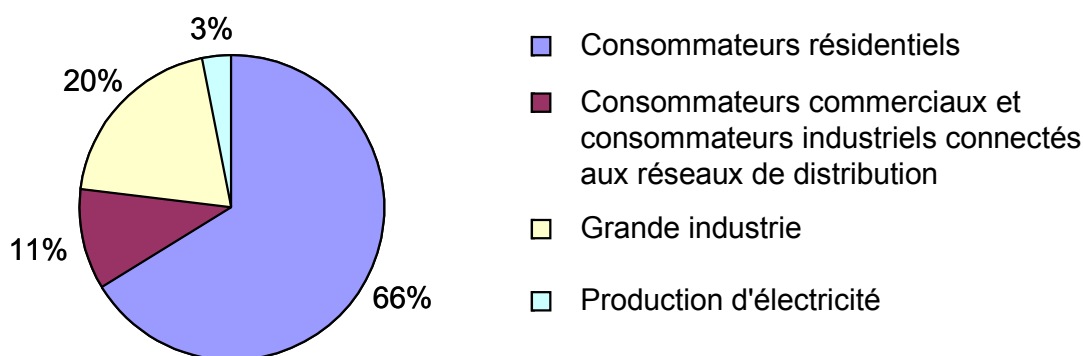
Pour Zandvliet et Poppel, deux endroits par lesquels arrive le gaz naturel en Belgique, la capacité utilisable s'élève à 3.285 kNm³/h. La capacité souscrite pour le transit de gaz L à destination de la France et les besoins de capacité de Distrigaz pour assumer ses contrats *take-or-pay* avec Gasunie étant de respectivement 1.750 kNm³/h et 786 kNm³/h, la capacité utilisable pour couvrir une demande additionnelle est de 749 kNm³/h.

Le gaz L peut aussi être produit en mélangeant du gaz H avec un gaz inerte. Cette opération s'effectue en Belgique dans les transformateurs situés à Lillo et Loenhout. Dans ces deux transformateurs, le gaz inerte utilisé est l'azote. A Lillo, l'azote utilisé est fourni par des sociétés externes tandis qu'à Loenhout, l'azote est produit sur place (séparation de l'air par membrane). Ces deux transformateurs de Lillo et Loenhout ont des capacités de respectivement 337 kNm³/h et 110 kNm³/h.

5. Comme le montre le graphique 1, les deux tiers de la demande belge de gaz L émanent des consommateurs résidentiels. La grande industrie et la production d'électricité ne représentent cumulativement que 23% de la demande de gaz L en Belgique.

Depuis le 1^{er} juillet 2003, tous les clients établis en Flandre sont libres de choisir eux-mêmes leur fournisseur de gaz. À l'heure actuelle, la Région de Bruxelles-Capitale et la Région wallonne ne sont que partiellement libéralisées.

Graphique 1 : consommation de gaz L



Source : Fluxys

6. Les avantages qu'un marché du gaz libéralisé est susceptible d'offrir aux clients éligibles peuvent cependant être annulés si le marché concerné ne fonctionne pas comme il se doit.

Avant d'être en mesure d'analyser les obstacles présents sur ce marché, il faut d'abord apporter la preuve qu'il existe un marché du gaz L qui fonctionne indépendamment du marché du gaz H. L'existence et la structure du(des) marché(s) du gaz L sont examinées dans le chapitre qui suit.

2. LE MARCHÉ DU GAZ L EN TANT QUE MARCHÉ EN CAUSE

7. Un marché en cause comprend à la fois une composante "produit" et une composante géographique. Le chapitre 2 s'intéresse successivement au marché de produits en cause (chapitre 2.1) et au marché géographique en cause (chapitre 2.2).

L'analyse du marché de produits en cause se divise en quatre sous-titres distincts. La présente étude se penche tout d'abord sur les décisions pertinentes relatives au marché du gaz qui ont été prises par la Commission européenne et par le Conseil de la Concurrence (chapitre 2.1.1).

Les critères classiquement appliqués à la délimitation du marché en cause sont ensuite passés en revue (chapitre 2.1.2).

Le chapitre 2.1.3 démontre ensuite, en se basant sur les coûts de substitution, que le gaz L et le gaz H constituent deux marchés de produits distincts. Les coûts de substitution sont considérés tant du côté de la demande que du côté de l'offre.

Enfin, le chapitre 2.1.4 analyse les différents marchés du gaz L en cause (c'est-à-dire la production, le commerce de gros, le stockage et la vente).

2.1 Le marché de produits en cause

2.1.1 Décisions relatives au marché du gaz

8. Le secteur du gaz peut se diviser classiquement entre différents marchés, dont les plus pertinents dans le cadre de cette étude (approvisionnement de la Belgique) sont les suivants⁶ :

- le marché de la production de gaz naturel⁷ ;
- le marché du commerce de gros de gaz naturel⁸ ;
- le marché du stockage de gaz naturel⁹ ;
- le marché de la fourniture de gaz naturel aux clients finals¹⁰.

Par marché, il convient ensuite d'opérer une distinction entre les clients éligibles et les clients captifs¹¹.

9. L'existence ou non de marchés distincts du gaz L et du gaz H en Belgique a été vérifiée tant par la Commission européenne¹² que par le Conseil de la Concurrence¹³ à la suite de l'acquisition des clients éligibles des intercommunales.

⁶ D'autres marchés identifiés par la Commission européenne mais qui ne sont pas abordés dans le cadre de cette étude sont les marchés de produits concernant l'exploration (vu son impact minime pour la Belgique); le transport et la distribution (en raison de la régulation du marché) et le trading (étant donné que celui-ci est limité ou inexistant pour le gaz L).

Dans ses décisions, la Commission européenne a accepté la distinction établie entre le gaz naturel et d'autres sources d'énergie, comme le pétrole ou le charbon. Par conséquent, la présente étude ne s'intéresse pas à ces possibilités de substitution.

⁷ Voir Décisions de la Commission européenne, affaire n° COMP/M. 3052, *ENI/Fortum*, affaire n° IV/M. 1573, *Norsk Hydro/Saga* et affaire n° IV/M. 1532, *BP Amoco/Arco*.

⁸ Voir Décision de la Commission européenne, affaire n° IV/M. 1383, *Exxon/Mobil*.

⁹ Voir Décisions de la Commission européenne, affaire n° COMP/M. 3086, *Gaz de France / Preussag Energie et Exxon/Mobil*, *op.cit.*

¹⁰ Voir *Exxon/Mobil*, *op.cit.*

¹¹ Voir Décisions de la Commission européenne, affaire n° COMP/M. 1557, *EdF/Louis Dreyfus*, affaire n° COMP/M. 1803, *Electrabel/Epon*, ou affaire n° COMP/M.1853, *EdF/EnBW*.

¹² Voir Décisions de la Commission européenne, affaires n° COMP/M.3075-3080, *ECS/Intercommunales Iveka, Igao, Intergem, Gaselwest, Imewo et Iverlek* (ci-après, '*ECS/Intercommunales*'), et Aaffaire n° COMP/M.3318, *ECS/Sibelga*.

10. Étant donné que les conclusions basées sur le droit de la concurrence sont demeurées inchangées tant en ce qui concerne une définition plus large ou plus étroite du marché, la Commission européenne n'a pas adopté de position définitive concernant l'existence d'un marché du gaz L distinct.

Dans le cadre de son étude portant sur le marché en cause, la Commission européenne a cependant souligné les différences importantes qui existent entre le gaz L et le gaz H. Elle a particulièrement attiré l'attention sur l'acheminement du gaz L et du gaz H par des canalisations distinctes, sur l'absence d'un marché spot ou de possibilités de stockage pour le gaz L en Belgique, sur les limitations de conversion de gaz H en gaz L et sur l'impossibilité d'investir dans un deuxième réseau de transport. Les acteurs du marché interrogés ont presque tous indiqué l'existence de marchés distincts.

11. Pour les mêmes raisons que la Commission européenne, le Conseil belge de la Concurrence ne s'est pas non plus explicitement prononcé sur l'existence d'un marché du gaz L distinct. Néanmoins, le Conseil de la Concurrence a insisté, dans ses décisions du 7 avril 2003, sur les différentes caractéristiques des marchés du gaz L et du gaz H.

Dans sa décision du 4 juillet 2003, le Conseil de la Concurrence a implicitement reconnu l'existence d'un marché du gaz L distinct. Les transactions annoncées sont en effet uniquement approuvées à la condition, entre autres, d'une cession de gaz (« *gas release* ») en faveur des clients finals de gaz L. L'on ne peut comprendre raisonnablement cette obligation que si le marché du gaz L et le marché du gaz H constituent effectivement deux marchés distincts. Si le gaz L et le gaz H étaient substituables et faisaient partie d'un même marché, l'obligation d'une cession de gaz aurait en effet peu de sens.

2.1.2 Critères retenus pour la définition d'un marché du gaz L

12. Afin de remédier à un manque de clarté éventuel sur l'existence de marchés distincts du gaz L et du gaz H, le chapitre suivant entreprend une étude plus détaillée de la délimitation du marché du gaz L. Les critères utilisés dans ce cadre sont exposés ci-après.

¹³ Voir les décisions du Conseil de la Concurrence du 7 avril 2003 et du 4 juillet 2003.

13. Selon la communication de la Commission européenne sur la définition du marché en cause¹⁴, le marché en cause à analyser combine une dimension "produit" et une dimension géographique. Pour ces deux aspects, la substituabilité au niveau de la demande (facilité de transfert des consommateurs entre produits) et au niveau de l'offre (facilité de transfert des fournisseurs entre produits) joue un rôle important.

14. D'une part, un transfert peut avoir lieu du côté de la demande. En d'autres termes, des consommateurs peuvent substituer leur consommation de gaz L par du gaz H. Pour les consommateurs, des produits sont considérés comme de proches substituts si les clients se tournent vers des produits de substitution facilement accessibles ou vers des fournisseurs implantés ailleurs en cas d'augmentation légère (5 à 10%) mais permanente des prix relatifs des produits considérés dans les territoires concernés. Dans ce cas, les produits sont considérés comme faisant partie d'un seul et même marché de produits d'un point de vue juridique¹⁵.

15. S'agissant de la présente étude, un transfert du gaz L au gaz H est techniquement possible mais exige quelques adaptations au niveau de l'installation de gaz. Il convient ici d'opérer une distinction entre les consommateurs industriels et les clients résidentiels.

Les clients résidentiels ne peuvent se convertir au gaz H que si leur gestionnaire de réseau de distribution décide d'approvisionner l'ensemble du réseau de distribution local par le nouveau type de gaz.

En revanche, les consommateurs industriels, qui prélèvent directement le gaz naturel sur une canalisation de transport, peuvent prendre cette décision, indépendamment du choix d'autres consommateurs de gaz L. Dans ce cas, ils doivent cependant tenir compte, lors du transfert au gaz H, des coûts de construction d'une nouvelle canalisation.

¹⁴ Communication de la Commission sur la définition du marché en cause aux fins du droit communautaire de la concurrence, Journal officiel C372 du 9 décembre 1997.

¹⁵ Ce test est également appelé « test SSNIP » (*Small but Significant Non-transitory Increase in Price*).

16. D'autre part, un transfert peut avoir lieu du côté de l'offre et des fournisseurs peuvent passer du gaz H au gaz L. Pour les fournisseurs, des produits sont considérés comme de proches substituts si ces derniers peuvent réorienter leur fourniture vers les produits en cause et les commercialiser à court terme (période pour laquelle un ajustement significatif des actifs tangibles et intangibles n'est pas nécessaire) sans encourir aucun coût ni risque supplémentaire substantiel en réaction à des variations légères (5 à 10%) mais permanentes des prix relatifs. Dans ce cas, les produits sont considérés comme faisant partie d'un seul et même marché de produits d'un point de vue juridique.

17. Le gaz H est converti en gaz L dans des installations de conversion. Le pouvoir calorifique plus élevé du gaz H y est réduit par l'adjonction d'azote (ou d'un autre gaz inerte) ou d'une grande quantité de gaz L.

18. Deux conditions doivent au moins être remplies avant de pouvoir parler d'une concurrence effective entre le gaz L et le gaz H. D'une part, les frais de conversion ne doivent pas être prohibitifs et, d'autre part, la conversion pour le client doit être concrètement possible (compétence de décision, présence d'installations de conversion en nombre suffisant, etc.).

19. Les coûts de substitution entre le gaz L et le gaz H donnent l'écart maximal entre les prix des deux types de gaz. En effet, le prix maximum qu'un acteur du marché du gaz L peut pratiquer sans perdre de part de marché est égal au prix du gaz H majoré des coûts de substitution entre le gaz L et le gaz H. Ces coûts de substitution se rapportent soit aux coûts que les potentiels nouveaux entrants doivent supporter afin de convertir du gaz H en gaz L, soit aux coûts que doivent supporter les consommateurs de gaz L afin de remplacer leur consommation de gaz L par du gaz H.

20. Les coûts de substitution décrits ci-dessous se basent sur l'hypothèse simplifiée selon laquelle le prix compétitif du gaz L est égal au prix du marché du gaz H. Les coûts de substitution sont exprimés sous la forme d'un pourcentage du prix du marché en vigueur pour le gaz H. Deux hypothèses de prix sont élaborées dans ce cadre, sur la base d'une étude récente¹⁶ : un prix du gaz faible de €c 8,1/Nm³ et un prix du gaz élevé de €c 12,15/Nm³ pour le gaz H.

¹⁶ Source : Fluxys

2.1.3 Le gaz L en tant que produit en cause

2.1.3.1 Coûts de substitution pour les consommateurs

21. Ce chapitre aborde tout d'abord les coûts de substitution du côté de la demande. Dans ce cadre, une distinction est établie entre les consommateurs industriels et la distribution publique.

(i) *Consommateurs industriels*¹⁷

22. Les coûts de substitution sont principalement constitués des coûts d'installation d'une nouvelle canalisation entre le site du consommateur industriel et le point le plus proche sur le réseau de gaz H. La distance entre le site du consommateur et le réseau de gaz H est donc une variable importante dans l'estimation du coût de transfert car elle détermine une grande part des investissements nécessaires et donc la rentabilité de l'investissement. Les économies d'échelle jouent aussi un rôle important en ce sens que les consommateurs industriels ayant la plus grande consommation de gaz supportent les coûts de transfert, proportionnellement les plus faibles.

23. Les coûts de substitution pour les consommateurs industriels¹⁸ diffèrent fortement et varient¹⁹ entre 6,26 €/cent/Nm³ et -0,1 €/cent/Nm³²⁰. La moyenne des coûts de substitution, pondérée par le volume de consommation, se situe entre 3,6% et 5,4% du prix du gaz H, en fonction du scénario de prix retenu. Dans le cas d'une augmentation faible mais permanente du prix du gaz L, une partie importante des consommateurs industriels opteront donc peut-être pour le gaz H.

¹⁷ Une distinction pourrait éventuellement être établie entre les consommateurs industriels qui disposent ou non d'une installation multi-combustibles. Les installations multi-combustibles concernent généralement le fuel lourd et permettent au consommateur de passer d'un combustible à l'autre. Certains consommateurs, tels que les producteurs d'électricité, disposent d'une installation à double combustibles. En raison des prescriptions environnementales, le fuel lourd ne peut cependant être considéré comme une alternative à part entière et permanente au gaz.

¹⁸ Le coût de substitution pour un consommateur industriel est égal au coût de la nouvelle canalisation divisé par sa consommation annuelle (nouvelle conduite amortie sur une période de dix ans) et ensuite corrigé pour les économies de coûts de transport.

¹⁹ Dans certaines situations, ils peuvent même atteindre près de 80% du prix futur du gaz H.

²⁰ Etant donné que le gaz H a un pouvoir calorifique plus élevé que le gaz L, il faut moins de gaz H que de gaz L pour produire une certaine quantité d'énergie. Dès lors, une plus petite quantité de gaz doit être transportée après transfert vers le gaz H. Des coûts de substitution négatifs sont dus au fait que les économies réalisées sur les frais de transport suite au transfert vers le gaz H sont supérieures aux investissements nécessaires pour l'installation de la nouvelle ligne entre le site de consommation et le point de fourniture sur le réseau de gaz H le plus proche.

(ii) Distribution publique

24. Alors que les coûts de transfert pour les consommateurs industriels sont principalement composés des coûts relatifs à l'installation d'une nouvelle canalisation, les coûts de transfert pour les clients reliés au réseau de distribution sont principalement dus à l'inspection et, si nécessaire, à l'adaptation des installations dans les habitations des clients reliés au réseau de distribution.

25. Ces coûts sont estimés à 118 € par famille. Ces coûts, recalculés par unité de volume de gaz sur une période de dix ans, s'élèvent à 0,62 €cent/Nm³. En comparaison avec le prix du gaz H, les frais de transfert se situent entre 5,10% et 7,65%, en fonction du scénario de prix retenu²¹. Vu l'importance de ces coûts, une conversion au gaz H n'est pas évidente pour cette catégorie de clients.

26. Par ailleurs, l'on peut se demander dans quelle mesure le test SSNIP²² constitue un critère pertinent pour ce groupe de consommateurs. En effet, le test SSNIP se base sur l'hypothèse selon laquelle une hausse du prix modifie le comportement d'achat du consommateur concerné. Pour la catégorie de consommateurs dont il est question ici, le lien entre le comportement d'achat et le payeur final est cependant largement rompu. En effet, si ces clients finaux paient un produit final plus cher, ils ne peuvent cependant décider eux-mêmes de changer de fournisseur. De ce fait, les signaux du marché ne sont pas nécessairement suivis d'une modification du comportement du marché.

27. Comme pour le consommateur industriel, les coûts liés à l'adaptation de l'installation de gaz doivent être supportés par le consommateur final. Il s'agit d'un coût unique pour un service qui est fourni par le gestionnaire du réseau de distribution concerné et qui, comme les coûts de transport et de distribution, est comptabilisé dans la facture finale de gaz. En d'autres termes, ces frais de conversion sont totalement indépendants du fournisseur.

28. Des critères spécifiques déterminant la mesure dans laquelle et l'époque à laquelle un réseau de distribution doit être converti au gaz H n'ont pas encore été fixés.

En tout cas, il faudra confronter entre eux les prix du marché et les coûts de conversion en vigueur à ce moment-là, ainsi que les autres objectifs de la libéralisation du marché, dont la sécurité d'approvisionnement.

²¹ Ces coûts ne tiennent pas compte des investissements éventuellement nécessaires dans le réseau de transport ; il est donc possible qu'ils soient encore plus élevés dans la pratique.

²² Voir paragraphe 14 et note de bas de page 16.

Comme mentionné au paragraphe 5, la plupart des utilisateurs belges de gaz L sont en effet des clients résidentiels, dont le profil d'achat est variable. La flexibilité nécessaire à l'approvisionnement de ces clients est actuellement garantie par le gisement de Groningen.

Toutefois, avant de pouvoir décider d'un transfert au gaz H, il faut vérifier dans quelle mesure le réseau de transport dispose à ce moment-là des possibilités techniques nécessaires en matière de stockage et d'acheminement, qui garantissent la continuité de la fourniture de gaz.

29. Indépendamment de la capacité concrète ou non du réseau de distribution à se convertir au gaz H, force est de constater que même si une conversion est avantageuse pour le consommateur, elle n'implique pas nécessairement un changement du comportement d'achat du fournisseur de gaz. En tout cas, une hausse de prix minime mais permanente n'entraînera pas le transfert immédiat de cette catégorie de consommateurs du gaz L au gaz H.

(iii) Conclusion provisoire

30. Nous pouvons conclure des données mentionnées au point 2.1.1, d'une part, qu'une hausse minime mais permanente du prix du gaz L n'entraînera pas un transfert au gaz H pour la distribution publique et certains clients industriels. Ce groupe de consommateurs représente au moins 80% du volume total du marché.

31. S'agissant des autres clients industriels, les coûts de substitution sont généralement suffisamment bas, ce qui autorise un transfert au gaz H en cas de hausse minime mais permanente du prix du gaz L. Cependant, ce groupe ne représente qu'environ 20% des consommateurs de gaz L actuels.

32. En pratique, un hypothétique monopoliste de gaz L pourrait donc augmenter son prix de manière significative au-dessus du prix du gaz H sans subir une importante perte de volume de vente.

2.1.3.2 Coûts de substitution pour les fournisseurs

33. En plus des coûts de substitution des consommateurs, il faut également tenir compte des coûts de substitution des fournisseurs pour définir le marché de produits en cause.

34. Afin de convertir du gaz H en gaz L, un fournisseur peut utiliser les installations existantes de Gastransport Services (GtS) aux Pays-Bas, situées à Ommen et Beekse Bergen.

35. La présente étude envisage aussi l'alternative selon laquelle le fournisseur utilise une nouvelle unité de conversion qui serait construite en Belgique. Les deux cas envisagés ici sont la construction d'une unité de conversion à faible capacité (capacité de 5 000 Nm³/h) et la construction d'une unité de conversion à capacité élevée (50 000 Nm³/h).

36. Il n'est actuellement pas possible d'utiliser les transformateurs existants de Lillo et de Loenhout durant toute l'année, étant donné qu'ils ne disposent pas de l'installation de réfrigération requise.

Il convient cependant d'envisager une extension de ces unités de conversion. En effet, une utilisation plus efficace de ces unités de conversion permettrait de les utiliser toute l'année, ce qui améliorerait la liquidité sur le marché du gaz L. Étant donné que la CREG ne dispose pas encore de données sur la faisabilité technique et économique d'un tel investissement, la présente étude ne s'étend pas davantage sur cette possibilité.

37. Les tableaux 2 et 3 prennent comme hypothèse que le gaz H à transformer à Ommen et à Beekse Bergen est acquis respectivement sur les hubs de Emden et de Zeebrugge²³. Les tableaux mentionnent également les coûts²⁴ de la construction d'une petite et d'une grande unité de conversion en Belgique²⁵.

²³ Une troisième possibilité consiste à recourir au système de Title Transfer Facility (TTF) qui a été mis en place récemment aux Pays-Bas. Vu que les TTF sont encore en plein développement et que l'on ignore encore à l'heure actuelle s'ils constituent une alternative efficace, la présente étude n'envisage pas cette possibilité pour le moment.

²⁴ L'estimation des coûts relatifs à la construction d'une nouvelle installation de conversion en Belgique se base sur des hypothèses généralement utilisées lors d'évaluations de projets industriels.

²⁵ Les tarifs de Gastransport Services sont réduits de 5% chaque année depuis 2002 et ce jusqu'en 2006. Bien que cette diminution des coûts ne modifie pas sensiblement les conclusions finales, les coûts de substitution relatifs seront peut-être en réalité un peu moins élevés que ceux mentionnés dans les tableaux (voir article 22 des Richtlijnen Gastransport 2003).

38. Ces hypothèses conduisent aux coûts de substitution suivants :

Tableau 2 : Coûts de substitution pour les fournisseurs

| | Consommateurs industriels €cent/Nm ³ | Distribution publique €cent/Nm ³ |
|--|--|--|
| GtS conversion à partir de Zeebrugge (Beekse Bergen) | 1,15 | 1,57 |
| GtS conversion à partir de Emden (Ommen) | 0,57 | 0,82 |
| Unité de conversion (N2) en Belgique - capacité faible | 0,76 | 1,14 |
| Unité de conversion (N2) en Belgique - capacité élevée | 0,45 | 0,61 |

Source : Fluxys

Tableau 3 : Coûts de substitution pour les fournisseurs - % du prix du gaz H

| | Consommateurs industriels | | Distribution publique | |
|--|---------------------------|------------|-----------------------|------------|
| | Scénario 1 | Scénario 2 | Scénario 1 | Scénario 2 |
| GtS conversion à partir de Zeebrugge (Beekse Bergen) | 9,50% | 14,20% | 12,90% | 19,40% |
| GtS conversion à partir de Emden (Ommen) | 4,70% | 7,00% | 6,70% | 10,10% |
| Unité de conversion (N2) en Belgique - capacité faible | 6,26% | 9,38% | 9,38% | 14,07% |
| Unité de conversion (N2) en Belgique - capacité élevée | 3,70% | 5,56% | 5,02% | 7,53% |

39. Le tableau 2 donne les coûts de substitution pour les fournisseurs en pourcentage de l'estimation du prix futur du gaz H. Il se base sur un prix de 12,15 €cent/Nm³ (scénario 1) et de 8,1 €cent/Nm³ (scénario 2).

40. De ces coûts de substitution pour les fournisseurs, les observations suivantes peuvent être tirées :

(i) approvisionnement des consommateurs industriels : pour le scénario 2 (prix du gaz H faible), les coûts de substitution sont toujours supérieurs au seuil des 5% du prix futur estimé du gaz H. Pour le scénario 1, seuls les coûts de substitution associés à l'utilisation de l'unité de Ommen et à la construction d'une nouvelle installation de conversion de grande taille en Belgique sont inférieurs au seuil des 5% du prix futur estimé du gaz H ;

(ii) approvisionnement de la distribution publique : les coûts de substitution sont toujours supérieurs au seuil des 5% du prix futur estimé du gaz H.

41. Les tableaux 2 et 3 font apparaître qu'en cas de hausse minime mais permanente du prix du gaz L, les consommateurs belges ne feront convertir qu'une faible quantité de gaz H aux Pays-Bas pour l'acheminer ensuite en Belgique. D'un point de vue technique, une plus grande importation de gaz L depuis les Pays-Bas est pourtant possible. En effet, il n'existe aujourd'hui aucune congestion à la frontière belgo-néerlandaise.

42. La principale raison expliquant une utilisation peut-être faible des unités de conversion néerlandaises tient aux coûts élevés qui y sont associés. Seule l'installation de Ommen pourrait éventuellement être envisagée comme option, mais, dans ce cas, la construction d'une nouvelle unité de conversion à capacité élevée en Belgique constitue d'emblée une alternative moins onéreuse.

43. Par ailleurs, il ressort des paragraphes 38 à 40 que la construction d'une grande unité de conversion en Belgique se justifie peut-être de justesse sur le plan économique si l'on se base sur le scénario de prix plus cher pour le gaz H (12,15 €/cent/Nm³). Cependant, il y a lieu de formuler deux réserves à cet égard.

Premièrement, la construction d'une telle installation est coûteuse et elle ne pourra être mise en service qu'au terme d'une période de deux ans environ. Cette option ne doit donc pas être prise en considération pour l'évaluation du marché en cause. En effet, si la substituabilité du côté de l'offre ne peut se faire qu'au prix d'investissements considérables qui, en outre, ne sont pas réalisables à court terme, cette substituabilité n'est pas prise en compte pour la définition du marché²⁶. Une accession possible à ce marché à moyen terme (p. ex. 3 ans) peut éventuellement jouer un certain rôle dans une phase ultérieure, au moment d'évaluer la concurrence présente sur le marché.

Deuxièmement, au moment de choisir d'entrer sur le marché, il faut également tenir compte du comportement stratégique des acteurs du marché existants. En effet, la construction d'une grande unité de conversion est peut-être économiquement rentable en cas de hausse permanente du prix du gaz L de 5% ou plus, mais si les fournisseurs existants de gaz L baissent leurs prix après l'entrée sur le marché de l'entreprise investisseuse, celle-ci subira un préjudice financier important car elle ne pourra plus récupérer ses coûts à l'avenir (en effet, des unités de conversion de ce type ne peuvent pas être utilisées à d'autres fins).

Outre les frais d'investissements réels, un tel risque stratégique relève considérablement le seuil d'accès à ce marché. En réalité, le prix du gaz L peut donc encore légèrement

²⁶ Voir la communication de la Commission européenne sur la définition du marché en cause, *op.cit.*, paragraphe 23. Les *US Merger Guidelines*, qui adoptent un raisonnement similaire, font référence dans ce cadre à un délai d'un an au maximum (voir article 1.32).

augmenter au-delà des frais d'investissements effectifs d'une installation de conversion en Belgique²⁷. Pour les mêmes raisons, le coût de substitution s'élevant à 5,02% pour la construction d'une grande unité de conversion en Belgique ne peut pas constituer la preuve que des fournisseurs feront leur apparition sur le marché du gaz L en réaction à une hausse de prix minime mais permanente de ce type de gaz.

44. Compte tenu des raisons énoncées aux paragraphes 40 à 43, nous pouvons conclure qu'en cas de hausse minime mais permanente du prix du gaz L, il n'existe pas de substituabilité suffisante du côté de l'offre.

2.1.3.3 Conclusion générale concernant le gaz L en tant que produit en cause

45. Comme évoqué au paragraphe 1, l'importance du gaz L en Europe a considérablement diminué au profit du gaz H. En ce sens, l'on pourrait argumenter que les données historiques relatives à la consommation de gaz en Europe montrent que les deux sortes de gaz sont substituables. En outre, aucune différence de taille ne peut être observée entre le prix du gaz H et celui du gaz L (voir paragraphe 20).

46. Cela ne veut cependant pas encore dire que le gaz H et le gaz L font partie d'un même marché. Comme mentionné aux paragraphes 12 à 20, le marché du gaz en cause doit être étudié sur la base des caractéristiques du marché actuellement en vigueur, en partant de l'hypothèse d'une hausse minime mais permanente du prix.

47. Il ressort à présent des paragraphes 37 à 43 qu'en cas de hausse minime et durable du prix du gaz L, la substituabilité du côté de l'offre n'est pas suffisante en Belgique. La substituabilité du côté de la demande est également limitée et insuffisante pour parler d'un même marché. En effet, une hausse de prix minime du gaz L demeure rentable, même après le transfert de certains consommateurs industriels au gaz H, étant donné qu'après la hausse de prix, un nombre suffisant de consommateurs de gaz L seront encore présents sur le marché et qu'ils rentabiliseront la fourniture du gaz L.

48. À titre de conclusion générale, l'on peut donc dire qu'il existe un marché distinct pour le gaz L, qui peut fonctionner de manière suffisamment indépendante et parallèlement au marché du gaz H.

²⁷ Par ailleurs, il y a lieu de faire remarquer qu'en plus de la construction d'une unité de conversion, l'entreprise investisseuse doit également tenir compte des possibilités de *back-up*, au cas où l'unité de conversion unique serait défaillante.

49. Le marché du gaz L peut donc à son tour être subdivisé. Les marchés qui intéressent la présente étude sont le marché de la production de gaz L, le(s) marché(s) du commerce de gros de gaz L, du stockage de gaz L et le marché de la fourniture de gaz L aux clients finals. Ces marchés sont examinés dans le chapitre qui suit.

2.1.4 Les marchés du gaz L en cause

2.1.4.1 Le marché de la production de gaz L

50. Comme mentionné au paragraphe 2, le gaz L est exclusivement produit en Allemagne et aux Pays-Bas. En Allemagne, la production de gaz L est toutefois principalement écoulee sur le marché intérieur et la quantité manquante est importée des Pays-Bas. Étant donné que le gaz L n'est pas livré sur le marché belge à partir de l'Allemagne, la production allemande n'est pas prise en compte dans le cadre de cette étude.

51. S'agissant de la production de gaz L aux Pays-Bas, une distinction doit être faite entre la production de gaz naturel des "kleine velden" (petits champs) et du gisement de Groningen. D'un point de vue stratégique, le gisement de Groningen est de loin le gisement le plus important et le plus vaste et représente environ 60% de la production de gaz L. Les "kleine velden" et le gaz H converti constituent les 40% restants. En vertu de considérations politiques, le gaz naturel extrait des "kleine velden" est acheté en premier ordre; le gisement de Groningen assure la fonction de "swing supplier" et complète la quantité de gaz L manquante.

52. Vu l'importance qu'elle occupe dans ces deux types de gisement, la Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), une *joint* venture 50/50 entre Shell et ExxonMobil, jouit d'une grande position de force dans le domaine de la production de gaz L.

D'une part, la NAM détient la concession du gisement de Groningen qu'elle s'est vu attribuer en 1963 par les autorités néerlandaises. La production proprement dite du gaz naturel s'effectue pour le compte et aux risques de la Maatschap Groningen.

D'autre part, la NAM est de loin le plus grand acteur en ce qui concerne les "kleine velden" (63% de l'output en 2001)²⁸. Les autres producteurs (dont les plus importants sont Total, BP, Gaz de France et Wintershall) disposent d'une part de marché beaucoup moins importante.

²⁸ *World Gas Handbook, op.cit.* Ce chiffre comprend peut-être le gaz L et le gaz H, mais est pour le moins indicatif quant à la position de force que Gasunie occupe dans le domaine des « kleine velden ».

53. En fonction des sources consultées, la NAM possède donc une part de marché qui varie entre 60 et presque 100% de la production de gaz aux Pays-Bas²⁹. À l'échelle européenne, la NAM est également de loin le principal acteur dans le domaine de la production de gaz L.

Dans ce cadre, il convient encore de noter que les actionnaires de la NAM – Shell et ExxonMobil – sont également les seuls actionnaires des autres producteurs de gaz L (l'entreprise commune BEB en Allemagne et ExxonMobil aux Pays-Bas).

54. La position de force de la NAM et de ses actionnaires est renforcée par le fait qu'il n'existe pas de réserves significatives de gaz L qui ne soient pas encore exploitées. Les réserves de gaz connues aux Pays-Bas sont estimées à 1.700 milliards de Nm³ (gaz H et gaz L) et il est estimé que 330 milliards de Nm³ doivent encore être découverts (gaz H et gaz L)³⁰. Les quantités de gaz à découvrir ne représentent donc que 15% des réserves totales (connues et à découvrir) de gaz aux Pays-Bas. En outre, il y a également lieu de faire remarquer que la plus grande partie des réserves inexploitées se situent dans le gisement de Groningen³¹, et reviennent donc exclusivement à la NAM.

2.1.4.2 Le marché du commerce de gros de gaz L (Gasunie)

55. La concession de gaz naturel 'Groningen' datant du 30 mai 1963 autorise également la NAM à vendre le gaz naturel extrait du gisement de Groningen en exclusivité au grossiste Gasunie. Gasunie vend ensuite ce gaz L à des entreprises nationales et étrangères et verse les bénéfices réalisés, déduction faite des coûts de Gasunie, à la Maatschap Groningen.

En contrepartie de ce contrat d'exclusivité, Gasunie est tenue d'acheter tout le gaz naturel extrait des nombreux petits gisements de gaz terrestres et sous-marins, qui n'est pas vendu à d'autres entreprises (ce qu'on appelle la "kleine velden-politiek" », arrêtée à l'article 54 de la loi du 22 juin 2000 portant des règles concernant le transport et la fourniture de gaz (ci-après : la loi gaz néerlandaise)³².

La structure soutenant la production et la vente de gaz de Slochteren, de même que la vente de gaz naturel extrait des petits gisements, est généralement décrite sous le terme "het Gasgebouw".

²⁹ Ces chiffres varient, selon que le gaz L et le gaz H sont considérés conjointement ou séparément.

³⁰ NAM - rapport annuel 2002

³¹ *World Gas Handbook, op.cit.*

³² En principe, l'achat de gaz provenant des petits gisements doit s'effectuer sous des conditions raisonnables et contre paiement d'un prix déterminé conformément au marché.

56. Le Gasgebouw trouve sa justification dans la notion de services d'intérêt économique général (l'article 54 de la loi gaz néerlandaise évoque une "gestion planifiée des gisements de gaz, en vue d'assurer à long terme une utilisation prudente et rationnelle de cette ressource naturelle").

57. La liberté de choix d'acheter du gaz naturel soit auprès de Gasunie, soit directement chez les producteurs exploitant les petits gisements gaziers a été établie dans un texte législatif promulgué en 1996³³. Le droit d'exclusivité accordé à Gasunie sur le gaz de Slochteren entrave cependant considérablement le choix des parties qui veulent acheter du gaz naturel sur le marché du commerce de gros. Cette situation implique donc un grand avantage concurrentiel pour Gasunie.

58. Il convient de faire remarquer en premier lieu que les producteurs qui sont présents sur les "kleine velden" ne constituent généralement pas une alternative équivalente à Gasunie. L'achat de gaz extrait des petits gisements est relativement uniforme et offre peu de flexibilité. Les fournisseurs ou les consommateurs finaux qui concluent des contrats avec de tels producteurs de gaz sont donc obligés de prévoir des services de flexibilité en parallèle.

Grâce à la structure du Gasgebouw, Gasunie est en revanche en mesure de proposer un ensemble complet de services - y compris la flexibilité, puisque, à côté des "kleine velden", elle dispose également du gisement de Groningen (qui offre des possibilités de flexibilité uniques), ainsi que d'un site de stockage souterrain. En pratique, chaque fournisseur reste donc dépendant, dans une mesure variable, de Gasunie pour son approvisionnement.

59. Deuxièmement, la liberté de choix offerte n'a jamais joué un rôle important dans les faits. Le pourcentage de contrats de fourniture directe conclus avec des producteurs des "kleine velden" demeure très réduit. L'une des principales causes de ce phénomène peut être recherchée dans ce qu'on appelle les "depletie-contracten" (contrats de "déplétion") que la plupart des producteurs concluent avec Gasunie en raison du caractère attrayant des conditions d'achat³⁴. Par ces contrats, les producteurs sont effet tenus de vendre en exclusivité à Gasunie tout le gaz naturel qu'ils produisent (produiront) du gisement concerné.

³³ Cette liberté de choix légale n'existe pas pour la fourniture aux clients captifs. La situation antérieure leur restera applicable jusqu'au 1^{er} juillet 2004.

³⁴ VAN GELDER, J.W., "Producenten kunnen nauwelijks om Gasunie heen", Profundo, avril 1999.

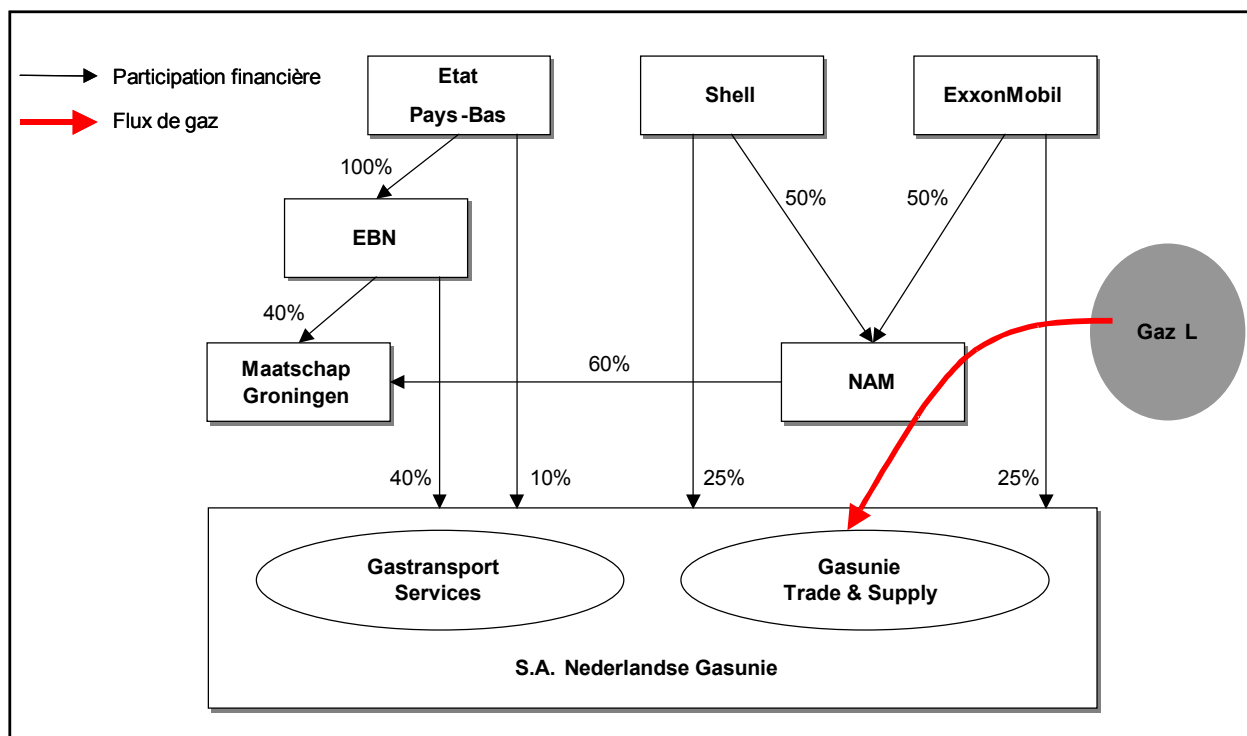
60. Compte tenu des intérêts étroits que Gasunie entretient avec la production gazière aux Pays-Bas, ce sont principalement les entreprises étrangères qui font concurrence à Gasunie aux Pays-Bas (entre autres par le biais de la fourniture de gaz norvégien, britannique et russe).

Il est important de noter que ce gaz naturel concurrent est un gaz de type H. Pour le marché du gaz L, cette concurrence étrangère joue seulement un rôle dans la mesure où ce gaz naturel peut être transformé en gaz L dans les unités de conversion. Étant donné que la capacité de la plupart de ces installations est déjà attribuée à Gasunie et que leur nombre est quelque peu limité, le marché du gaz L reste à ce jour relativement protégé de la concurrence.

Dès lors, Gasunie continue de jouir d'une position dominante sur le marché du commerce de gros de gaz L.

61. En outre, l'actionnariat de la NAM et de Gasunie sur les marchés de la production et du commerce de gros de gaz L est étroitement lié. Mis à part l'État néerlandais, les entreprises Shell et Exxon sont les actionnaires finaux, tant des entreprises NAM, de la Maatschap Groningen que de la S.A. Nederlandse Gasunie³⁵.

Illustration 2 : Le Gasgebouw



³⁵ Dans ce contexte, il convient également de faire remarquer que Belgian Shell possède une participation minoritaire dans le grossiste belge Distrigaz.

62. Le 8 avril 2002, le Ministre néerlandais des Affaires économiques a communiqué sa proposition de procéder à la scission de Gasunie en deux phases. Dans une première phase, une séparation juridique serait réalisée entre les activités de transport et de commerce de Gasunie. Le 1er janvier 2002, Gasunie avait déjà entrepris elle-même une séparation organisationnelle de ces deux activités en les regroupant respectivement sous les entreprises Gastransport Services et Gasunie Trade & Supply.

Il était prévu, dans une deuxième phase, que Gasunie Trade & Supply serait à son tour scindé en deux entreprises et que Shell et ExxonMobil deviendraient chacune propriétaire d'une entreprise commerciale. Toutefois, selon une récente communication du Ministre néerlandais des Affaires économiques, la réalisation de ce projet a été reportée *sine die*³⁶.

2.1.4.3 Le marché du commerce de gros de gaz L (revendeurs)

63. Bien que, techniquement parlant, Gasunie opère en tant que grossiste sur le marché, cette entreprise ne peut être assimilée aux autres grossistes de gaz L. Vu ses liens exclusifs avec la NAM, Gasunie est la première et quasi la seule organisation auprès de laquelle les grossistes peuvent acheter du gaz L³⁷. Les quelques grossistes qui opèrent sur le marché sont donc plutôt dépendants de Gasunie³⁸.

64. Actuellement, Distrigaz et Gaz de France sont les principaux grossistes opérant en Belgique. Dans la mesure où les coûts de transport, notamment, ne constituent pas une entrave, d'autres grossistes de gaz L (p. ex. les entreprises néerlandaises Essent, Nuon ou Eneco) peuvent en principe aussi approvisionner les détaillants belges.

65. À la suite des transactions ECS/Intercommunales, Distrigaz s'est engagée, jusqu'en septembre 2006, à proposer du gaz L aux acteurs du marché intéressés, à des conditions flexibles et non discriminatoires.

L'engagement de cession de gaz contracté par Distrigaz concerne exclusivement la fourniture de clients anciennement captifs, sur lesquels portaient les décisions du Conseil de la Concurrence.

³⁶ Lettre du Ministre L.J. Brinkhorst, Ministre des Affaires économiques, au président de la Deuxième Chambre, 15 octobre 2003.

³⁷ Une autre possibilité consiste à acheter et à convertir du gaz H en gaz L. Cependant, une telle solution offre trop peu de flexibilité et ne constitue donc pas une alternative à part entière. C'est la raison pour laquelle, en pratique, les grossistes devront toujours, tout au moins partiellement, continuer à faire appel à Gasunie.

³⁸ Il y a lieu de faire remarquer qu'une telle conclusion s'applique exclusivement au marché du gaz L et découle de la concession entre la NAM et Gasunie. Sur le marché du gaz H, l'accès au marché de la production est libre et, en principe, tous les grossistes peuvent faire concurrence à Gasunie sur un pied d'égalité.

2.1.4.4 Le marché du stockage de gaz L

66. Pour être complets, nous devons également mentionner le marché du stockage de gaz L dans l'aperçu des marchés du gaz L concurrents. L'existence d'un marché du stockage de gaz a été confirmée par la Commission européenne dans ses décisions concernant Gaz de France/Preussag Energie³⁹ et Exxon/Mobil⁴⁰.

67. Aux Pays-Bas, il existe deux sites de stockage (à Norg et à Alkmaar) spécialement destinés au gaz L. Le plus grand site (le stockage de Norg) est géré par la NAM. Leur utilisation est exclusivement attribuée à Gasunie. La capacité de l'installation d'Alkmaar, gérée par BP, est accessible de manière limitée aux tiers⁴¹.

En France, les fournisseurs peuvent utiliser le stockage de gaz L de Gournay-sur-Aronde.

68. La Belgique ne dispose d'aucun site de stockage particulier pour le gaz L et les installations de Loenhout et Dudzele sont toutes deux utilisées pour le gaz naturel à haut pouvoir calorifique. Pour assurer la flexibilité du gaz L, la Belgique a donc recours au *line pack*, la flexibilité offerte par les Pays-Bas, ou le site de stockage de Gournay-sur-Aronde.

2.1.4.5 Le marché de la vente de gaz L aux clients finals

69. Ces dernières années, de nouveaux acteurs ont fait leur apparition sur le marché de la vente de gaz L aux clients finals. Actuellement, le principal fournisseur de gaz L en Belgique est Distrigaz/Electrabel Customer Solutions.

70. Distrigaz est le fournisseur historique de gaz L en Belgique (et, jusqu'à présent, le fournisseur exclusif des clients captifs à Bruxelles et en Wallonie). La fourniture proprement dite de gaz L est effectuée soit par Distrigaz elle-même (grands clients industriels), soit par Electrabel Customer Solutions (autres clients)⁴².

³⁹ Décision de la Commission européenne, affaire n° COMP/M. 3086.

⁴⁰ Décision de la Commission européenne, affaire n° IV/M. 1383.

⁴¹ Actuellement, les entreprises GTS, Nuon et Akzo Nobel envisagent un projet de stockage de gaz L aux Pays-Bas. Par ailleurs, une installation de stockage pour le gaz L a récemment été mise en service en Allemagne, tout près de Bunde-Oude. L'intérêt de ces installations pour la Belgique, surtout dans un proche avenir, est peut-être faible.

⁴² Ces deux entreprises font partie du groupe Suez et sont, directement ou indirectement, contrôlées par Tractebel.

Avec une part de marché d'un peu moins de 90%, Distrigaz/Electrabel Customer Solutions jouit d'une position dominante sur ce marché.⁴³ La position de force de ces deux entreprises a récemment été confirmée dans une décision du Conseil belge de la Concurrence⁴⁴.

2.2 Le marché géographique en cause

71. Ce chapitre examine le marché géographique en cause pour les marchés de produits concernant la production, le commerce de gros et la fourniture de gaz L aux clients finals. Les références faites à des pays doivent logiquement être comprises comme renvoyant au réseau de gaz L du pays concerné.

2.2.1 Production de gaz L

72. Comme le montre le tableau 1, aucun gaz L n'est produit en Europe en dehors des Pays-Bas et de l'Allemagne. Le gaz produit est presque exclusivement livré à Gasunie aux Pays-Bas et à Shell et ExxonMobil en Allemagne. Le marché géographique en cause pour la production de gaz L doit donc être limité à ces deux pays.

2.2.2 Commerce de gros de gaz L (Gasunie)

73. La concession accordée en 1963 à Gasunie scinde en fait le marché du commerce de gros de gaz L en deux niveaux différents. Les paragraphes 55 à 65 ont évoqué les liens exclusifs que Gasunie entretient tant avec la NAM qu'avec les autres producteurs gaziers. Gasunie livre ce gaz L à différentes entreprises de fourniture aux Pays-Bas, en Allemagne, en France et en Belgique. Gasunie est assurée de la capacité d'interconnexion grâce à des contrats historiques.

Le marché géographique en cause de cette partie supérieure du marché du commerce de gros s'étend dès lors entre les Pays-Bas, la Belgique et la France.

⁴³ Voir communiqué de presse du 23 janvier 2004 dans *De Tijd*, « *Marktaandeel Distrigas zakt onder 90 procent* ». Voir également le paragraphe 56 de la décision de la Commission européenne, *ECS/Sibelga, op.cit.*

⁴⁴ Voir communiqué de presse du 7 juillet 2003 du Conseil de la Concurrence concernant les conditions et les modalités de la désignation du fournisseur par défaut par les intercommunales Interest, IEH, Iveka, Imewo, Intergem, Iverlek, Igao et Gaselwest.

2.2.3 Commerce de gros de gaz L (revendeurs)

74. Sur la partie inférieure du marché du commerce de gros, Distrigaz et Gaz de France sont les seuls grossistes opérant actuellement en Belgique. Il faut cependant se demander dans quelle mesure les conditions de concurrence sont suffisamment homogènes pour que les Pays-Bas, et éventuellement l'Allemagne, fassent partie du même marché franco-belge. Différents facteurs doivent être pris en considération à cet égard.

75. Premièrement, il faut souligner l'absence de congestion à la frontière belgo-néerlandaise. Techniquement parlant, un marché plus vaste est donc possible.

76. Deuxièmement, il convient de noter que le cadre réglementaire belge ne constitue pas un obstacle à un commerce transfrontalier de gaz L. En effet, le gaz L peut être livré à la frontière belgo-néerlandaise sans qu'une autorisation de fourniture fédérale ou régionale soit requise.

77. Les coûts de transport sont un autre facteur à prendre en compte. Si le grossiste achète directement le gaz L auprès de Gasunie, les coûts de transport ne constituent en principe aucun problème – Distrigaz achète en effet son gaz L de la même façon. De manière similaire, les grossistes néerlandais pourraient écouler sur le marché belge, par le biais de Gastransport Services, un éventuel surplus de gaz L livré mais non utilisé.

78. En revanche, l'importation de gaz L allemand semble moins évidente, compte tenu des coûts de transport et de la faible disponibilité du gaz L allemand (la majorité de la production est exclusivement destinée au marché national). Seule une très faible quantité de gaz L allemand a très récemment été écoulée aux Pays-Bas.

79. S'il peut être acheté auprès de Gasunie, le gaz L peut également être obtenu en transformant du gaz H dans des unités de conversion néerlandaises. Comme évoqué aux paragraphes 37 à 43, les frais d'utilisation des unités de conversion sont néanmoins élevés.

80. Des contrats de longue durée conclus tant en amont qu'en aval du marché (entre Gasunie et les négociants en gaz belges et néerlandais, ou les clients finals) peuvent également avoir pour effet de segmenter le marché. Actuellement, la CREG ne dispose cependant pas d'informations suffisantes pour adopter une position définitive en la matière.

81. À titre de conclusion provisoire, l'on peut dire que le marché géographique en cause sur la partie inférieure du marché du commerce de gros couvre au moins la Belgique et la France, mais doit peut-être être étendu aux Pays-Bas.

2.2.4 Vente de gaz L aux clients finals

82. Le marché géographique en cause pour la fourniture de gaz L aux clients finals est le marché national. D'une part, le cadre législatif – soit une combinaison de législations fédérales et régionales – joue un rôle important. Ainsi, non seulement différentes exigences sont posées aux entreprises de fourniture (p. ex. en ce qui concerne l'obtention d'une autorisation de fourniture) mais l'ouverture du marché du gaz dans les diverses régions s'opère également à un rythme différent.

D'autre part, la connaissance du marché local et de ses usages est essentielle. En pratique, la présence de l'entreprise de fourniture au niveau local est donc indispensable. En ce moment, aucun commerce transfrontalier n'existe au niveau de ce marché et les entreprises étrangères ont toutes des succursales de vente en Belgique.

Pour ces motifs, le marché géographique en cause est donc limité à la Belgique. Les décisions de la Commission européenne et du Conseil de la Concurrence font également apparaître qu'il n'existe qu'un marché purement belge⁴⁵.

3. OBSTACLES

83. La structure rigide du marché du gaz L a déjà été amplement soulignée dans l'analyse des différentes définitions de marchés. Le présent chapitre se penche sur un certain nombre de ces aspects et décrit également les autres obstacles qui entravent une concurrence effective sur le marché du gaz L.

⁴⁵ Voir notes de bas de page 13 et 14.

3.1 Production

84. Comme décrit aux paragraphes 50 à 65, il n'existe essentiellement qu'un seul producteur (la NAM) capable d'alimenter le marché belge⁴⁶. Il est évident que ce quasi-monopole est susceptible de compromettre une politique de prix compétitive. Les unités de conversion constituent pour ainsi dire le seul contrepoids, attendu qu'elles fixent des limites maximales dans lesquelles la NAM (conjointement avec Gasunie) peut déterminer ses prix (voir également paragraphe 19)⁴⁷.

85. L'accès exclusif de Gasunie au gisement de Slochteren augmente encore la vulnérabilité de la concurrence sur le marché. Le législateur néerlandais invoquera peut-être l'article 86, §2, du traité CE pour justifier le droit d'exclusivité de Gasunie sur le gaz de Slochteren. Une analyse de l'exigence de nécessité et de proportionnalité à laquelle le droit accordé à Gasunie doit par conséquent satisfaire sort du champ d'investigation de la présente étude. Néanmoins, la CREG déplore qu'il n'ait pas été expressément explicité pourquoi Gasunie est la seule à pouvoir appliquer la politique des "kleine velden". Il serait donc souhaitable d'étudier d'autres organisations de marchés.

86. De même, des réserves peuvent être formulées quant à la compatibilité des contrats de 'déplétion' avec le droit européen de la concurrence. En effet, il s'agit ici de contrats de fourniture exclusifs conclus avec un client dominant et qui ont une validité illimitée dans le temps. Bien que l'argument de l'intérêt économique général puisse peut-être être invoqué, ces contrats répondent d'emblée difficilement aux critères de fourniture exclusive tels que décrits dans les lignes directrices de la Commission européenne sur les restrictions verticales⁴⁸.

3.2 Commerce de gros

87. Du fait de la structure du Gasgebouw, les marchés de la production et du commerce de gros de gaz L sont étroitement liés. En effet, si les fournisseurs de gaz peuvent s'adresser à des petits producteurs ou utiliser du gaz H converti, ils en sont toujours réduits en pratique à faire appel à Gasunie pour disposer de la flexibilité nécessaire.

⁴⁶ En effet, la production de gaz L en Allemagne est presque intégralement destinée au marché allemand.

⁴⁷ Il convient de faire remarquer à cet égard que la majorité des unités de conversion sont entre les mains de la S.A. Nederlandse Gasunie, qui fixe également le prix du gaz L.

⁴⁸ Voir paragraphes 202 à 214 de la Communication de la Commission – Lignes directrices sur les restrictions verticales, Journal officiel des Communautés européennes, 13.10.2000, C 291/01.

C'est de cette manière qu'apparaissent deux niveaux sur le marché du commerce de gros – d'un côté, l'on trouve Gasunie qui dispose pour ainsi dire d'un accès exclusif aux producteurs de gaz L, et de l'autre, l'on trouve les grossistes qui achètent le gaz L à Gasunie et qui convertissent éventuellement du gaz H en complément par l'intermédiaire des unités de conversion existantes.

88. Cette situation ne devrait pas changer dans un avenir proche. Vu sa structure de marché spécifique et ses possibilités de substitution plutôt limitées, le gaz L demeure peut-être moins sensible à la concurrence que le gaz H. La politique de prix menée⁴⁹ ne changera peut-être pas non plus.

89. En effet, la structure du marché du gaz L est telle que les acteurs concernés ont davantage intérêt à un maintien, plutôt qu'à un changement de la situation actuelle. Ainsi, certains éléments font apparaître que, grâce à la structure du Gasgebouw, les partenaires de la NAM peuvent demander, pour le gaz L, un prix supérieur au prix compétitif, ce qui leur permet d'engranger des recettes très lucratives qui sont essentiellement réalisées par la vente de gaz de Slochteren⁵⁰. Compte tenu, entre autres, des faibles coûts liés à l'extraction de gaz du gisement de Groningen, ces recettes sont réalisées même en cas de parité relative entre le gaz H et le gaz L, en tant que coût de consommation pour l'utilisateur final.

90. Étant donné que Gasunie doit d'abord vendre le gaz naturel issu des "kleine velden" avant de pouvoir utiliser le gaz naturel provenant du gisement de Groningen, elle voit un incitant particulièrement important à assurer la plus grande stabilité possible de sa part du marché du gaz L. Bien qu'une hausse de prix du gaz L soit théoriquement possible et financièrement réalisable, une hausse supplémentaire du prix du gaz et le transfert subséquent de certains clients au gaz H risquent en effet d'entraîner la perte de recettes intéressantes.

Un raisonnement similaire s'applique d'ailleurs à Distrigaz/Electrabel Customer Solutions dans la partie inférieure du marché de la fourniture de gaz L aux consommateurs finaux. Bien qu'une hausse de prix du gaz L soit encore théoriquement possible, Distrigaz devra fournir d'importants efforts pour conserver la part des consommateurs industriels qui passeront du gaz L au gaz H, sur un marché du gaz H plus compétitif. En revanche, le

⁴⁹ Actuellement, les coûts de consommation du gaz L et du gaz H pour le consommateur final sont plus ou moins identiques.

⁵⁰ Pour une étude plus détaillée de la politique de prix de Gasunie, voir CORELLJE, A.F. et ODELL, P.R., *op.cit.* Voir également les remarques formulées à la page 29 du rapport du Brattle Group « Wholesale gas competition in the Netherlands and implications for phase III customers », juin 2003.

maintien d'un statu quo offre l'avantage de ne pas perdre de consommateurs dont le profil d'achat est plus prévisible (les consommateurs industriels).

3.3 Vente aux clients finals

91. Comme mentionné au paragraphe 5, la majorité des consommateurs belges de gaz L est composée de consommateurs résidentiels. Des études de marché ont déjà montré que ce type de consommateurs est relativement insensible au prix et fait donc preuve d'un comportement de transfert limité. C'est la raison pour laquelle il est probable que la concurrence sur le marché belge du gaz L demeurera relativement limitée, même dans un avenir proche.

92. Toutefois, cela n'explique absolument pas pourquoi le marché ne devrait pas être accessible à d'autres acteurs dans l'avenir. En effet, le client qui n'est pas sensible au prix a également le droit de profiter des avantages que la libéralisation du marché du gaz est susceptible d'apporter. Par ailleurs, il y a lieu de souligner que le marché compte également des clients industriels qui sont plus sensibles au prix.

93. La possibilité pour les entreprises intéressées, d'accéder au marché ne peut en aucun cas être entravée en l'absence d'une quelconque cause de justification objective, et doit être garantie au maximum. Les mesures susceptibles d'encourager l'accès au marché du gaz L sont décrites dans le chapitre qui suit.

4. CONCLUSION

94. Presque toutes les couches du marché du gaz L se caractérisent par une concentration particulièrement importante, une concurrence effective faible, des seuils d'accès élevés et, pour ce qui est du Gasgebouw, par des actionnaires et des intérêts communs.

Une structure de marché aussi rigide pose donc des problèmes considérables et des défis au niveau de l'encouragement de la concurrence et de la répercussion des avantages éventuels de la libéralisation sur le consommateur.

95. Les caractéristiques décrites ci-dessus montrent qu'une approche la plus large possible du(des) marché(s) du gaz L est indispensable. Les mesures éventuellement prises pour remédier aux problèmes précités peuvent ne pas atteindre leur objectif d'efficacité si elles visent uniquement la libéralisation effective d'un seul segment du marché. En effet, le risque existe que des entreprises (dominantes) jouissant d'une position supérieure sur le marché s'approprient les avantages de prix éventuellement réalisés sur la partie inférieure du marché, qui est plus compétitive.

Afin que le consommateur final puisse également bénéficier des avantages éventuellement réalisés, la concurrence doit donc être stimulée à plusieurs niveaux du marché.

4.1 Production/commerce de gros

96. Les principales causes des problèmes qui se posent sur le marché belge du gaz L se situent dans la partie supérieure du marché du commerce de gros et de la production de gaz L.

97. Pour les raisons exposées dans la présente étude, la CREG estime que le Gasgebouw constitue une grave entrave à la concurrence sur le marché du commerce de gros et de la production de gaz L. En effet, vu la concession accordée à Gasunie en 1963, non seulement le marché de la production du gaz L est à ce jour totalement fermé à des acteurs du marché autres que Gasunie mais, en pratique, les grossistes sont généralement aussi très dépendants de Gasunie pour la fourniture de leur gaz L.

98. Cette structure entraîne une grande rigidité et perturbe une concurrence effective sur le marché du gaz L. Il faudrait donc élaborer une solution qui respecte les principes de la politique des "kleine velden" mais qui élimine dans le même temps les seuils d'accès au marché qui sont dus à la structure du Gasgebouw. En effet, tant le marché de la production que celui du commerce de gros doivent être accessibles à tous les acteurs du marché.

Cependant, les mesures requises à cet effet sortent du champ de compétence de la CREG. Ce type d'initiative revient en première instance aux autorités néerlandaises. En l'absence de régulation adéquate aux Pays-Bas, les autorités belges compétentes peuvent intervenir en adressant une plainte auprès des autorités européennes.

4.2 Commerce de gros

99. Comme déjà évoqué aux paragraphes 55 à 65, le marché du commerce de gros de gaz L est également influencé dans une large mesure par le Gasgebouw. Une révision de la concession accordée à Gasunie est donc la principale mesure à prendre pour accroître la concurrence sur ce marché.

100. À titre accessoire, le marché peut être rendu plus liquide en augmentant l'accessibilité des unités de conversion à tous les acteurs du marché. Le grand inconvénient des unités de conversion est qu'elles ne peuvent garantir la flexibilité suffisante, qui est nécessaire à la fourniture des clients finals. De ce fait, les acteurs du marché demeurent dépendants de Gasunie en raison de l'accès de celle-ci à la flexibilité du gaz de Slochteren.

Un plus large accès aux unités de conversion (p. ex. par l'imposition de quotas) permettra cependant à plusieurs acteurs d'être en mesure d'offrir du gaz L au niveau du commerce de gros.

101. Les coûts d'utilisation d'une unité de conversion pourraient éventuellement être réduits en socialisant ces coûts parmi les consommateurs belges de gaz L. Vu la capacité de conversion limitée de la Belgique, une telle option ne semble cependant pas souhaitable pour le marché belge. Dans une telle hypothèse, les coûts du gaz L pourraient augmenter pour tous les consommateurs de gaz L sans qu'il n'existe aucune garantie que la concurrence ainsi accrue réduise la composante énergétique du prix du gaz L dans une mesure au moins proportionnelle.

102. Pourtant, une utilisation plus efficace des installations de conversion actuelles de Lillo et Loenhout est à envisager. Ainsi, la construction d'une installation de réfrigération permettrait d'utiliser ces unités pendant toute l'année. La faisabilité d'un tel investissement doit encore être étudiée.

4.3 Vente aux clients finals

103. La CREG estime que l'imposition, à Distrigaz/ECS, d'une obligation générale de cession de gaz (« *gas release* ») n'est pas justifiée, en dépit du fait que le marché est en grande partie dominé par les acteurs du marché historiques.

En effet, la simple détention d'une grande part de marché ne constitue pas en soi une raison pour intervenir directement sur le marché. En outre, plusieurs alternatives sont disponibles pour obtenir du gaz L sur le marché belge (Gasunie, fournisseurs étrangers qui opèrent déjà ou non en Belgique, etc.). La CREG veillera à ce que les acteurs du marché ne créent aucun obstacle artificiel qui entraverait l'accès à ce marché.

La CREG fait remarquer que différents détaillants exercent déjà leurs activités dans les régions où les petits consommateurs de gaz L sont éligibles, de sorte qu'il existe déjà une certaine concurrence.

104. Il convient cependant de mentionner les obligations de cession de gaz que le Conseil de la Concurrence a imposées à Distrigaz/ECS dans ses décisions du 4 juillet 2003.

Ces obligations de cession de gaz constituent, d'une part, une mesure d'une portée limitée dans le sens où elles s'appliquent uniquement pour une courte durée (jusqu'en 2006) et à une certaine partie des clients (clients éligibles des intercommunales mixtes).

D'autre part, il faut souligner que les conditions d'achat fixées dans l'engagement de cession de gaz sont flexibles et non discriminatoires. Par conséquent, une telle mesure peut avoir un effet positif sur la concurrence sur ce marché. Dans des circonstances égales, le prix d'achat du gaz L doit, par exemple, correspondre au prix d'achat de ECS. Le risque financier encouru par les acteurs lors de leur entrée sur le marché demeure également limité en raison de l'absence de clauses *take-or-pay* dans les contrats de cession de gaz.

Cette obligation offre donc la possibilité aux fournisseurs intéressés de réussir à prendre pied, à court terme, sur le marché belge du détail et est donc susceptible d'entraîner une ouverture partielle de ce segment du marché.

////

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

Jean-Paul PINON
Directeur

Christine VANDERVEEREN
Président du Comité de direction

ANNEXE : Avis du Conseil général de la CREG

1. Le Conseil Général a pris connaissance de l'étude du Comité de Direction concernant le marché pour le gaz L et approuve les principales analyses (en particulier celles ayant trait à la structure du « *Gasgebouw* » à la lumière du droit européen de la concurrence).

Il a consacré une attention particulière aux conclusions concernant la spécificité du gaz à valeur calorifique inférieure, qui exclut virtuellement une concurrence avec le gaz naturel à valeur calorifique supérieure, étant donné que les deux produits ne sont pas des substituts valables. Toutefois, le Conseil général estime qu'il ne dispose pas de toute l'information suffisante lui permettant d'évaluer les conclusions de l'Etude. Il demande en outre, dès que possible, d'analyser l'impact du programme « *gas release* » existant sur le fonctionnement du marché (notamment effet sur les prix et sur les parts de marchés) et éventuellement de proposer des mesures complémentaires destinées à stimuler la concurrence.

2. Le Conseil Général est d'avis que la conversion physique du gaz à valeur calorifique supérieure en gaz L par l'ajout d'azote n'est pas efficace d'un point de vue économique et environnemental, et ne peut être d'application que dans des circonstances exceptionnelles (par exemple quand la sécurité d'approvisionnement est compromise).
3. Le Conseil Général reconnaît les avantages de l'approvisionnement par du gaz de Slochteren, entre autres la proximité de l'exploitation (et donc aussi les avantages en matière de frais de transport et les moindres besoins en stockage et en capacité de *balancing*) et la diversification des sources d'approvisionnement (et donc aussi la sécurité d'approvisionnement).

Par ailleurs, le Conseil Général constate que la présence de gaz L entrave la concurrence dans la zone gaz L, et que les autorités néerlandaises risquent d'imposer des restrictions à l'exportation supplémentaires à l'avenir. La question se pose donc de savoir si la Belgique ne devrait pas d'ores et déjà envisager de mettre (progressivement) un terme à l'importation du gaz L et de passer entièrement au gaz à valeur calorifique supérieure. Le Conseil invite donc le Comité de Direction à mener une étude au sujet d'un tel scénario, tenant compte

- a. des conséquences économiques et techniques d'une telle transition (entre autres en matière d'infrastructure, d'investissements et de capacité de stockage);
- b. de l'impact sur la sécurité d'approvisionnement;
- c. des conséquences sur le prix et les frais de transition pour les consommateurs dans la zone actuelle de gaz L en fonction de différents scénarios tenant compte des échéances contractuelles ;
- d. de la période de préparation qui serait requise pour une telle transition en y intégrant tous les coûts dans les différents scénarios à envisager.

Bruxelles, 16 juin 2004.