

INTRODUCTION :

La Commission européenne a publié le 16 février 2006 un rapport préliminaire sur l'enquête qu'elle mène sur les secteurs du gaz et de l'électricité, ayant pour but d'évaluer les conditions de concurrence.

Dans ce rapport, dont il convient de relever toute l'importance dans le cadre de la construction du marché intérieur de l'énergie, la Commission souligne la nécessité d'un fonctionnement des marchés énergétiques qui permette d'assurer la fourniture d'énergie à des prix compétitifs tant aux consommateurs de l'Union européenne qu'à son industrie.

Gaz de France partage pleinement cet objectif.

Naturellement, cet objectif, comme l'évoque la Commission, devra prendre en compte les exigences de sécurité et de fiabilité auxquelles cette fourniture doit satisfaire. Celles-ci sont particulièrement prégnantes pour l'Union européenne dont la demande croît en même temps que sa dépendance vis à vis des producteurs extérieurs à son périmètre, avec pour corollaire la nécessité de réaliser, dans les 20 prochaines années, des investissements considérables afin d'acheminer le gaz en Europe depuis des régions productrices de plus en plus éloignées.

Fournisseur de longue date du marché français du gaz et de plus en plus présent au niveau européen, directement ou indirectement, Gaz de France tient à faire part à la Commission européenne de son expérience propre du secteur gazier et de son environnement concurrentiel, afin de contribuer pleinement à son information, dans le cadre de la présente enquête.

A cette fin, Gaz de France expliquera l'efficacité qui résulte pour le bon fonctionnement du marché gazier de l'existence des contrats long terme (Partie I). Puis elle précisera la logique qui sous-tend l'indexation des prix du gaz sur les produits pétroliers dans ses contrats de long terme (Partie II). En outre, sera également évoquée la question des tarifs administrés (Partie III). Enfin, comme l'a souhaité la Commission européenne, elle lui apportera les éléments de réflexion que suscite de sa part la problématique de la séparation structurelle des transporteurs (Partie IV).

Enfin, Gaz de France rappellera les mesures qu'elle a prises pour se conformer à la directive gaz et mettre en œuvre les principes de séparation, de transparence et de non discrimination au titre de ses activités de transport et de stockage en France (Annexe I).

PARTIE I

EFFICACITÉ DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT LONG TERME

Les particularités du secteur gazier expliquent l'existence de contrats long terme

→ Les contrats long terme : la sécurisation des investissements nécessaires aux infrastructures gazières.

■ L'industrie du gaz nécessite de la part des producteurs des investissements considérables, à la fois au niveau de l'extraction du gaz naturel mais aussi au niveau de son transport depuis le gisement jusqu'au point de rencontre avec les infrastructures gazières notamment de transit au sein de l'Union européenne¹.

¹ le coût unitaire de transport du gaz est en effet 5 à 10 fois plus élevé que celui du pétrole.

Les exemples suivants fournissent un ordre de grandeur du montant de ces investissements:

- le développement du champ de gaz de Shtokman en mer de Barents dont la production annuelle devrait être d'environ 90 milliards de m³ est aujourd'hui estimé à plus de 10 milliards de \$ et pourrait avoisiner les 25 milliards de \$.
- le North European Gas Pipeline : ce projet est destiné à venir compléter les pipelines déjà existants entre la Russie et l'Europe occidentale, en créant une nouvelle route. Le coût de ce projet est estimé à 5.7 milliards de \$ pour un réseau d'environ 3000 km² ;

Le besoin d'investissements est d'autant plus important qu'une forte augmentation de la demande de gaz de l'Europe est prévue (+ 70% entre 2002 et 2025³), que l'exploitation des gisements actuels est arrivée à maturité et que la part de la production domestique de l'Union dans sa consommation décline, ce qui lui impose de rechercher de nouvelles sources pour répondre à la demande. Pour ce faire, l'Union devra accéder à des ressources toujours plus lointaines pour son approvisionnement, avec des infrastructures d'autant plus coûteuses, et donc avec un besoin d'investissement croissant.

Or, pour obtenir les financements adaptés à ces investissements, les producteurs doivent avoir la garantie d'un certain niveau de revenus. Cette garantie passe par des engagements de longue durée d'acheteurs acceptant d'enlever sur le long terme une quantité minimale annuelle (« risque volume »)⁴

Les contrats d'achat long terme offrent au producteur la certitude de vendre des volumes conséquents de gaz sur du long terme lui garantissant des revenus suffisants et stables, ce qui lui permet de réaliser les investissements spécifiques nécessaires à l'exploitation des champs de production de gaz et à l'acheminement du gaz, investissements qui sont indispensables à l'approvisionnement de l'Europe.

Illustration : L'impréparation du Royaume-Uni, où dominent les contrats de court terme pour faire face à la demande lors des pointes de froid cet hiver, dues au manque d'infrastructures de stockage et au déficit d'approvisionnement en gaz, fournit une illustration du rôle des contrats long terme pour favoriser les investissements nécessaires.

→ les contrats long terme : une sécurité d'approvisionnement garantie pour les consommateurs finals.

■ Au niveau des acheteurs européens, les contrats de long terme sécurisent de manière durable la disponibilité des volumes nécessaires pour satisfaire la demande européenne protégeant ainsi l'Union européenne d'un comportement opportuniste [CONFIDENTIEL] sans qu'existe aucune ressource de substitution. L'élasticité de l'offre de court terme n'est pas suffisante pour qu'un équilibre de marché puisse être trouvé instantanément.

Ce type de comportement d'arbitrage est d'autant plus probable que les ressources sont limitées et concentrées aux mains de quelques acteurs (et Figure 2), alors que la demande mondiale de gaz est amenée à croître fortement (Figure 3) et que différents pôles de demande peuvent être servis à partir d'un même gisement. [CONFIDENTIEL]

² Le projet de *North European Gas Pipeline* (NEGP) serait mis en œuvre par Gazprom et les opérateurs allemands E.ON et Wintershall. Par ailleurs, Gazprom déclare en 2006 consacrer 60% de ses investissements d'infrastructures au transport.

³Source : *Energy Information Administration*, disponible sur http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/nat_gas.pdf.

⁴ En contrepartie, le producteur assume le risque prix sur le long terme, c'est à dire qu'il s'engage à indexer son prix contractuel sur un panier d'énergies substituables et à garantir la compétitivité du gaz sur le marché final desservi par l'acheteur en fonction de ses spécificités.

Figure 1- Réserves mondiales de gaz

| Pays | Réserves (bcf) | Pourcentage des réserves mondiales |
|---------------------|-----------------------|---|
| Total mondial | 6 040 | 100,0% |
| Russie | 1 680 | 27,8% |
| Iran | 940 | 15,6% |
| Qatar | 910 | 15,1% |
| Arabie Saoudite | 235 | 3,9% |
| Emirats Arabes Unis | 212 | 3,5% |
| Etats-Unis | 189 | 3,1% |
| Nigéria | 176 | 2,9% |
| Algérie | 161 | 2,7% |
| Venezuela | 151 | 2,5% |
| Reste du monde | 649 | 23,6% |

Source : Energy Information Agency of the US Department of Energy

Notes : bcf signifie "billion cubic feet" ou milliards de pieds cubes. 1 bcf = 0.028 bcm (milliards de mètres cubes). Chaque pays inclus dans la catégorie 'Reste du monde' possède une part des réserves inférieure à 2.5%

Figure 2 - Production mondiale de gaz

| Pays | Production (bcf) | Pourcentage de la production mondiale |
|----------------|-------------------------|--|
| Total mondial | 95,18 | 100,0% |
| Russie | 21,77 | 22,9% |
| Pays-Bas | 2,58 | 2,7% |
| Norvège | 2,59 | 2,7% |
| Iran | 2,79 | 2,9% |
| Indonésie | 2,62 | 2,8% |
| Etats-Unis | 19,04 | 20,0% |
| Canada | 6,45 | 6,8% |
| Algérie | 2,91 | 3,1% |
| Reste du monde | 19,72 | 36,1% |

Source : Energy Information Agency of the US Department of Energy

Notes : bcf signifie "billion cubic feet" ou milliards de pieds cubes. 1 bcf = 0.028 bcm (milliards de mètres cubes). Chaque pays inclus dans la catégorie 'Reste du monde' possède une part de la production inférieure à 2.5%

Figure 3 - Prévisions de consommation de gaz dans le monde, 2002-2025

| | 2002 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | Evolution annuelle moyenne (en %) |
|-----------------------------|------|------|------|------|------|-----------------------------------|
| Amérique du Nord | 27,4 | 31,3 | 34,8 | 37,6 | 38,6 | 1,5 |
| Europe Occidentale | 15 | 17,3 | 19 | 20,4 | 22,4 | 1,8 |
| PECO (Europe de l'Est) | 23,9 | 29,6 | 33,6 | 36,2 | 39,1 | 2,2 |
| Marchés matures d'Asie | 3,8 | 4,2 | 4,8 | 5,1 | 5,4 | 1,6 |
| Marchés émergents d'Asie | 7,8 | 10,6 | 13,3 | 16,3 | 20,7 | 4,3 |
| Proche-Orient | 8,3 | 10,6 | 12,6 | 14,5 | 16,6 | 3,1 |
| Afrique | 2,4 | 3,1 | 4,1 | 4,9 | 6,0 | 4,0 |
| Amérique Centrale et du Sud | 3,6 | 4,6 | 5,6 | 6,5 | 7,5 | 3,3 |

Source : Energy Information Agency of the US Department of Energy

En conséquence, le caractère limité des ressources en gaz conduit inéluctablement à une intensification de la concurrence entre demandeurs. En revanche, la concentration des ressources et de la production de gaz dans les mains d'un nombre restreint de producteurs – situés pour l'essentiel hors Union européenne - conjuguée à la distance croissante entre l'offre et la demande, accentuent le pouvoir de marché de ces producteurs, détenteurs de cette ressource « rare ».

Ainsi la diversification géographique de la demande accroît la capacité et les incitations [CONFIDENTIEL] à des comportements opportunistes d'arbitrage.

Les risques de comportement opportuniste sont d'autant plus importants dans le cas des producteurs-fournisseurs de GNL, compte tenu de leur mode spécifique d'acheminement. L'évolution récente des ports de livraison du GNL algérien, illustrée dans la Figure 4 ci dessous, en offre une illustration frappante. Les volumes acheminés sur le continent nord-américain ont plus que doublé en importance en une seule année, au détriment des livraisons en Europe, sans qu'aucun nouvel investissement n'ait été consenti (au contraire un accident survenu à Skikda a réduit la disponibilité en GNL).

Figure 4 - Proportion d'approvisionnement GNL d'Algérie en 2003 et 2004

| Destination | 2003 | 2004 |
|--------------------|--------|--------|
| Amérique du Nord | 5,52% | 13,70% |
| Europe occidentale | 93,68% | 85,09% |
| Asie/Océanie | 0,81% | 1,21% |

Source : Energy Information Agency of the US Department of Energy

Il est à noter que la taille du marché mondial du GNL et son importance dans l'économie globale de l'approvisionnement en gaz sont appelées à croître dans les prochaines années⁵. Tout particulièrement, les importations de l'Amérique du Nord en GNL devraient représenter une plus forte proportion des importations totales de gaz naturel de cette région dans les années à venir⁶.

⁵ «The combination of higher natural gas prices, lower LNG production costs, rising gas import demand, [...], and the desire of gas producers to monetize their gas reserves is setting the stage for increased LNG trade in the years ahead » Source : US Department of Energy, The Global Liquefied Natural Gas Market : Status and Outlook, décembre 2003, p. 9.

⁶ «Net U.S. LNG imports are expected to rise from 5 percent of net U.S. natural gas imports in 2002 to 39 percent in 2010». Source: US Department of Energy, The Global Liquefied Natural Gas Market : Status and Outlook, décembre 2003, disponible sur http://www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/global/pdf/eia_0637.pdf (site visité le 7 avril 2006), p.37.

Ainsi l'arbitrage trans-atlantique qui présente par ailleurs des opportunités d'optimisation intéressantes, pourrait constituer une menace immédiate sur la sécurité d'approvisionnement européenne.

[CONFIDENTIEL]

Les nouveaux entrant peuvent accéder aux contrats long terme :

■ Les contrats de long terme ne contenant pas de clause de renouvellement automatique, les acheteurs qui sont actuellement parties à ces contrats n'ont donc aucune assurance sur leur ressource future en gaz. Ainsi des contrats arrivent régulièrement à échéance et les volumes correspondants sont alors remis en jeu.

Le non renouvellement du contrat d'achat de GNL de Gas Natural auprès de Sonatrach expiré en 2004 fournit un exemple récent de la remise en jeu périodique de volumes importants sur le marché.

■ En tout état de cause, la croissance continue de la demande en Europe et la baisse prévue de la production intra-communautaire permettent aux nouveaux entrants, autant qu'aux opérateurs historiques :

- de démarcher les grands fournisseurs actuels de l'Europe (par exemple Norvège, Russie, Algérie, Nigéria) qui proposent régulièrement des volumes de gaz.
- de solliciter les nouveaux fournisseurs (par exemple Qatar, Oman, Egypte) parfois dans le cadre de procédures d'appel d'offres (ex : Nigeria – Projet Brass LNG).

Les places de marché, autre source d'approvisionnement de gaz

■ En parallèle du maintien et du développement d'un portefeuille d'approvisionnement long terme, Gaz de France est favorable au développement des marchés court terme. Pour ce qui la concerne, Gaz de France est d'ailleurs active sur les principales places de marché européennes, c'est à dire le NBP, TTF et hub de Zeebrugge, mais aussi sur de nouvelles places comme le PSV en Italie ou le CDG en Espagne.

Les flexibilités : un corollaire indispensable à l'équilibre des contrats long terme

■ Comme rappelé plus haut, les contrats long terme sont précieux pour assurer durablement la disponibilité du gaz. Or dans l'économie des contrats long terme l'acheteur supporte le risque volume à travers l'engagement TOP conçu de façon à dissuader l'acheteur de ne pas enlever le gaz puisque la pénalité à payer en cas de défaut d'enlèvement est aussi élevée que le prix du gaz lui même⁷.

Si les contrats prévoient en général des clauses de « *make up* », c'est à dire la possibilité de différer d'une ou plusieurs années l'enlèvement d'un gaz payé et non enlevé aujourd'hui, l'acheteur ne peut pour autant le faire qu'une fois qu'il a satisfait son obligation annuelle de TOP (et sous réserve de capacités de transport).

Dans ces conditions, les flexibilités contribuent à limiter le risque lié à l'engagement de volume souscrit par l'acheteur et à assurer ainsi l'équilibre du contrat d'importation.

⁷ On note à cette occasion que les clauses de TOP sont de nature à empêcher les acheteurs de sur-contracter des volumes, ce qui permet d'éviter des situations d'assèchement du marché, et laisse ainsi la place pour de nouveaux entrants.

En effet, l'acheteur ne peut pas accepter de prendre le risque de supporter un TOP de 100% sur un volume fixe chaque jour de l'année. Ses besoins d'enlèvement varient au cours de l'année en fonction de certains aléas (variation saisonnière, continuité de fourniture en cas de défaillance d'un producteur ou d'aléas climatiques, difficulté d'acheminement du gaz jusqu'au point de livraison ou en aval, contraintes légales liées aux obligations de service public). L'acheteur doit pouvoir adapter ses enlèvements dans des limites minimum et maximum : les flexibilités répondent à ce besoin et garantissent ainsi l'équilibre économique même de ces contrats.

■ Les flexibilités des contrats d'importation viennent en complément des flexibilités aval permises grâce au stockage. Toutefois il est important de souligner que si les stockages permettent de lisser les aléas saisonniers, ils ne sont pas suffisants pour éponger les aléas pluriannuels. Les stockages de gaz sont techniquement très peu adaptés pour assurer des flexibilités qui conduiraient à les laisser pleins plusieurs années pour destocker ensuite et compenser le manque de flexibilité en amont. De plus, le développement de capacités de stockage demande des investissements importants devant être planifiés à l'avance et une géologie favorable : il n'est pas toujours possible d'en créer autant que de besoin. En conséquence, le stockage ne peut pas se substituer aux flexibilités contractuelles et vient seulement les compléter.

De son côté, la production peut subir des défaillances donc la flexibilité contractuelle seule est insuffisante. Afin d'être en mesure d'assurer la continuité de fourniture au client (obligation présente dans tous les Etats membres), les fournisseurs s'efforcent donc de disposer d'un portefeuille de flexibilité diversifié (contrats en provenance de zones de production distinctes + stockages + clients interruptibles + flexibilités contractuelles + achats ventes de court terme) au meilleur coût pour le consommateur final.

[CONFIDENTIEL]

Gaz de France considère que les flexibilités des contrats de long terme sont un complément indispensable à toutes les autres formes de flexibilité. Elles doivent être maintenues, pour éviter des surcoûts économiquement excessifs et préjudiciables au consommateur final.

La dynamique du marché français

Les caractéristiques du marché gazier témoignent d'une réelle ouverture du marché français.

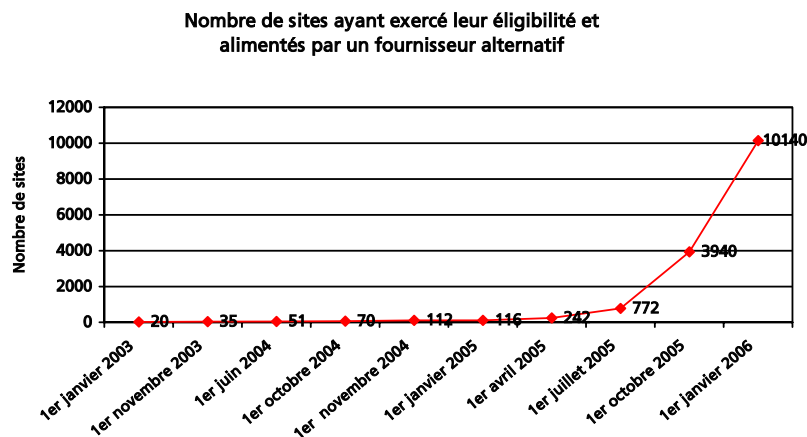
Selon les données publiées par la CRE⁸, au 1^{er} janvier 2006 :

- les fournisseurs concurrents de Gaz de France représentaient 23% du marché des clients éligibles (en quantité d'énergie consommée) contre seulement 18% au 1^{er} janvier 2005 ;
- au cours du 4e trimestre 2005, 73% des sites ayant exercé leur éligibilité avaient changé de fournisseur ; à ce titre, il convient de rappeler qu'il est parfaitement possible de tirer parti de la concurrence sans changer de fournisseur mais en utilisant cette possibilité pour renégocier son contrat de fourniture ;
- parmi les clients éligibles raccordés au réseau de transport, qui représentent à eux seuls la moitié de la consommation des clients éligibles et constituent à ce titre une cible privilégiée pour les entrants (d'autant que ces clients ont été les premiers à bénéficier de l'éligibilité), le taux d'exercice de cette éligibilité est

⁸ Source : CRE, Observatoire des marchés, www.cre.fr/marches/elec_observatoire.jsp#

particulièrement élevé: 82% ; par exemple, il apparaît que les clients directement raccordés au réseau de transport ont été particulièrement nombreux à renégocier leur contrat avec leur fournisseur « historique » pour obtenir un prix plus bas⁹.

Le graphique ci-après montre l'évolution du nombre de sites ayant opté pour un fournisseur alternatif.



L'ensemble de ces chiffres démontre que le marché français, par la multiplicité des points d'entrée et une régulation permettant le traitement ouvert et non discriminatoire des concurrents des opérateurs historiques, a favorisé de nouveaux entrants, attirés par le nombre de plus en plus important de sites ayant opté pour l'éligibilité. Ainsi, la part de marché de Gaz de France a-t-elle baissé sur le segment des gros clients industriels de 78,5% en 2003 à 64% en 2005.

PARTIE II

LOGIQUE ÉCONOMIQUE DE L'INDEXATION DES PRIX DU GAZ SUR LES PRODUITS PÉTROLIERS

Perspective générale

L'indexation des prix du gaz sur les produits pétroliers, dans le cadre des contrats de long terme, a trouvé sa justification dans le fait que ces produits pourraient se substituer au gaz sur ses différents usages - le fioul lourd dans les process industriels, le fuel domestique pour le chauffage chez les particuliers. Le même raisonnement vaut pour des indexations charbon ou électricité que l'on rencontre également quoique plus rarement. Un tel mécanisme offre une protection, aux vendeurs comme aux acheteurs, contre des errements de prix qui mettraient le gaz « hors marché » par rapport à ses concurrents, à la hausse comme à la baisse. De tels errements mettraient en danger les investissements particulièrement lourds réalisés par les uns et les autres. Une telle protection peut être socialement désirable, compte tenu des montants d'investissements concernés, des horizons de temps nécessaires pour rentabiliser ces investissements, et

⁹ Source : CRE, Résultats de l'enquête menée auprès des industriels raccordés aux réseaux de transport de gaz naturel, décembre 2004.

compte tenu de sa propension à réduire les nombreuses incertitudes sur l'évolution relative des différents marchés énergétiques.

En outre il convient de préciser que les contrats d'approvisionnement prévoient la révision périodique des formules de prix, ce qui permet d'assurer la prise en compte des évolutions du marché.

La comparaison Europe Continentale – UK

Dans les conclusions préliminaires de son enquête sectorielle, la Commission dresse un portrait critique de l'indexation systématique des prix d'achat du gaz sur les prix des produits pétroliers, pratiquée en particulier dans les contrats d'approvisionnement à long terme des opérateurs continentaux. La Commission oppose ce mécanisme d'indexation au mécanisme de formation des prix au Royaume-Uni où, d'une part, les achats sont réalisés dans une proportion plus importante sur les marchés de gros (e.g NBP), et, d'autre part, les contrats d'approvisionnement à long terme passés par les fournisseurs comportent une moindre indexation sur les cours de produits pétroliers ; ils sont au contraire largement indexés sur les prix observés sur les marchés de gros.

La Commission marque sa préférence pour ce second mécanisme de formation des prix qui, selon elle, refléterait plus naturellement une logique de marché, en s'appuyant largement sur des prix de gros déterminés à l'équilibre entre une offre et une demande. Dans cette perspective, selon la Commission, le système de formation des prix au Royaume-Uni conduirait à une plus grande efficacité des marchés.

En premier lieu, la Commission analyse la moindre variabilité des prix d'achats des opérateurs continentaux, notamment l'absence de variations saisonnières de ces prix, sous le seul angle d'une hypothétique moindre réactivité aux conditions de marché. Le postulat de la Commission est que cette moindre variabilité est synonyme d'inefficacité.

Or, sur le plan de l'efficacité économique, une plus forte variabilité (ou volatilité) des prix d'achat va en général à l'encontre des intérêts des acheteurs, ici des fournisseurs, et peut aller à l'encontre des consommateurs finals, dans la mesure où cette volatilité est (pour partie) transmise dans les prix de détail :

- S'agissant des fournisseurs seuls, une forte variabilité des prix d'achat n'aura pas nécessairement de contreparties s'agissant des prix et recettes de vente, suivant la nature des engagements pris vis-à-vis des différents clients. Les fournisseurs sont donc exposés à des risques d'effets de ciseau, entre des recettes de vente au détail dont la variabilité est contractuellement limitée (dans l'horizon de temps défini par le contrat), et des prix d'achat dont la variabilité serait élevée. L'amplitude de variations des prix sur un marché comme le hub NBP, pourtant considéré comme exemple de marché de gros relativement liquide par la Commission, est suffisamment importante pour prendre ces risques très au sérieux. Même temporaires, ces effets de ciseau pourraient être suffisamment significatifs pour mettre en péril l'équilibre économique des fournisseurs de gaz, notamment des plus petits. Ainsi, à la fin 2005, le prix spot sur le hub NBP a enregistré une très forte hausse, donnant lieu à un écart très important avec le prix du contrat long terme [CONFIDENTIEL], comme l'illustre la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessous.
- Dans le cas où les fournisseurs seraient en mesure de transmettre une partie de cette variabilité dans leurs prix de vente au détail, le risque serait transmis pour tout ou partie aux consommateurs finals. Qu'il s'agisse de clients industriels et commerciaux ou de clients domestiques, cette variabilité des prix s'avérerait dommageable. Il est logique de supposer que ces derniers sont averses au risque, notamment dans le cas d'un poste de dépense significatif (e.g. chauffage). Les premiers le seront également, notamment les clients industriels pour lesquels le gaz représente un input essentiel pour la production (les « gazo-intensifs »). Un

témoignage indirect est apporté par le débat actuel en France dans le secteur de l'électricité, sur la possibilité pour des industriels électro-intensifs de passer des contrats de long terme avec les producteurs pour assurer leurs compétitivité¹⁰. Ces industriels manifestent leur volonté de pouvoir se prémunir contre les variations excessives de prix par le biais de contrats de long terme.

Dans les faits, quand les marchés de gros sont ou peuvent être volatils, la signature de contrats de long terme est précisément un moyen de se couvrir contre une volatilité excessive. Il est donc attendu que les prix des contrats de long terme soient moins volatils que des prix spot, car cela répond à un besoin exprimé des fournisseurs, reflétant un besoin des utilisateurs finals. Cette moindre volatilité est en général socialement bénéfique, en ce qu'elle impose des coûts moindres aux acheteurs ainsi qu'aux consommateurs. Elle évite aux acheteurs les coûts d'une couverture éventuelle contre des fluctuations de prix.

Ainsi, une plus forte variabilité des prix, en garantissant notamment que les prix incorporent des éléments de variation saisonnière, ne peut représenter un objectif en soi s'il s'agit de maximiser l'efficacité collective. Sur l'échantillon de prix relevé par la Commission, y compris pour des marchés réputés très liquides (NBP), la variabilité des prix dans un système où les marchés de gros occupent une place essentielle, est considérablement plus élevée qu'elle ne l'est dans le cadre des contrats de long terme indexés sur les cours des produits pétroliers. La mise en parallèle des courbes amène à s'interroger sur les efficacités comparées des systèmes d'achats sur des marchés de gros, en dehors de mécanismes d'indexation, et sur celui d'achats par le biais de contrats de long terme, dans le cas de prix indexés sur les cours de produits pétroliers.

L'analyse de la Commission ne prend ainsi pas en considération la motivation logique et socialement désirable des contrats de long terme. On peut d'ailleurs souligner que si les formules de prix qui figurent dans les contrats de long terme sont, par construction, relativement indifférentes aux variations de court terme de l'offre et de la demande de gaz, elles sont sensibles sur le plus long terme aux évolutions de l'équilibre offre/demande, les incorporant au fur et à mesure des révisions de prix.

La Commission semble principalement motiver sa position critique à partir de l'hypothèse que des prix plus variables, qui en particulier refléteraient mieux la saisonnalité de la demande, produiraient des meilleurs signaux d'investissement en matière de stockage et d'infrastructure de transit. Ainsi, selon la Commission, un tel système de prix conduirait à une situation économique plus efficace. Cette position appelle plusieurs remarques :

- En premier lieu, en ce qui concerne les grandes infrastructures de transport, la non saisonnalité du prix des contrats long terme correspond à une logique d'optimisation de l'utilisation de ces grandes infrastructures. Compte-tenu de leur coût, il est indispensable de les utiliser au mieux, ce qui conduit à un profil d'enlèvement relativement plat sur l'année, tendance confortée par les obligations d'enlèvement à flexibilités limitées qui figurent aux contrats. Ainsi, la modulation intra-annuelle des livraisons au client doit être assurée, en majorité, au plus près des consommateurs, ce qui dicte d'ailleurs le besoin en infrastructures de stockage.
- En second lieu, des prix très volatils et fluctuants ont peu de chance de constituer des signaux incitatifs puissants et surtout à action suffisamment rapide pour déclencher en temps utile des investissements aussi lourds que les stockages et qui exigent des phases de développement de plusieurs années avant mise en service.

[CONFIDENTIEL]

La volatilité importante des prix ne permet pas de constituer des signaux d'investissement pertinents.

¹⁰ Source : Conseil de la concurrence, Avis n° 5 A 23 du 5 décembre 2005.

Finalement, au-delà même des considérations sur la variabilité (volatilité) des prix, il est intéressant d'étudier les niveaux de prix relatifs associés aux différents mécanismes de formation des prix et d'indexation.

La Commission conclut après examen comparé des prix (sur une très courte période : 2003-2004) qu'il n'y a pas «de net avantage commercial» à l'un ou l'autre système.

Comme le montrent les Figures 5 et 6, le prix des contrats long terme affiche en effet une grande stabilité tout en ne présentant pas un niveau plus élevé que celui des prix spot.

[CONFIDENTIEL]

[CONFIDENTIEL]

On peut ajouter les remarques suivantes :

- Lorsque les prix du pétrole sont élevés, on peut redouter que l'indexation des prix du gaz sur les prix des produits pétroliers n'ait un effet haussier. Néanmoins, au delà de la volatilité de court terme, sur le plus long terme, on constate que les prix de marché du gaz tant aux Etats-Unis (Henry Hub) qu'en Angleterre (NBP) suivent avec une bonne corrélation les prix du pétrole malgré l'absence d'indexation, ce qui indique bien l'influence de facteurs de demande comme la substituabilité entre gaz naturel et produits pétroliers.
- La période pendant laquelle les prix de marché au NBP ont été notablement plus bas que les prix de long terme continentaux correspond à la fin des années 1990 et au début des années 2000, période où la libéralisation du marché énergétique britannique a coïncidé avec un pic de production des gisements offshore de Mer du Nord. Cette conjonction ne correspond plus du tout à la situation d'approvisionnement actuelle de la zone, ni à celle prévisible sur les années à venir.
- Sur l'année 2005, comme le montre la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessus, les prix du gaz sur le NBP ont été en moyenne supérieurs aux prix des contrats long terme continentaux [CONFIDENTIEL], malgré des prix pétroliers élevés. C'est notamment vrai de la fin de l'année 2005.
- Enfin, les alternatives à l'indexation du prix du gaz sur les prix des produits pétroliers n'ont pas produit de résultats plus satisfaisants. En particulier, si nous considérons l'option commentée par la Commission d'une indexation sur les prix *wholesale*, à l'instar de ce qui se fait au Royaume-Uni, force est de constater que cette option n'a pas produit de prix significativement plus bas ou moins variables sur la période considérée que les contrats, bien au contraire, ces prix ont été supérieurs. Il n'est ainsi pas certain que ce type d'indexation soit en mesure de préserver l'intérêt premier des contrats long terme, qui est de garantir la compétitivité du gaz dans la durée.
- Dans l'état actuel, les craintes de manipulation des cotations gaz sur les hubs, en particulier par un nombre restreint de producteurs, rendent risquée l'adoption d'une référence à des marchés de type hubs à grande échelle. Gaz de France considère donc qu'il serait délicat d'imposer le choix d'un élément de référence faisant courir un tel risque au consommateur.

PARTIE III

LES TARIFS ADMINISTRÉS

La Commission estime que les tarifs administrés pourraient avoir des répercussions négatives sur la concurrence en particulier lorsqu'ils sont trop bas « de sorte que les prix concurrentiels reposant sur les coûts se trouvent dépourvus de tout intérêt ».

Cette même observation a été formulée par le régulateur français.

[CONFIDENTIEL]

PARTIE IV

LA SÉPARATION STRUCTURELLE DES TRANSPORTEURS

Dans son rapport préliminaire, la Commission indique qu'une séparation de propriété entre le gestionnaire de réseau et le commercialisateur serait le moyen le plus efficace pour éliminer toute incitation à réserver un traitement préférentiel au sein des opérateurs intégrés verticalement.

La Commission souligne par ailleurs que l'expérience de séparation totale de la propriété au Royaume-Uni a permis de modifier le comportement de l'entreprise de transport (car un GRT totalement séparé et convenablement réglementé va se concentrer sur l'optimisation de son chiffre d'affaires lié au réseau).

Enfin, la Commission semble émettre l'hypothèse que seule la séparation de propriété complète permettrait un accès optimal aux réseaux et donnerait aux utilisateurs la possibilité d'utiliser efficacement les mécanismes mis en place en vue d'aboutir à une libéralisation concurrentielle des marchés gaziers.

Gaz de France estime qu'une telle mesure serait (i) sans effet tangible sur la libéralisation complète des marchés gaziers et (ii) entraînerait un certain nombre de risques majeurs, au regard notamment des problématiques de sécurité d'approvisionnement et de financement des investissements gaziers. Gaz de France désire souligner que le caractère effectif de la concurrence sur les marchés gaziers et de l'accès aux réseaux de transport dépendent avant tout des actions des régulateurs nationaux, et non de la séparation de propriété.

Gaz de France observe enfin que les pays ayant mis en œuvre des mesures de séparation de propriété (le Royaume-Uni notamment) l'ont fait en raison de décisions d'entreprises visant à maximiser les marges des différentes activités et non pas pour des considérations liées à l'optimisation du marché gazier.

Une mesure inefficace pour aboutir à une libéralisation complète des marchés gaziers

Selon la Commission, l'intégration verticale produit naturellement des incitations à des comportements anticoncurrentiels de la part de l'entreprise verticalement intégrée, qui sont de nature à contrarier le développement de la concurrence sur ces marchés. Ce constat impliquerait que, toutes choses égales par ailleurs, un marché sur lequel subsiste un opérateur verticalement intégré entre des activités régulées et des activités

dérégulées, serait moins concurrentiel qu'un marché sur lequel les activités régulées et dérégulées seraient opérées par des entités indépendantes. Or on observe qu'il n'y pas de lien univoque entre intégration (ou séparation) verticale et :

- degré de développement de la concurrence
- degré de transparence
- optimisation des réseaux.

Sans effet sur les dynamiques de développement de la concurrence (1) : illustration avec les cas britannique et espagnol

Les exemples du Royaume-Uni et de l'Espagne ne montrent pas d'effet particulier de la séparation de propriété entre les activités de transport et de fourniture sur le développement des processus concurrentiels qui ont été lancés avant cette séparation.

Le cas britannique

Au Royaume-Uni, la séparation structurelle (1997) entre les activités de transport et fourniture, lorsque Centrica et sa filiale de détail British Gas Trading ont été séparés de British Gas plc., a été contemporaine à l'ouverture de la concurrence sur le segment domestique, qui s'est déroulée en plusieurs étapes, entre 1996 et 1998. Il est donc difficile d'apprécier l'impact de la séparation verticale sur l'évolution de la concurrence sur le segment des consommateurs domestiques, affecté par deux événements majeurs au cours de cette période.

En revanche, le segment des clients industriels et commerciaux (I&C) a été ouvert à la concurrence plus tôt et offre un meilleur terrain d'observation des effets présumés de la séparation verticale. Nous ne disposons pour ce faire que de données très agrégées, portant sur la part de marché annuelle de BGT (Centrica) entre 1995 et 2002. Les chiffres dont nous disposons couvrent la période 1999-2002 consécutive à la séparation structurelle, après que BG a été séparé en deux entités : Centrica d'une part (fourniture de gaz), et BG plc d'autre part (production et transport).

L'analyse de la Figure 5 ci-dessous n'apporte aucun élément à l'appui du fait que la séparation structurelle entre transport et fourniture en 1997 ait induit une intensification de la concurrence sur le segment des clients I&C :

Figure 5 - Parts de marché des clients industriels et commerciaux de BGT, 1995-2002

| 1995 | 1996 | 1997 | 1999 | 2001 | 2002 |
|------|------|------|------|------|------|
| 35% | 29% | 24% | 21% | 17% | 13% |

Source: OFGEM: *Competitive market review Part 1: Above 2,500 therms 1998*; UK Competition Commission: *Centrica plc and Dynegy Storage Ltd and Dynegy Onshore Processing UK Ltd: A report on the merger situation 2003*

En effet, la décroissance de la part de marché de BGT entre 1996 et 1997 (5 points de part de marché) est supérieure à la décroissance moyenne de sa part de marché annuelle entre 1997 et 1999 (1.5 points de part de marché). On observe également que la décroissance de la part de marché de BGT est, selon ces chiffres, supérieure entre 1995 et 1997 (11 points de parts de marché) qu'elle ne l'est entre 1997 et 1999 (3 points de parts de marché). Finalement, on observe que le taux annuel moyen d'érosion de la part de marché de BGT sur les clients I&C après la séparation structurelle de 1997 (2.2 points de part de marché) est inférieur à ce qu'il était avant cette séparation (5.5 points de part de marché).

La décroissance de la part de marché de BGT était vouée à ralentir à mesure que BGT avait cédé du terrain à ses concurrents. Rien n'indique cependant que la séparation structurelle ait accéléré ou augmenté cette érosion et donc, rien n'indique que cette séparation ait intensifié la concurrence sur le segment des clients I&C.

Au Royaume-Uni, la séparation de propriété n'a donc apporté aucune intensification de la concurrence sur le marché du gaz.

Le cas espagnol

En Espagne, la séparation structurelle entre activités de transport et activités de distribution s'est faite en deux temps. En 2000, une première loi a imposé qu'aucun fournisseur ne détienne plus de 35% du capital de l'opérateur de transport, Enagàs. En 2003, le régime de séparation s'est durci, avec l'obligation qu'aucun fournisseur ne possède plus de 5% du capital d'Enagàs.

Or, tous clients confondus, l'évolution de la part de marché dans le marché libéralisé du fournisseur historique de gaz, Gas Natural, ne connaît pas de rupture fondamentale à l'occasion de la décision d'accentuation de la séparation structurelle en 2003, comme le montre la Figure 6 ci-dessous. De plus, il faut tenir compte du fait qu'en 2003, la concurrence a été également affectée par l'éligibilité des clients domestiques. Néanmoins, ni le prolongement de l'ouverture du marché, ni la séparation structurelle n'ont accéléré la baisse des parts de marché de Gas Natural.

Figure 6 - Parts de marché dans le marché espagnol libéralisé

| Groupes industriels | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Gas Natural | 80,5% | 63,60% | 57,72% | 51,05% |
| Endesa | 1,2% | 3,40% | 3,63% | 4,62% |
| Iberdrola | 0,4% | 7,20% | 11,70% | 11,54% |
| Unión Fenosa | 0,2% | 3,30% | 2,43% | 7,69% |
| Hydrocantábrico-Naturcorp | N/A | N/A | 3,91% | 3,42% |
| BP | 12,0% | 11,90% | 10,70% | 8,97% |
| Shell | 4,3% | 3,90% | 3,56% | 2,71% |
| Cepsa | 1,3% | 5,10% | 5,85% | 3,87% |

Source: CNE, Report on natural gas consumption in 2001, 2002, 2003, et 2004

Sans effet sur les dynamiques de développement de la concurrence (2) : illustration par le marché de l'électricité au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni toujours, l'exemple du marché électrique montre également qu'il n'est pas possible d'établir une corrélation directe entre séparation de propriété et développement de la concurrence.

Le cas du marché britannique de l'électricité

La distribution de l'électricité au Royaume-Uni en 2005 est organisée sur la base de 14 monopoles régionaux. Le degré d'intégration verticale entre opérateur de réseau de distribution et fournisseur au détail varie selon les régions. Dans certaines régions, l'opérateur de distribution est également actif sur les marchés du détail, dans d'autres non. Il existe 7 régions du premier type, et également 7 régions du second. La comparaison des conditions de concurrence dans les deux types des marchés conduit aux constats qui suivent.

La part de marché domestique de l'opérateur historique n'est pas nécessairement plus grande dans les régions où il y a intégration verticale. Ainsi, la part de marché la plus élevée réalisée par un opérateur historique sur le marché de la fourniture, dans une région dans laquelle il n'y a pas intégration verticale (il s'agit de SSE au Pays de Galles), est supérieure à la part de marché réalisée par les fournisseurs historiques dans toutes les régions dans laquelle il y a intégration verticale, sauf une.

Figure 7 - Parts de marché du fournisseur historique, et taux de changement par région, UK, 2005

| | Région (et fournisseur historique dans la région) | PDM de fournisseur historique % | Proportion de clients qui ont changé de fournisseur |
|--|---|---------------------------------|---|
| Groupe A (Fournisseur historique intégré avec le réseau de distribution) | Hydroelectric (SSE) | 81% | 31% |
| | Manweb (Scottish power) | 52% | 46% |
| | Southern (SSE) | 66% | 50% |
| | Seaboard (SSE) | 57% | 41% |
| | London (EDF) | 60% | 35% |
| | East midlands (Powergen) | 53% | 56% |
| | South Scotland (Scottish power) | 64% | 43% |
| Groupe B (Fournisseur historique non-intégré avec le distributeur ou ayant une marque différente) | Norweb(Powergen) | 46% | 55% |
| | Midlands (npower) | 48% | 54% |
| | Swalec (SSE) | 70% | 47% |
| | Sweb (EDF energy) | 58% | 42% |
| | Eastern (Powergen) | 55% | 41% |
| | Yorkshire (npower) | 51% | 53% |
| | Northern (npower) | 49% | 52% |

Source: OFGEM: Domestic Retail Market Report – June 2005

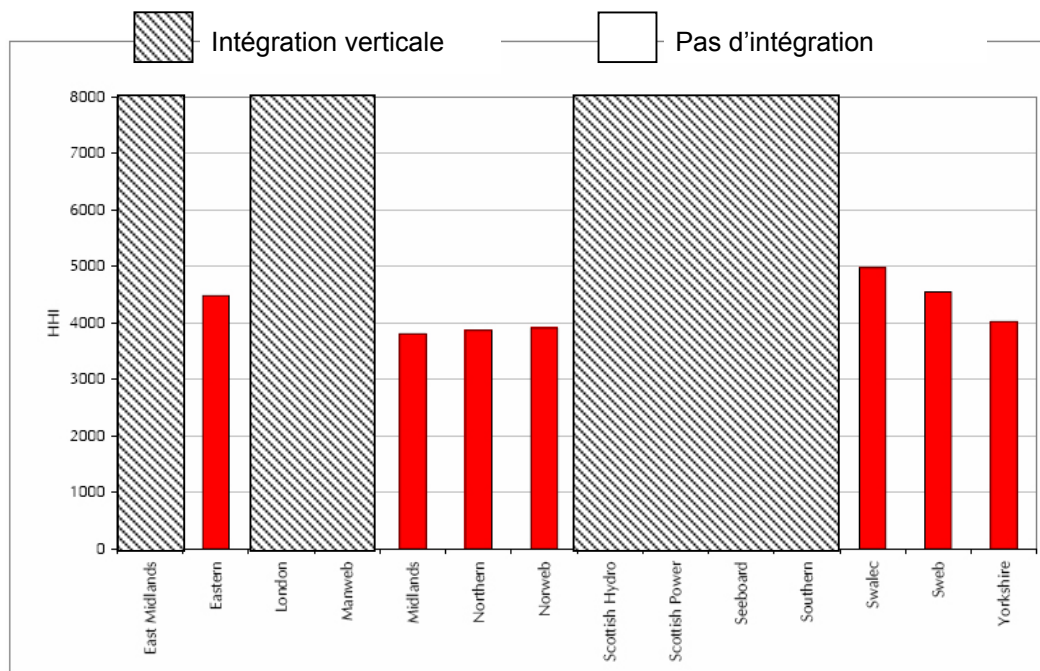
Par ailleurs, les opérateurs historiques qui sont présents sur le marché du détail dans plusieurs régions, ne détiennent pas une part de marché plus importante sur les régions où ils sont intégrés avec l'opérateur de distribution, que dans les régions où ils sont verticalement séparés. Pour SSE comme pour Powergen, il existe au moins une région avec intégration verticale dans laquelle la part de marché qu'ils détiennent est inférieure à leur part de marché dans une autre région où il n'y a pas d'intégration de propriété avec l'opérateur de distribution.

Le même tableau indique les proportions de clients ayant changé de fournisseur au cours de la période considérée, région par région. Alors que, en moyenne les régions où existe une intégration verticale ont des taux de changement inférieurs à ceux des régions sans intégration verticale, certaines des régions où l'intégration verticale prévaut,

telles que East Midlands et Southern, ont des taux de changement de fournisseur plus élevés que des régions sans intégration verticale telles que Eastern, Sweb, et Swalec.

Si l'on s'intéresse au degré de concentration du secteur à une échelle régionale, au-delà de la seule part de marché de l'opérateur historique, force est également de constater que ce degré varie peu, et reste élevé, que l'on soit dans une situation avec intégration de propriété ou avec séparation structurelle, comme l'illustre la Figure 8 ci-dessous.

Figure 8 - IHH régionaux, UK, 2003



Source: OFGEM: Domestic Competitive Market Review 2004, p. 163

L'exemple du marché britannique de l'électricité montre ainsi que la séparation de propriété entre infrastructure (ici distribution) et fourniture n'a pas eu d'impact univoque sur le développement de la concurrence sur le marché de la fourniture.

Sans effet sur les dynamiques de développement de la concurrence (3) : analyse comparée France / Espagne du segment des clients industriels raccordés au réseau de transport

La comparaison des trajectoires respectives de l'Espagne et de la France permet également d'appréhender les effets éventuels d'une séparation verticale sur le développement de la concurrence, dans un marché en cours de libéralisation complète.

La Figure 9 présente une comparaison France / Espagne des proportions de clients raccordés au réseau de transport qui ont exercé leur éligibilité, en fonction de leur consommation. Les données ont été choisies en 2002 pour l'Espagne, et en 2004 pour la France, de manière à comparer les conditions de marché à des stades équivalents de l'introduction de la concurrence.

Figure 9 - Pourcentage du nombre de sites ayant fait jouer la concurrence, en fonction de leur consommation

| France 2004 | | Espagne 2002 | |
|---|-----|--|-----|
| <83 GWh | 61% | | |
| 83 – 237 GWh | 76% | <200 GWh sauf des clients interruptibles | 73% |
| >237 GWh | 85% | >200 GWh sauf des clients interruptibles | 85% |
| Tous les clients aux réseaux de transport | 75% | Tous les clients aux réseaux de transport y compris les clients interruptibles | 39% |

Cette analyse simple suggère que le taux d'exercice d'éligibilité des clients raccordés au réseau de transport en France en 2004 dépasse fortement celui observé en Espagne en 2002, la concurrence pour ces consommateurs étant ouverte depuis des laps de temps comparables dans ces deux situations.

En Espagne, la séparation de propriété n'a pas accéléré le développement de la concurrence en comparaison avec des pays sans séparation de propriété.

Sans effet sur le niveau de transparence et d'accès équitable des tiers aux infrastructures du stockage et du transport

Il n'est pas non plus avéré qu'une séparation structurelle entre transport et fourniture se traduise, ipso facto, par de meilleures conditions d'accès aux infrastructures. Ces conditions dépendent avant tout du cadre réglementaire mis en œuvre dans les pays considérés.

Transparence de l'accès en matière de stockage

Pour évaluer la transparence des opérateurs de stockage sur le marché du gaz naturel en Europe, nous nous appuyons sur le rapport de l'ERGEG¹¹ de décembre 2005 concernant la mise en œuvre du guide de bonne conduite pour l'accès des tiers aux infrastructures de stockage (GGPSSO). Il est notamment intéressant de comparer les performances d'Enagás (en voie de séparation de propriété) avec celles des Gaz de France (verticalement intégré) en matière de transparence.

L'ERGEG propose dans son rapport plusieurs tableaux récapitulatifs illustrant le niveau de transparence des opérateurs, que nous synthétisons dans la Figure 10.

Figure 10 - Pourcentage des SSO en accord avec les exigences GGPSSO

| Exigences GGPSSO | SSO en accord avec les exigences (en % du nombre de SSO) | Gaz de France | Enagás |
|--|--|---------------|--------|
| Documentation sur l'accès au stockage des filiales | 82% | Y* | Y |
| Bases de données séparées | 61% | Y | n.a. |
| Code de bonne conduite | 76% | Y | n.a. |

¹¹ Source : ERGEG, *Final 2005 Report on Monitoring the implementation of the Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO)*, 7 décembre 2005.

| | | | |
|---|-----|---|------|
| Séparation des bâtiments | 45% | Y | n.a. |
| Surveillance des accords de confidentialité par un régulateur | 33% | Y | Y |
| Capacité disponible | 27% | N | N |
| Transparence de l'utilisation agrégée du stockage | 27% | N | N |
| Transparence de l'information commerciale | 64% | Y | Y |
| Participation au développement d'un marché secondaire | 36% | Y | n.a. |

Source: ERGEG - Y signifie que GdF ou Enagás est en accord avec les exigences du GGPSSO, N signifie qu'il ne l'est pas

Pour une grande majorité des points abordés dans le rapport de l'ERGEG, on observe qu'Enagás (séparé) n'obtient pas de résultats supérieurs à ceux de Gaz de France (intégré).

Transparence de l'accès en matière de transport

La Fédération Européenne des Traders en Energie (EFET)¹² vient de publier une analyse comparative de 13 réseaux de transport de gaz en Europe, qui met en jeu six critères relatifs à la transparence des opérateurs de transport :

- Couverture du territoire : simplicité des points d'entrée et de sortie du gaz sur le territoire.
- Services associés au transport : capacité d'entrée et de sortie, allocation des flux, etc.
- Réservation de capacité : simplicité pour réserver et échanger des capacités de transport.
- Négocier : existence de frais de transaction, degré de sophistication du hub, etc.
- Transparence dans les tarifs pour les opérations précisées ci-dessus.
- Structure tarifaire : évaluation de son caractère équitable, de sa correspondance avec les coûts, et de sa pertinence comme outil de décision d'investissement.

Des 13 opérateurs considérés par l'EFET, quatre sont totalement séparés¹³, deux ont évolué vers une séparation de propriété¹⁴, et sept opérateurs conservent une affiliation capitalistique avec un fournisseur. Il est donc possible de mettre en regard les performances de réseaux indépendants verticalement de celles de réseaux conservant une affiliation capitalistique forte avec un fournisseur.

Par ailleurs Gaz de France a pris un certain nombre d'engagements dans le cadre d'une affaire dite « Marathon » ainsi que des Guidelines of Good Practice et la CRE dans son rapport de 2005¹⁵ a constaté que ces règles ont été respectées.

¹² European Federation of Energy Traders (EFET), *Benchmarking gas transmission access systems in Europe: a trader's perspective*, 7 février 2006.

¹³ National Grid Gas (UK), Energinet.dk (DK), Gas Transport Services (NL), OMV (AU)

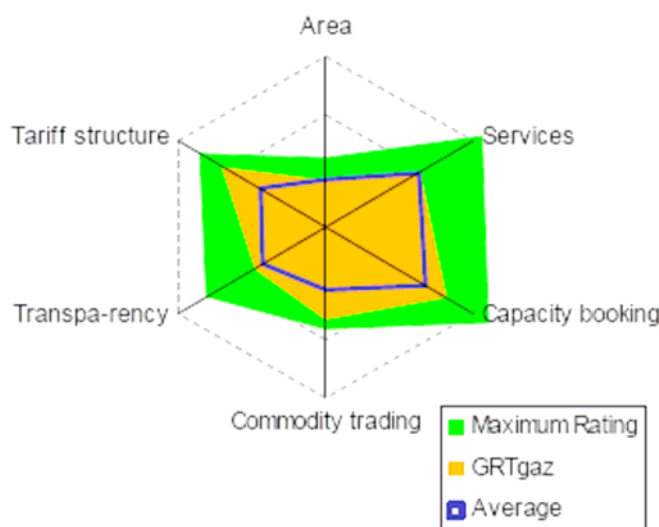
¹⁴ Fluxys (BE), Enagas (SP).

¹⁵ voir Annexe, p.6

Sur le critère de transparence retenu par l'EFET, Gaz de France (verticalement intégré) se situe au-dessus de la majorité des opérateurs européens intégrés évalués¹⁶ et s'approche de la note obtenue par des opérateurs européens séparés, parfois depuis plusieurs années. En outre la CRE a confirmé que Gaz de France respectait correctement les règles, notamment en matière de transparence. Ainsi, la non intégration de propriété n'empêche pas la mise en œuvre d'un niveau de transparence satisfaisant concernant l'offre des opérateurs de transport.

En ce qui concerne la structure tarifaire de l'accès, Gaz de France se situe également au-dessus de la moyenne, selon les critères retenus par l'EFET (caractère équitable des tarifs, orientation vers les coûts, caractère pertinent des prix en tant que signal des décisions d'investissement). Le respect de ces critères implique une équité de la tarification de l'accès vis-à-vis des différents fournisseurs.

Figure 11 - Classement comparatif de GRTgaz vis-à-vis de douze autres opérateurs de transport de gaz européens



Source: EFET

Sans effet sur l'optimisation des réseaux

Le cas britannique

Cinq critères peuvent être définis pour analyser si effectivement une optimisation a eu lieu : l'utilisation des capacités de transport ; l'accès aux réseaux et le système de réservation des capacités ; l'optimisation de l'équilibrage journalier ; la réduction des coûts de transport ; les investissements pour minimiser la défaillance et les congestions.

Une étude réalisée en 2006 par le SERIS¹⁷ montre qu'aucun de ces critères n'est corrélé à la séparation de propriété au Royaume-Uni. Les effets concurrentiels bénéfiques observés sont largement dus aux mesures réglementaires et aux actions du régulateur (accès garanti aux tiers, obligation d'équilibrage journalier) ou existaient déjà avant la séparation (niveau d'utilisation des capacités aligné sur la demande, baisse du coût moyen unitaire de transport).

¹⁶ Source : EFET, Benchmarking gas transmission access systems in Europe, p.9.

¹⁷ Source : SERIS, The Demerger of Transportation & Supply and Its Implications for the Optimum Use of Gas Transmission and Distribution Networks: the Case of the UK, 2006.

La séparation de propriété en Angleterre n'a pas conduit à une optimisation de l'utilisation des réseaux.

Par ailleurs, la séparation de propriété au Royaume-Uni n'a manifestement pas conduit à une rationalisation des investissements (cf. le besoin urgent d'investissement en infrastructures d'importation et de stockage et le recours massif aux procédures d'exemption).

Les critères d'optimisation du réseau retenus par l'EFET

Pour maximiser l'activité de son réseau, un opérateur de transport de gaz doit disposer d'un bon mécanisme de réservation de capacité sur son réseau. A l'aune de ce critère, GRTGaz se situe dans le groupe de tête des opérateurs européens évalués par l'EFET. En particulier, il réalise dans le cadre de l'étude EFET un score équivalent à celui du néerlandais Gas Transport Services (totalement séparé) et supérieur à celui de l'opérateur espagnol Enagàs (séparation quasi totale)¹⁸. L'EFET relève également que la flexibilité inscrite dans le système de réservation de capacité de GRTGaz constitue l'un de ses points forts.

Par ailleurs, une gestion plus efficace des capacités implique l'organisation d'un marché secondaire performant. Sur ce point, l'EFET estime que GRTGaz doit apporter des améliorations, mais il a le même jugement concernant un opérateur totalement séparé, le néerlandais National Transport Services.

Enfin, la qualité des services offerts pour le négoce constitue un élément important du bon fonctionnement d'un marché secondaire. Ceci comprend l'existence d'un hub virtuel, la mise en place de titres de transfert de propriété, la facilitation par l'opérateur de transport du processus de compensation et l'existence de frais de transaction, susceptibles d'altérer la liquidité sur le marché secondaire. A l'aune de ce critère, GRTGaz se situe au même niveau qu'Energinet.dk, l'opérateur danois, et à un niveau supérieur à celui d'OMV, l'opérateur autrichien, tous deux totalement séparés.

Selon l'EFET, Gaz de France (intégré) optimise donc au moins autant son réseau que des opérateurs séparés.

Il ressort des éléments factuels détaillés ci dessus qu'une entreprise intégrée n'est pas moins efficace pour gérer les infrastructures gazières notamment de transport que des gestionnaires séparés.

Une mesure pouvant entraîner des risques en terme de sécurité d'approvisionnement

Outre le fait que la séparation de propriété imposée n'apporte pas d'effet bénéfique en matière de concurrence, Gaz de France estime qu'elle pourrait entraîner des risques sur le marché gazier européen.

Il apparaît important d'indiquer que l'impact d'une séparation de propriété dépend fortement des caractéristiques du pays. Les politiques énergétiques seront en effet différentes selon que :

- le marché national du gaz naturel est mature, ou encore en développement ;
- le pays est producteur ou il ne l'est pas et les ressources sont éloignées des zones de consommation

¹⁸ Source : EFET, Benchmarking gas transmission access systems in Europe, p.9.

Ces deux caractéristiques – sans être les seules déterminantes - influenceront sur les questions de sécurité d'approvisionnement et sur les besoins et la nature des investissements en infrastructure, et donc sur les conséquences d'une séparation de propriété.

Ainsi, pour certaines entreprises, dont Gaz de France, la solidité de l'entreprise provient d'un portefeuille d'activités comportant à la fois des activités commerciales et des activités infrastructures. Ces deux familles d'activités sont gérées de façon indépendante, suivant les prescriptions des directives, mais possèdent des structures de risque complémentaires.

Dans ces conditions, un « unbundling » des activités d'infrastructure et d'achat vente d'énergie qui irait jusqu'à imposer la séparation de propriété mettrait en cause la solidité financière de l'entreprise et indirectement sa capacité à maîtriser ses engagements de long terme, au détriment de la sécurité d'approvisionnement, et sans bénéfice accru pour le consommateur.

A cet égard, il est frappant de constater que les pays ayant mis en œuvre une séparation de propriété avancée (Royaume Uni et Pays Bas) sont des pays disposant de ressources gazières en propre et dont les infrastructures de distribution sont très largement développées.

Or, pour la majorité des pays d'Europe continentale, les producteurs de gaz naturel et l'essentiel des ressources correspondantes sont extérieurs à l'Union Européenne.

Au vu de la dépendance énergétique croissante de l'Europe, il n'apparaît pas que la généralisation de la séparation de propriété constitue une réponse efficace pour l'ouverture du marché.

Signalons enfin que les opérateurs sont soumis à des règles de séparation comptable, juridique et managériale strictes. Ces mesures permettent d'éliminer la suspicion de favoritisme envers le commercialisateur du même groupe et d'accroître la transparence de l'accès des tiers aux infrastructures. Or cette transparence est encore renforcée par un régulateur fort et indépendant ayant autorité pour élaborer les règles, contrôler les opérateurs, sanctionner les contrevenants et fixer les tarifs d'accès que par une séparation de propriété. A titre d'exemple, en Grande-Bretagne, malgré la séparation de propriété, de nombreuses plaintes sur la qualité de l'information fournie pour l'accès au réseau ont été enregistrées contre le gestionnaire du réseau de transport.