



La seconde phase de libéralisation des marchés du gaz de l'Union européenne : enjeux et risques pour le secteur gazier français

Toni Cavatorta

► To cite this version:

Toni Cavatorta. La seconde phase de libéralisation des marchés du gaz de l'Union européenne : enjeux et risques pour le secteur gazier français : Cahiers de l'Economie, Série Recherche, n° 50. 2002. hal-02468227

HAL Id: hal-02468227

<https://ifp.hal.science/hal-02468227>

Preprint submitted on 5 Feb 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

ÉCOLE DU PÉTROLE ET DES MOTEURS

INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE

228-232, avenue Napoléon Bonaparte

92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX

téléphone : 01 47 52 62 80 - télécopieur : 01 47 52 70 36

**La seconde phase de libéralisation
des marchés du gaz de l'Union européenne :
enjeux et risques pour le secteur gazier français**

Toni CAVATORTA

Novembre 2002

Les cahiers de l'économie - n° 50

Série Recherche

La collection "Les cahiers de l'économie" a pour objectif de présenter des travaux réalisés à l'Institut français du pétrole, travaux de recherche ou notes de synthèse en économie, finance et gestion. La forme peut être encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

Les opinions émises dans les textes publiés dans cette collection doivent être considérées comme propres à leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'École du pétrole et des moteurs ou de l'IFP.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :

Denis **Babusiaux** - Tél. 01 47 52 62 80

Résumé

La France procède actuellement, avec deux années de retard, à la transposition de la première directive gaz de juin 1998. Si les trois principaux opérateurs français l'avaient anticipée par la mise en place dès août 2000 d'un dispositif transitoire qui en reprenait l'essentiel, c'est la seconde directive qui est actuellement au cœur du débat. Celle-ci, qui vise à accélérer et approfondir le processus de libéralisation, pourrait être adoptée au printemps 2003 si un consensus suffisant se dégage entre la Commission et les États membres.

Or de nombreuses divergences subsistent, liées aux caractéristiques très spécifiques du marché gazier européen et aux difficultés qu'elles engendrent. En effet, ce marché est très dépendant pour son approvisionnement de l'offre extérieure à l'Union Européenne, ce qui implique le montage de grands projets d'infrastructures dont le financement repose sur des contrats de vente à long terme. L'impératif économique conduit à dimensionner ces infrastructures à hauteur des quantités contractuelles, ce qui laisse peu de place pour des fournitures de type spot. Si l'on ajoute à ces considérations le niveau de développement insuffisant des interconnexions, il devient évident que l'ouverture juridique des marchés ne rend pas pour autant possible l'apparition d'une concurrence. Cela explique également à la fois l'absence totale de lien entre le taux d'ouverture déclaré et le taux d'ouverture réel du marché gazier de l'Union et la faiblesse de ce taux.

Face à cette situation, la Commission propose des mesures de sur-régulation telles que la dissociation de propriété et surtout l'obligation d'investissement qui apparaissent en contradiction avec les objectifs proclamés d'une généralisation des mécanismes de marché. La poursuite de la libéralisation du secteur gazier européen devra de toute façon tenir compte des spécificités et des contraintes de ce secteur, telles que la sécurité d'approvisionnement et les exigences de l'intérêt général, qu'un marché intérieur totalement libéralisé apparaît, à l'heure actuelle, incapable de satisfaire.

En adoptant en juin 1998, dix-huit mois après l'adoption de la directive électricité, une directive (98/30/CE) sur le marché intérieur du gaz, l'Union européenne a complété son dispositif visant à la mise en place d'un grand marché intérieur de l'électricité et du gaz. Si la France n'a pas encore formellement transposé cette dernière directive, un dispositif transitoire d'accès aux réseaux gaziers, qui en reprend l'essentiel en matière de seuil d'éligibilité, a été mis en place à partir du 10 août 2000.

Mais cette étape, qui a fixé les principaux concepts en matière de libéralisation, est désormais considérée comme dépassée et insuffisante. Une proposition de «seconde directive gaz» visant à accélérer et approfondir le processus de libéralisation a été adoptée par la Commission européenne en mars 2001 et examinée par le Parlement européen en mars 2002. Ce nouveau texte, qui a été le principal sujet à l'ordre du jour du Conseil des ministres de l'énergie du 4 octobre dernier, pourrait être rapidement suivi de nouvelles dispositions réglementaires. Le Conseil européen de Barcelone avait en effet invité la Commission à faire une proposition au printemps 2003, pour imposer éventuellement l'ouverture à la concurrence du marché domestique en contrepartie de certaines obligations de service public.

L'objet du présent article, après un exposé sur l'organisation de ce secteur en France depuis la loi de 1946 (incluant le dispositif transitoire actuel) et un examen du niveau d'ouverture actuel du marché européen est, à partir de l'examen des spécificités du marché du gaz, notamment par rapport à l'électricité, d'analyser les enjeux et les risques représentés par cette seconde phase de libéralisation pour le secteur gazier français.

1-De la loi de nationalisation de 1946 au dispositif transitoire du 10 août 2000

1.1- La situation de 1946 à 2000

La principale caractéristique de l'organisation du secteur gazier français issue de la loi de nationalisation de 1946 est le faible nombre d'opérateurs. En matière d'importation et d'exportation de gaz cette loi a donné un monopole à Gaz de France, établissement public à caractère industriel et commercial.

En matière de transport de gaz (par les réseaux à haute pression), les concessions ont été attribuées par l'Etat à trois opérateurs : Gaz de France dans la moitié nord de la France, Gaz du Sud-Ouest (GSO, filiale de TotalFinaElf à 70 % et de Gaz de France à 30 %) et la Société Elf Aquitaine Réseau (SEAR) au sud de la Garonne. La Compagnie Française du Méthane (CFM, filiale de Gaz de France à 55 % et de TotalFinaElf à 45 %) qui opère dans le centre de la France est liée à Gaz de France par un contrat d'affermage. Depuis le 10 juillet dernier, Gaz de France est devenu propriétaire du réseau qu'il exploite et qui représente 32 000 km de canalisations, moyennant un versement à l'État de 286 millions d'euros. Ce montant représente le solde entre la valeur des actifs et l'indemnité due par l'Etat à Gaz de France au titre de la résiliation anticipée des concessions qui courraient, en moyenne, jusqu'en 2017. GSO et la SEAR sont devenus propriétaires de leur réseau, selon le même principe, au 30 juin 2002.

Les stockages souterrains ont été développés par Gaz de France (14 sites en nappe aquifère ou en cavités salines) et TotalFinaElf pour deux stockages.

En ce qui concerne la distribution, Gaz de France dispose d'un monopole, à l'exception des dessertes déjà assurées par les 17 distributeurs municipaux (régies ou sociétés d'économie mixte) dont l'autonomie a été maintenue par la loi de 1946. Actuellement, près de 70 % de la population française est desservie en gaz naturel. L'article 50 de la loi du 2 juillet 1998 relatif à la desserte gazière a conduit à l'élaboration d'un plan de desserte publié le 11 avril 2000. Au terme de la loi, Gaz de France et certains distributeurs non nationalisés ont l'obligation de desservir les communes figurant dans le plan triennal de desserte gazière arrêté par l'Etat, tandis que les autres communes non encore desservies peuvent faire appel à l'un des trois opérateurs agréés.

Enfin, l'activité de production de gaz est accessible à tous les opérateurs selon un système de licences. Les perspectives offertes en la matière sur le territoire français sont toutefois assez modestes.

1.2- Le dispositif transitoire

Un dispositif transitoire d'accès aux réseaux gaziers est entré en vigueur le 10 août 2000. Gaz de France, après l'avoir présenté aux pouvoirs publics, a annoncé à cette date la mise en place d'un dispositif transitoire d'accès aux réseaux gaziers qu'il exploite. Les autres transporteurs, CFM et GSO, ont suivi l'exemple de Gaz de France et mis en place des dispositifs similaires fondés sur des principes communs correspondant aux caractéristiques des réseaux gaziers.

Les principales dispositions portent sur un accès des tiers au réseau (ATR) au moyen de contrats d'acheminement d'une validité d'un an minimum dont les conditions générales et la tarification ont été rendues publiques par les trois opérateurs. Gaz de France et la Compagnie Française de Méthane ont également mis à la disposition des éligibles qui le souhaitent un «service de modulation» (c'est-à-dire la possibilité de dépôt temporaire de gaz en certains points des réseaux), tandis que Gaz du Sud-Ouest a proposé un «service de flexibilité» permettant de compenser les déséquilibres journaliers de consommation.

Ce dispositif transitoire répond aux principales obligations fixées par la directive de juin 1998 sur le "marché intérieur du gaz" et devrait notamment permettre aux industriels grands consommateurs de gaz (25 millions de m³/an au minimum), qui représentent environ 20 % de la consommation française totale, de bénéficier du choix de leur fournisseur au niveau européen. Le gaz pourra être acheminé sur les réseaux de transport français selon des conditions commerciales publiées par les exploitants des réseaux. Les opérateurs français devraient ainsi pouvoir bénéficier de possibilités équivalentes dans les pays de l'Union européenne et être ainsi en mesure d'accompagner la réalisation progressive du marché intérieur européen du gaz.

L'initiative de Gaz de France, CFM et GSO ne suffit cependant pas pour transposer complètement la directive européenne, ni pour faire fonctionner durablement le système gazier de façon harmonieuse, faute notamment d'outils adaptés permettant d'assurer les équilibres souhaitables entre service public et concurrence. La transposition de la directive 98/30/CE par l'adoption du projet de loi relatif aux marchés énergétiques, qui est actuellement déposé au Sénat et devrait intervenir avant la fin 2002, demeure donc indispensable.

1.3- Le niveau d'ouverture actuel du marché européen

Les opérateurs gaziers français ont fixé dès le 10 août 2000 (cf. supra 1.2) le seuil d'éligibilité au niveau d'une consommation minimale de 25 millions de m³ par an pour les usagers finals, ce qui garantit effectivement une ouverture du marché français à hauteur de 20 %, soit environ 88 TWh pour l'année 2000. Au début de 2002, quatorze sites industriels français avaient changé de fournisseur et représentaient 17,5 TWh de consommation annuelle, soit 16,8 % du marché éligible total et 3,6 % du marché français global.

Il est à signaler que les sites industriels ayant fait appel à un nouveau fournisseur depuis août 2000 sont tous situés dans la partie nord de la France. Ce fait est sans aucun doute imputable à la structure des barèmes provisoires en vigueur qui pénalise excessivement la distance de transport, alors que les ressources actuellement accessibles aux nouveaux opérateurs sont situées principalement en Europe du Nord, notamment aux «hubs» de Bacton et de Zeebrugge.

De plus, si les opérateurs français ont joué la transparence dans le processus d'ATR (les barèmes d'accès et les dispositions contractuelles sont publiés), les clients éligibles conservés par les opérateurs historiques continuent d'être approvisionnés dans le cadre de contrats de vente qui ne dissocient pas le transport de la fourniture de la molécule de gaz. Cette situation permet à ces opérateurs de jouer sur les deux composantes du prix final, tandis que les entrants ne peuvent agir que sur le prix de la molécule. On ne pourra donc, en France comme ailleurs, parler de véritable ATR régulé que lorsque tous les éligibles feront l'objet d'une facturation qui distinguera le transport de la molécule, quel que soit leur fournisseur.

L'étude récente (décembre 2001) de la Commission européenne consacrée à l'ouverture réelle du marché gazier dans l'Union européenne montre l'absence totale de lien entre le taux d'ouverture déclaré et le taux d'ouverture réel. De plus, sur un plan «qualitatif» on constate qu'en dehors du Royaume-Uni, de la France, de la Belgique et des Pays-Bas, l'accès des nouveaux entrants est extrêmement restrictif, notamment en Allemagne et en Espagne, surtout pour les non-nationaux.

Il convient également de préciser que les mesures prises par l'Espagne et l'Italie de limitations normatives des parts de marchés de leurs opérateurs gaziers historiques se traduisent de fait (cf. infra 2.2.2) par un transfert aux opérateurs électriques historiques locaux (Endesa et Iberdrola en Espagne, Edison et ENEL en Italie) qui étaient précédemment alimentés par ces mêmes opérateurs gaziers. On ne peut donc considérer que ce type d'opération, qui permet d'afficher des taux d'ouverture réels plus élevés, correspondent véritablement à une ouverture concurrentielle de ces marchés.

En conclusion, on peut considérer qu'avec un taux d'ouverture de près de 17 % du marché des éligibles (3,6 % du marché total), obtenu à partir des seuls opérateurs industriels car la France ne possède pas, à l'exception des cogénérateurs, d'opérateurs électriques pouvant faire jouer l'éligibilité, elle ne fait pas mauvaise figure au niveau européen. En effet, à l'exception du Royaume-Uni, de l'Irlande et des Pays-Bas, cette ouverture reste encore très limitée (voir en annexe la synthèse et les recommandations du rapport d'étape de la CRE). Aussi, le refus d'accès opposé aux opérateurs français en Espagne, notamment Gaz de France, au motif de l'absence de transposition formelle par la France de la directive de 1998, apparaît-il totalement abusif.

En effet, le principe de réciprocité posé dans la directive vise à assurer l'égalité de traitement entre opérateurs des pays de l'Union européenne, en leur permettant un accès aux «éligibles» dans des conditions similaires à celles pratiquées dans leur propre pays. Gaz de France, CFM et GSO, qui offrent des conditions d'ATR à tous les opérateurs étrangers pour l'approvisionnement des clients industriels de plus de 25 millions de m³ par an, ne devraient pas se voir opposer un refus d'ATR pour la fourniture de gaz à la même catégorie de consommateurs en Espagne.

2-Situation et perspectives de concurrence dans l'offre de gaz

2.1- Les caractéristiques du marché du gaz

Si les directives de 1996 et 1998 organisent l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz selon les mêmes principes généraux (ouverture des réseaux au bénéfice de clients éligibles dont le seuil de consommation est progressivement abaissé), les conditions de la création d'un véritable marché sont très différentes pour l'une et l'autre de ces énergies.

En effet, la production d'électricité est entièrement «endogène» et entre dans le champ des règles européennes en matière de concurrence. Celle-ci peut donc se développer au bénéfice des consommateurs qui y ont accès dans la mesure où :

- l'ouverture des marchés rend possibles des flux commerciaux d'électricité de réseau à réseau que le cloisonnement historique cantonnait, pour l'essentiel, à la fourniture d'énergie de secours et à des échanges limités entre grands opérateurs, eux-mêmes organisés en monopole intégrés ;
- la dispersion des coûts de production résultant de filières techniquement diversifiées, la multiplication des centres de production et la présence de surcapacités rendent possibles des arbitrages dans le temps et dans l'espace européen, matérialisant ainsi un vrai marché intérieur ;
- l'économie du transport de l'électricité conduit à généraliser des structures tarifaires indépendantes de la distance, favorables à la fluidité de l'offre concurrentielle ;
- enfin en matière commerciale, les contrats à long terme sont peu nombreux et les décisions d'investissement en matière tant de production que de transport sont liées aux perspectives de croissance intrinsèque du marché et non à la conclusion de ce type de contrat.

Les conditions sont totalement différentes pour le gaz, pour des raisons à la fois techniques et commerciales :

- l'approvisionnement gazier est fortement dépendant de l'offre extérieure à l'Union européenne (45 % aujourd'hui mais potentiellement à 60 % en 2020) et implique le montage de grands projets d'infrastructures (canalisations et chaînes de GNL) dont le financement repose sur des contrats de vente à long terme. L'impératif économique conduit à dimensionner ces équipements à hauteur des quantités contractuelles, ce qui laisse peu de place pour des fournitures de types spot. Très rares sont les analystes qui prévoient, et encore à un horizon 2020-2025, un développement du GNL suffisant

(notamment par le développement des projets en cours au Nigeria, en Norvège et en Egypte) pour entraîner un changement significatif dans la structure du marché gazier, notamment par un développement significatif des fournitures spot ;

- ces contrats de vente à long terme, instruments de la politique commerciale des producteurs, visent à pénétrer des marchés de plus en plus lointains et alignent les prix rendus du gaz sur ceux des produits pétroliers. Ces derniers étant largement péréqués en Europe en raison du faible poids du coût du transport pour le pétrole, les producteurs de gaz sont conduits à consentir des prix du gaz «départ gisements» différents afin de compenser les coûts de transport du gaz fortement croissant avec la distance. C'est ce que l'on qualifie de politique du «netback». En contrepartie, les acheteurs ont accepté les clauses dites de «territorialité» ou de «non-revente» par lesquelles ils s'engagent à ne pas commercialiser le gaz en amont de leur propre marché. Le respect de ces clauses sera difficilement contrôlable en cas d'augmentation sensible de la part spot des fournitures ;
- l'ouverture des marchés ne rend donc pas automatiquement possible leur décloisonnement et l'apparition d'une concurrence «gaz-gaz». En effet, compte tenu de ce qui précède, les grandes canalisations internationales de transit acheminant les flux dédiés de gaz hollandais, russe, norvégien et algérien vers les différents marchés européens ne peuvent pas servir de vecteur de concurrence entre les opérateurs historiques qu'elles desservent. Gaz de France, par exemple, ne peut commercialiser en Allemagne (en concurrence avec Ruhrgas ou Wingas) du gaz russe acheté dans le cadre de contrats long terme avec Gazprom, en effectuant des prélèvements le long du tracé de la canalisation MEGAL dont il est pourtant actionnaire à 43 %. De même, Enagas ne peut-il faire concurrence à Gaz de France ou GSO avec le gaz norvégien transitant par la France, via la canalisation LACAL ;
- les interconnexions actuelles entre réseaux apparaissent insuffisamment développées. Un maillage complémentaire, orienté davantage vers l'équilibrage à court et moyen termes des réseaux (cf. la canalisation Interconnector UK mise en service en 1998) reste à mettre en place ;
- le gaz étant substituable dans tous ses usages, en premier lieu par les produits pétroliers, l'alignement de son prix sur ceux du pétrole s'observe, dans une large mesure, même sur les marchés déréglementés et autosuffisants des États-Unis et du Royaume-Uni, ce qui réduit la portée des arbitrages de zone à zone et entre énergies.

2.2- La problématique de la concurrence

Les possibilités et les perspectives d'un développement de la concurrence dans l'offre de gaz en Europe peuvent être évaluées à partir de l'analyse de la stratégie des quatre catégories d'acteurs en présence (les pétro-gaziers occidentaux, les grands fournisseurs, les transporteurs-distributeurs européens et les opérateurs électriques) et de l'examen des voies possibles pour une concurrence gaz-gaz sur les marchés européens.

2.2.1- La stratégie des acteurs

Les pétro-gaziers occidentaux

La filière gazière européenne s'est progressivement intégrée verticalement de l'amont (production) vers l'aval (transport/distribution). Aussi, les principales sociétés de transport-commercialisation sont-elles des filiales de pétro-gaziers, à l'exception de Gaz de France en France (40 Gm³/an), de DISTRIGAZ en Belgique (15 Gm³/an) et d'ÖMV en Autriche (7,5 Gm³/an). Elles représentent environ 60 % du marché gazier global de l'Union européenne qui est de 360 Gm³/an.

Ainsi **Shell** contrôle t'il 25 % de Gasunie (Pays Bas, 63Gm³/an), 25 % de Thyssengas (Allemagne, 13,5 Gm³/an) et 15 % de Ruhrgas (Allemagne, 54 Gm³/an). **Exxon** contrôle 50 % de BEB (Allemagne, 9 Gm³/an), 25 % de Gasunie et 15 % de Ruhrgas. Le groupe **ENI** est le seul actionnaire de la SNAM (63 Gm³/an) tandis que **Repsol** contrôle plus de 45 % de l'espagnol Enagas (13,5 Gm³/an). Enfin (cf. supra 1.1) **TotalFinaElf** contrôle 45 % de CFM et 70 % de GSO qui représentent respectivement 9 et 3,6 Gm³/an. Ces participations permettent aux producteurs d'assurer le placement de leurs ressources dans les meilleures conditions possibles tant en termes de débouché que de valorisation.

Ces grandes compagnies pétrolières déjà intégrées dans l'aval gazier européen se trouvent également être les mieux placées pour promouvoir les nouveaux projets dont dépend la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne. Shell est ainsi opérateur de projets LNG au Nigeria et en Oman. BP-Amoco et Repsol sont les principaux actionnaires de l'usine d'Atlantic LNG à Trinidad tandis que TotalFinaElf est actionnaire de Qatargas (avec Mobil) et avec BP d'Abu-Dhabi LNG. A plus long terme, ces compagnies, qui ont acquis des domaines miniers au Moyen Orient ou dans le secteur de la mer Caspienne, pourraient jouer un rôle essentiel dans le montage de nouveaux projets d'exportation vers l'Europe.

Une logique appuyée sur une longue pratique impose toujours à ce type de projets de rester adossé à des contrats «take or pay» de long terme. En effet, l'obtention du financement de la participation détenue par les États producteurs ou leur compagnie nationale (dans le cadre de concessions ou de contrats de partage de production) n'est possible qu'avec en contrepartie la signature de grands acheteurs institutionnels. De plus, l'importance des infrastructures à construire pour chacun des nouveaux contrats (notamment les terminaux GNL) impose également une garantie de fourniture à long terme. Même si sur le marché du pétrole les garanties qu'offrent les contrats de très long terme ont été abandonnées, il est probable que les pétro-gaziers imposeront le maintien de ces contrats, au bénéfice, en premier lieu, des opérateurs de négoce issus de leurs filiales intégrées.

Cette attitude est de plus totalement logique : pourquoi aller prendre le risque de fournir du gaz à des clients nouveaux, et pour des quantités relativement faibles, à des conditions plus favorables qu'aux clients historiques ? Quant aux productions européennes des compagnies pétro-gazières non intégrées, elles sont insuffisantes pour engendrer une concurrence significative. En 2001, les principales compagnies non-intégrées productrices en Europe (Conoco, Phillips, Enterprise, Amerada et Texaco), qui depuis ont été absorbées ou ont fusionné, ne représentaient que 8 % de la production gazière européenne.

Les grands producteurs hors Union européenne

Ces trois opérateurs, **Gazprom, Sonatrach et Statoil** ont, à travers les contrats «take or pay» et une politique d'alignement des prix rendus («netback»), tissés des liens bilatéraux durables avec chacune des grandes compagnies de transport et de distribution. Cette stratégie leur a permis d'assurer le financement des infrastructures de production et de transport de gaz dans leur propre pays, tout en gardant la maîtrise de leur commercialisation en aval. C'est donc fort logiquement que la réponse de ces trois producteurs à l'ouverture du marché gazier européen a été de renforcer les liens les unissant à leurs acheteurs historiques par la mise en œuvre de politiques de partenariat, renforçant ainsi la coopération au détriment de la concurrence avec leurs acheteurs historiques.

Gazprom, tout d'abord avec 33 Tm³ de réserves, soit 23 % des réserves mondiales, ambitionne de quasiment doubler son potentiel d'exportation vers l'Europe occidentale (soit 200 Gm³/an vers 2020). Les besoins de financement pour couvrir un tel programme étant hors de ses moyens (6 à 8 milliards de \$/an), la compagnie russe s'est engagée dans un ensemble de partenariats stratégiques avec :

- Shell pour une série de projets d'exploration, de production et de transport de gaz et de production d'électricité (1997) ;
- ENI pour le développement des gisements de la région d'Astrakan et la construction de la conduite «Blue Stream» à travers la mer Noire (1998) ;
- Gaz de France, Ruhrgas, Wintershall et SNAM pour la construction du tronçon du Yamal-Europe devant contourner l'Ukraine (2000).

Aussi, même si son engagement dans Wingas (35 % avec Wintershall à 65 %) et Promgas en association avec l'ENI traduit un certain intérêt pour un accès direct au marché, il est plus que probable que Gazprom restera enclin à commercialiser ses ressources à travers les entités aval de ses grands partenaires plutôt que de rechercher des canaux concurrents.

Sonatrach, ensuite, avec 3,8 Tm³ de réserves, exporte environ 64 Gm³/an vers la France, l'Italie et l'Espagne, que ce soit sous forme de GNL (31 Gm³/an) ou par canalisation (33 Gm³/an). La compagnie semble également avoir choisi de poursuivre le développement de ses exportations, avec un objectif de 100 Gm³/an en 2020, par l'intermédiaire de partenariats avec les pétro-gaziers et avec ses acheteurs historiques :

- Sonatrach et BP ont ainsi créé en 1995 une association en vue de développer les réserves d'In Salah (10 Gm³/an seraient ainsi commercialisés en association) ;
- avec CEPSA (dont TotalFinaElf détient 45 %) le producteur algérien a constitué en 2000 une société pour promouvoir la construction d'une nouvelle canalisation d'exportation via l'Espagne. D'autres partenaires (ENI, Gaz de France, TotalFinaElf) se sont récemment joints au projet ;
- Gaz de France et Sonatrach ont également conclu en juin 2000 un accord de coopération prévoyant la création d'une entité commune pour commercialiser 1 Gm³/an de GNL supplémentaire en Europe ;

- au début de 2001, Sonatrach s'est associé à Gaz de France et Petronas pour l'exploration du bassin gazier d'Ahnet dont le potentiel est estimé à 140 Gm³ de réserves.

Statoil, enfin, semble vouloir poursuivre la montée en régime des exportations norvégiennes qui devraient passer de 44 Gm³ en 1999 à 70 Gm³ en 2020 en renforçant sa coopération avec ses grands partenaires européens et notamment Gaz de France. L'opérateur norvégien serait d'ailleurs intéressé par une prise de participation dans le capital de Gaz de France, lequel avait acquis de Statoil en 2000 une participation de 12 % dans le gisement de Njord et de 20 % dans le champ gazier de Snohvit. Par ailleurs, le rôle joué par Statoil au sein de l'ancien Comité de commercialisation du gaz à l'exportation (GFU), qui a été supprimé à la demande de la Commission dans le cadre du pacte coopération économique entre la Norvège et l'Union européenne, confirme son attachement au mode «traditionnel» de valorisation des ressources gazières norvégiennes.

Les transporteurs-distributeurs européens

Jusqu'à un passé récent, les transporteurs-distributeurs européens relevaient de deux catégories :

- les filiales des pétro-gaziers (cf. supra 2.2.1, Gasunie, Ruhrgas, Enagas, SNAM, GSO, ...). Intégrés sur l'ensemble de la chaîne gazière, ces groupes pétro-gaziers pourraient se résoudre à voir ces filiales évoluer vers une scission de leurs activités que la première directive n'impose pas mais que certaines législations nationales ont prévue (Italie et Espagne). Fortement régulée, l'activité logistique serait ouverte à des tiers, voire cotée en bourse (c'est le cas pour Transco, SNAM et Enagas) assurant ainsi une certaine protection au regard des pressions économiques exercées par les régulateurs. Par contre, l'activité approvisionnement et fourniture, plus stratégique et proche des intérêts des groupes dans l'amont, serait progressivement transférée à ce secteur ;
- les opérateurs de transport-distribution non rattachés à des pétro-gaziers tel Gaz de France ou ÖMV, qui apparaissent relativement isolés et vulnérables et qui se sont engagés dans deux voies distinctes : acquérir directement des réserves comme Gaz de France en mer du Nord, ou ouvrir leur capital à un ou plusieurs pétro-gaziers en vue de conforter leur position stratégique et financière.

Les opérateurs électriques

Depuis quelques années, on voit en effet apparaître une nouvelle catégorie d'acteurs : les opérateurs électriques. Ces derniers interviennent sur le marché gazier, soit par croissance interne (développement des filières à cycle combiné à gaz et des cogénérations), soit par croissance externe (acquisition de participations dans les sociétés de transport-distribution en Europe). On note également l'apparition d'opérateurs mixtes gaz-électricité filiales de pétro-gaziers européens, notamment Shell, BP, TotalFinaElf et ENI.

Ces nouveaux acteurs sont intéressés par la possibilité d'arbitrage gaz-électricité qui débouche sur le trading de ces deux énergies, même si cette possibilité n'est pour l'instant mise en œuvre que par les opérateurs britanniques (gaz de la mer du Nord), italiens et espagnols (accès aux ressources de long terme des opérateurs historiques dans le cadre de programmes de rétrocession). Ils sont également intéressés par la capacité de proposer des engagements de

moyen-long terme pour l'achat de gaz, à la fois massifs et réguliers, directement avec les producteurs sans passer par les opérateurs historiques. Ils peuvent ainsi en offrant aux producteurs la couverture du risque volume qui est offerte par les contrats «take or pay» négocier des achats de gaz et de GNL dans de bonnes conditions (cf. les achats des italiens ENEL et EDISON de gaz russe et nigérian).

Il est encore trop tôt pour estimer quelle pourrait être la contribution de cette nouvelle catégorie d'acteurs à la diversification des approvisionnements et au fonctionnement des marchés de court terme. Cependant, les perspectives de croissance de la production d'électricité au gaz en Europe permettent de penser qu'ils joueront un rôle significatif dans l'ouverture des marchés européens.

2.2.2- Les moyens d'une éventuelle concurrence

Compte tenu de tout ce qui a été vu ci-dessus, il semble probable qu'à court et moyen terme une concurrence «gaz/gaz» ne pourra s'établir en Europe qu'à la marge et à travers trois voies principales :

- la mise sur le marché des «liquidités» de gaz et leur circulation entre «hubs» gaziers ;
- l'importation, via les terminaux méthaniers, de cargaisons «spot» de GNL, un marché significatif étant apparu depuis quelques années, en provenance des usines de liquéfaction existantes ;
- des mesures de limitation des parts de marché des opérateurs historiques.

La mise sur le marché des liquidités gazières européennes

Des disponibilités non programmées de gaz peuvent apparaître, d'une manière plus ou moins aléatoire, du fait de la volonté plus ou moins grande des opérateurs de pratiquer la concurrence. Il peut s'agir de la part des producteurs de mer du Nord de la mise en œuvre des flexibilités dont ils disposent dans les installations de production, ou, de la part des transporteurs-distributeurs, de jouer sur les souplesses dont ils bénéficient en matière d'enlèvement dans les contrats «take or pay». Des arbitrages gaz / électricité exercés par les opérateurs des centrales à cycles combinés et des cogénérations peuvent également concourir à la formation de ces disponibilités.

Initialement mise en évidence sur le marché britannique, ces disponibilités sont échangées au NBP (National Balancing Point) et alimentent les flux à travers l'Interconnector vers le continent. Une trentaine de compagnies ont adhéré au «Zeebrugge Hub Gas Agreement» qui leur permet d'intervenir sur ce marché spot représentant toutes les catégories d'acteurs : producteurs, transporteurs-distributeurs, électriciens et négociants. L'augmentation des volumes qui y sont échangés pourrait contribuer progressivement à l'émergence d'un référentiel de prix gaziers non directement indexés sur les prix des produits pétroliers. Par ailleurs, d'autres transactions «spot» de GNL se développent, notamment en Allemagne.

Cependant, pour que ces flux d'échanges puissent se développer, il conviendra de prévoir un mécanisme de réservation des capacités et une tarification du transport bien adaptée, tant en structure qu'en niveau.

Les livraisons «spot» de GNL

Les grandes usines de GNL, qui représentent environ 20 % du commerce mondial de gaz naturel, disposent, en plus de leurs productions dédiées aux acheteurs de long terme, de capacités excédentaires plus aléatoires qui peuvent être mises sur le marché. Les sept usines susceptibles d'approvisionner l'Europe (deux en Algérie et une au Nigeria, Trinidad, Qatar, en Abu Dhabi et en Oman) représentent une capacité totale de production de 70 Gm³/an, soit de 20 à 30 cargaisons «spot» de GNL susceptibles d'être mises sur le marché chaque année (2 à 3 Gm³/an), sous réserve de la disponibilité en navires méthaniers. En 2000, le volume de GNL «spot» livré en Europe s'est élevé à 2,5 Gm³.

Divers acteurs (CEPSA, Gaz de France et SNAM) sont déjà actifs sur ce créneau tandis que des négociants comme CMS ou DUKE ENERGY tentent par ailleurs d'organiser cette activité de manière plus efficace par la livraison de cargaisons fractionnées. Ainsi, l'enjeu d'un accès transparent aux onze terminaux méthaniers européens apparaît-il comme d'une réelle importance pour le développement d'une offre plus concurrentielle. Le développement de nouveaux terminaux, comme celui de TotalFinaElf au Verdon et le renforcement des capacités existantes (terminal Gaz de France de Fos) pourraient faciliter l'accès au marché «spot» du GNL.

Cependant, le GNL étant un marché mondial, les importateurs européens susceptibles d'acquérir des disponibilités «spot» sont en concurrence avec ceux des États-Unis. La crise des approvisionnements gaziers, révélée l'an dernier, incite les opérateurs américains à remettre en service d'anciens terminaux de GNL et même à en construire de nouveaux. Cet attrait du marché américain pour le GNL est renforcé par une différence de prix de 20 à 25 % en faveur de ce marché.

Les mesures de limitation des parts de marché des opérateurs historiques

Ces mesures ont d'abord été mises en œuvre en Grande-Bretagne au début des années 1990, British Gas s'étant vu imposer l'obligation de rétrocéder 10 % de tous les volumes achetés dans le cadre de contrats «take or pay». Plus récemment, l'Italie et l'Espagne ont introduit des dispositions comparables dans leurs décrets-lois de transposition de la directive de 1998, bien que celle-ci ne l'exige pas. La SNAM devra ainsi rétrocéder de 25 % (en 2002) à 39 % (en 2010) de ses volumes contractés à l'importation, tandis qu'Enagas devra, de 2001 à 2004, rétrocéder 25 % de ses importations de gaz algérien.

Ces dispositions vont permettre à d'autres opérateurs gaziers, notamment Gaz de France, d'intervenir commercialement beaucoup plus rapidement qu'ils n'auraient pu le faire s'ils avaient dû attendre qu'apparaisse un creux dans le bilan des approvisionnements de ces marchés.

Toutefois, l'exemple des conditions dans lesquelles s'effectuent les opérations de rétrocession de gaz en Italie et en Espagne montre bien les limites d'un tel dispositif (cf. supra 1.3) qui présente le caractère d'une répartition n'affectant en rien le volume global des ressources de long terme.

3-Vers la "seconde directive gaz": enjeux et risques

3.1- Les limites de l'orthodoxie libérale

Les positions libérales «classiques», qui ont toujours prévalu dans le cadre de la mise en place du marché intérieur, conduisaient au dogme en vertu duquel, dans un univers totalement libéralisé, les secteurs du gaz et de l'électricité trouveraient spontanément leur équilibre par le simple jeu des forces du marché. Nous savons aujourd'hui que les choses ne sont pas si simples et les opposants à cette théorie ont vu leurs positions confortées par les événements intervenus l'année dernière. En janvier 2001, les pénuries d'électricité constatées en Californie ont conduit à la réintroduction forcée d'une politique dirigiste, tandis que les tensions apparues dans plusieurs régions d'Europe ajoutées, en décembre 2001, à l'effondrement brutal d'Enron qui fut longtemps présenté comme une référence pour l'industrie énergétique de demain, achevaient de montrer la nécessité de la mise en œuvre de stratégies à long terme, tant au niveau des entreprises que des politiques publiques.

Si les promoteurs de la libéralisation européenne sont par essence réticents aux contrats long terme qu'ils considèrent comme un obstacle à l'entrée de nouveaux opérateurs sur le marché, ceux-ci sont pourtant incontournables, surtout en Europe où la raréfaction des ressources locales associée à la progression de la demande rendent indispensable d'importants investissements tant dans l'amont, dans les pays producteurs, que dans les infrastructures de transport. Ces investissements, dont dépendent la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement européen, ne pourront être réalisés que si tous les acteurs (pays producteurs, investisseurs et opérateurs occidentaux) parviennent à maintenir des relations équilibrées, basées sur un partage équitable des risques et des bénéfices que seuls les contrats long terme peuvent garantir.

3.2- Les risques d'une «sur-régulation»

3.2.1- le paradoxe de l'obligation d'investissement

S'il est un point sur lequel le consensus s'est établi, c'est sur l'analyse des causes de la crise californienne de 2001 : un mode d'ouverture du marché inadéquat, qui ne tient pas compte des réalités et des déficiences d'un secteur économique, peut avoir les conséquences les plus dramatiques. C'est parce que l'État de Californie, pour des raisons à la fois politiques et environnementales, a freiné pendant plus de dix ans la construction de nouvelles capacités qu'il était totalement absurde de bloquer les prix dans le seul secteur de la distribution.

Cela a abouti à créer une organisation de marché totalement déficiente. En effet, les distributeurs ont été pris en tenaille entre des prix de gros libres (qui de plus dérapaient suite à la forte augmentation du prix du gaz qui représente plus de 50 % de la production d'électricité en Californie) et des prix aux consommateurs finals gelés par la loi. Ce mode de régulation a généré une surconsommation qui a entraîné à la fois une rupture dans la fourniture d'énergie et la ruine des distributeurs. Si, au contraire, les augmentations des prix de gros avaient été répercutées intégralement, cela aurait entraîné à la fois un comportement plus économe et une prise de conscience plus rapide des causes réelles de la crise, à savoir un manque de capacité de production.

Face à cet exemple, la Commission européenne a proposé, pour éviter toute remise en question, une solution qui ne peut manquer de surprendre : l'introduction d'une obligation d'investissement pour les opérateurs énergétiques. Il semble cependant paradoxal, dans une directive qui a pour objectif principal d'inciter partout où cela est possible à la mise en place de mécanismes de marché, de prévoir une obligation «administrative» d'investir. Outre que cela revient à reconnaître que le libre jeu du marché ne permet pas d'atteindre un niveau d'investissement suffisant, peut-on penser qu'une obligation de ce type est, dans un marché, la solution pour obtenir un niveau adéquat d'investissement ? Le seul système qui permette de concilier réellement les intérêts à court terme des consommateurs et la mise en œuvre des investissements nécessaires est celui qui assure aux opérateurs une rémunération suffisante pour les inciter à engager les investissements requis par l'accroissement de la demande.

3.2.2- La dissociation de propriété, une mesure extrême et risquée

Dans un même ordre d'idée, s'il semble que la dissociation juridique qui viendrait compléter la dissociation comptable (associée à des mesures visant à empêcher les subventions croisées et à garantir la confidentialité des informations commercialement sensibles) imposée par la première directive, est souhaitable. La dissociation de propriété que certaines composantes de la Commission semblent souhaiter est non seulement excessive et inutile, mais également dangereuse. En effet, la condition indispensable au succès de la libéralisation réside dans le comportement non discriminatoire des gestionnaires d'infrastructures vis-à-vis de l'ensemble des utilisateurs : les fournisseurs faisant partie des mêmes entités que les opérateurs d'infrastructures ne doivent pas être favorisés.

La séparation juridique est la mesure de transparence qui permet le mieux d'assurer les deux conditions exprimées ci-dessus. En revanche, la dissociation de propriété qui entraîne *de facto* la désintégration des entreprises chargées du négoce et du transport d'énergie semble excessive voire disproportionnée au regard des objectifs poursuivis, tout au moins dans le système français. Le régulateur y disposera en effet de tous les moyens nécessaires au contrôle du bon fonctionnement concurrentiel du marché : accès aux documents comptables, approbation des tarifs, possibilités de sanction et résolution des litiges.

En poussant à son terme cette logique de dissociation de propriété il deviendrait possible par exemple d'imposer aux compagnies pétrolières de choisir entre la production de brut et celle de produits, voire entre cette dernière et la distribution. Donc, à terme, il serait possible de s'opposer au maintien de sociétés industrielles intégrées et l'on aboutirait, dans le secteur gazier, à la généralisation de deux entités respectivement en charge de la fourniture d'énergie et des activités d'infrastructures. Cette solution entraîne un risque de fragilisation du système énergétique, notamment dans les pays où les entreprises chargées de la fourniture ne sont pas en possession d'actifs «amont» significatifs.

3.2.3- Les excès d'une libéralisation bureaucratique

Aux exemples évoqués ci-dessus qui montrent à la fois les contradictions de la Commission et son excès de dirigisme en matière de régulation, on peut également ajouter l'exemple très représentatif de l'accès des tiers aux stockages. En effet, si le marché gazier, de par sa consommation fortement modulée, nécessite de la part des fournisseurs une offre permettant de gérer les déséquilibres «entrée-sortie» du réseau, celle-ci peut être obtenue par des moyens très divers: l'accès au stockage, certes, mais également l'utilisation de la flexibilité à la production, le recours aux fournitures spot ou aux flexibilités liées à la chaîne de gaz naturel liquéfié.

Or, alors qu'il existe aujourd'hui en Europe un marché concurrentiel de la modulation, la Commission propose d'imposer un accès généralisé des tiers aux stockages physiques (auquel la France reste fermement opposée), c'est-à-dire une régulation superfétatoire qui va au-delà des nécessités de la concurrence. Pour renforcer la démonstration on peut ajouter, sans entrer dans le détail, que la proposition de la Commission de remplacer l'actuelle directive «transit», qui fonctionne parfaitement, par une tarification *a priori* relève de la même approche.

Il apparaît de plus en plus évident que la Commission, très influencée par le modèle britannique qui reste conditionné par des contraintes géographiques et géologiques très spécifiques, en vient, souvent en totale contradiction avec les fondamentaux de l'économie libérale, à imposer une sur-régulation aussi illégitime que dangereuse. Si l'on se place du point de vue français il paraît en tous cas choquant de remplacer un interventionnisme national qui repose sur une double légitimité historique et démocratique par un dirigisme européen qui ne bénéficie à ce jour d'aucune de ces légitimités.

3.3- Les contraintes du Service public

On atteint ici le cœur des intérêts et des exigences françaises. Comme ce fut le cas lors de l'ouverture du secteur de l'électricité, la France a mis en avant tout au long des négociations l'impératif du service public pour s'opposer à une ouverture totale du marché, intégrant les consommateurs domestiques.

Même si la population française desservie par le réseau de Gaz de France et les 17 régions municipales dont l'autonomie a été maintenue par la loi de 1946 n'est actuellement que de 70 % (elle doit se poursuivre dans le cadre du plan de desserte gazière d'avril 2000), la problématique est absolument identique à celle du service public de l'électricité. Elle repose donc sur le principe de la péréquation tarifaire qui exclut toute libéralisation du marché des particuliers.

La prise de position de la ministre française lors du Conseil des ministres européen de l'énergie du 4 octobre dernier, indiquant que la France serait prête à accepter une libéralisation totale des marchés du gaz et de l'électricité a donc surpris. Il convient cependant de la relativiser car, d'une part aucune date n'est retenue (Nicole Fontaine a parlé de 2008 ou 2009) et d'autre part la ministre a confirmé que cette option serait conditionnée par la réussite de l'ouverture du marché des professionnels et par l'obligation pour les acteurs des futurs marchés de respecter certaines obligations de service public. De nombreux éclaircissements devront donc être apportés à cette position.

Conclusions et perspectives

Au vu de ce qui précède il est permis de penser que, comme cela s'est produit pour la première phase de libéralisation, c'est une certaine forme de pragmatisme qui l'emportera après une première phase de crispation sur des positions théoriques antagonistes. À ce jour, le débat et les négociations n'ont pas encore permis de faire émerger clairement les conditions d'un équilibre satisfaisant entre marché, régulation et intérêt général.

Cela dit, un certain nombre d'évidences s'imposent à tous et il apparaîtra difficile de les contourner, sauf à prendre des risques graves et difficilement supportables sur un plan politique.

Tout d'abord en matière énergétique en général et plus particulièrement dans le domaine du gaz naturel, compte tenu à la fois de la très forte dépendance de l'Union européenne vis-à-vis de sources d'approvisionnement extérieures et des spécificités techniques de cette énergie, le marché paraît incapable d'atteindre spontanément un équilibre concurrentiel satisfaisant.

Ensuite, un marché intérieur totalement libéralisé apparaît impuissant à répondre aux exigences de l'intérêt général, que ce soit sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, des contraintes de service public, de l'aménagement du territoire ou du respect de l'environnement.

Les États devront donc convaincre la Commission qu'une ouverture progressive et limitée est préférable à une sur-régulation caricaturale qui serait de toute façon, à l'échelle de l'Union européenne, inopérante à pallier les déficiences du marché.

ANNEXE

Synthèse et recommandations du rapport d'étape de la Commission de Régulation de l'Électricité sur l'ouverture du marché gazier français (janvier 2002)

Le présent rapport fait suite à celui qui a été demandé le 3 août 2000 par le ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie ainsi que par le Secrétaire d'Etat à l'Industrie et remis le 30 avril 2001. Dans une nouvelle lettre de mission, en date du 9 juillet 2001 (cf. annexe 1), les ministres ont demandé de poursuivre l'analyse des évolutions souhaitables de la tarification du transport du gaz et d'examiner également un ensemble de questions relatives à l'ouverture à la concurrence sur le marché français.

Le présent rapport d'étape, rédigé après une consultation des parties prenantes au cours du deuxième semestre 2001, permet de présenter l'ouverture du marché français depuis août 2000 et de formuler des premières recommandations sur l'ensemble des sujets faisant l'objet de la lettre de mission.

Le taux d'ouverture réel, exprimé en pourcentage de la consommation de la clientèle ayant changé de fournisseurs par rapport aux consommations éligibles totales, est, au début 2002, de 17 % du marché ouvert à la concurrence, soit environ 4 % du marché national, toutes utilisations confondues.

Ce taux de 4 % reste faible, même s'il est comparable à ceux constatés dans la plupart des autres pays européens, lorsqu'on exclut l'alimentation des centrales électriques, généralement transférée des opérateurs gaziers historiques aux opérateurs électriques historiques. Il traduit la difficulté structurelle de l'ouverture des marchés gaziers, déjà signalée dans le précédent rapport, liée à la dépendance de l'offre de gaz à des sources extérieures à l'Union européenne et à la persistance des contrats de fourniture à long terme « take or pay », avec des prix rendus égaux, quelle que soit la destination et interdiction de revente sur le parcours.

Des modalités spécifiques de mise en œuvre de l'ouverture des réseaux gaziers français pénalisent, également, les consommateurs éligibles :

- les barèmes mis en place par les opérateurs, en août 2000, de type « point à point, à la distance » entraînent des coûts de transport dissuasifs, au-delà d'une certaine distance des points d'injection contractuels du gaz, à la frontière. Dans la mesure où les points d'injection accessibles, en pratique, aux nouveaux intervenants sont situés au nord, on constate que les sites ayant changé de fournisseurs sont tous situés dans la moitié nord de la France, à l'exception des clients éligibles de la zone CFM acquis par Gaz de France Négoco, dans le cadre des contrats multi-sites ;
- en n'autorisant pas les intervenants à souscrire, dans le cadre de l'accès des tiers aux réseaux (ATR), des capacités de transport pour des durées infra-annuelles et à procéder à des échanges de volumes de capacités et de modulation aux principaux nœuds du réseau, les opérateurs rendent, en pratique, impossible la création de marchés secondaires (ou *hubs*) en France. De tels marchés sont, au contraire, en plein développement dans le reste de l'Europe et permettent aux nouveaux fournisseurs de disposer d'outils commerciaux pour une gestion optimisée d'un portefeuille de sites diversifiés, tant géographiquement qu'en importance des consommations ;

- la lourdeur des modalités contractuelles d'accès aux réseaux est de nature à décourager les initiatives des clients éligibles de moindre importance. À cet égard, on constate que la consommation moyenne de ceux qui ont bénéficié de l'ouverture du marché est de 1,25 TWh par site, soit plus de quatre fois le seuil actuel d'éligibilité, ce qui fait apparaître que le bénéfice de l'ouverture du marché est limité aux très gros consommateurs de gaz. L'abaissement du seuil d'éligibilité à 0,16 TWh en 2003 risque donc de ne pas conduire à une évolution sensible de l'ouverture du marché si les modalités qui précèdent ne sont pas corrigées ;
- l'ATR est aujourd'hui appliqué en France par les opérateurs historiques d'une part, aux clients éligibles ayant changé de fournisseur (4 % du marché) et d'autre part, aux entités négoce des opérateurs historiques pour approvisionner l'ensemble de leur clientèle non éligible (80 % du marché) et de la clientèle éligible conservée (16 % du marché). En n'identifiant pas, dans la facturation aux clients éligibles conservés, la part afférente au transport (suivant les barèmes d'ATR publiés) et celle représentative du prix du gaz importé, les opérateurs historiques conservent la faculté de pratiquer des rabais sur les tarifs intégrés de fourniture, alors qu'une concurrence équitable ne devrait porter que sur le seul prix d'importation du gaz.

S'agissant, en premier lieu, de la tarification du transport du gaz, le rapport examine à la fois la structure des barèmes et leurs niveaux :

- il confirme l'intérêt théorique du modèle « nodal » ou « entrée/sortie » découlant des travaux du groupe « Bergougnoux », mais fait apparaître que ce modèle repose sur des choix de scénarios de fonctionnement des réseaux - et de leur pondération - comportant une part notable d'arbitraire. C'est pourquoi il suggère de poursuivre l'analyse critique de la faisabilité de la mise en œuvre d'un tel tarif en France ;
- il conforte la pertinence d'une méthodologie simplifiée de calcul des structures tarifaires, produisant les mêmes effets d'atténuation du facteur distance que le modèle théorique. Il relève, à cet égard, que les nouveaux barèmes d'ATR de Gaz de France et CFM, dont la mise en application est prévue à partir du 1^{er} janvier 2002, constituent un premier pas positif – mais bien trop limité - en vue de l'extension à la moitié sud de la France du bénéfice effectif de l'éligibilité. Ces nouveaux barèmes laissent, en effet, subsister une distorsion importante (0,036 c €/kWh, soit 55 % du coût moyen d'acheminement) entre Gaz de France Négocie et un fournisseur n'ayant accès qu'à un seul point d'entrée sur le réseau, au nord de la France. Le rapport détermine donc les paramètres essentiels d'une structure tarifaire cible permettant de corriger les distorsions résiduelles entre les nouveaux entrants et les fournisseurs historiques, tout en assurant les conditions d'une perception autonome des recettes tarifaires pour chacun des opérateurs de transport ;
- il examine la problématique des niveaux tarifaires, en relevant que la méthodologie retenue par les opérateurs français est comparable à celle des autres grands opérateurs européens dans la mesure où ils retiennent, en particulier, une approche fondée sur la valeur économique des actifs de réseau. À cet égard, la loi de finances rectificative pour 2001 a prévu qu'une commission spéciale arrêtera la valeur de cession des réseaux aux opérateurs gaziers ; cette valeur sera naturellement incontournable pour déterminer l'assiette des capitaux à rémunérer. Enfin, la question du taux de rémunération des actifs est identifiée comme point de discussion, les opérateurs ayant retenu en France un taux de 8 % en valeur réelle avant impôt, des taux de 6 à 8 % étant constatés dans d'autres pays

européens.

S'agissant, en second lieu, de l'établissement de conditions globalement plus favorables à l'émergence en France d'un marché gazier accessible au plus grand nombre de clients éligibles, le rapport met en évidence les principaux axes de progrès suivants :

- l'opportunité, tant au plan de la souplesse dans l'accès au réseau que de l'optimisation économique de son utilisation, de l'élargissement à des périodes infra-annuelles de la durée des engagements de souscription, comme cela est déjà le cas au Royaume-Uni, en Allemagne et aux Pays-Bas ;
- l'extension à chacun des six points de modulation du réseau national des possibilités d'échange de gaz entre les clients de l'ATR. Ainsi, pourraient être créées en France les conditions permettant aux différents intervenants sur le réseau d'échanger des volumes de gaz et des capacités de transport en ces points, comme cela se pratique déjà en divers *hubs* gaziers européens (Bacton au Royaume-Uni, Zeebrugge en Belgique, Emden/Bunde en Allemagne, Baumgarten en Autriche, ...) et de faire participer les acteurs français à la constitution d'un marché paneuropéen du gaz au moment où se développent des marchés équivalents pour l'électricité ;
- la transparence dans l'information sur les capacités disponibles aux points d'entrée du réseau français. Il est suggéré, sur ce point, d'approfondir la réflexion avec les opérateurs gaziers, tant en ce qui concerne les capacités techniques et l'ordre de priorité des souscriptions, que les modalités d'affectation des capacités contraintes.

Le rapport rend compte, enfin, de l'état d'avancement des travaux des opérateurs gaziers en matière de dissociation comptable. Il relève qu'un schéma, initialement proposé par Gaz de France, isolant au sein d'une « fonction investisseur » l'ensemble des éléments de haut de bilan des activités de transport, stockage et distribution, a été écarté, en faveur d'un schéma de dissociation comptable reflétant mieux les contours économiques de ces activités et leurs relations financières, tout en respectant la fluidité des cash-flows au sein de l'entreprise. Par ailleurs, un tel schéma est compatible avec l'évolution juridique de l'activité transport envisagée par le projet de nouvelle directive européenne ; son adoption évitera donc, le moment venu, un nouveau changement important des principes et systèmes comptables de Gaz de France.

Les travaux entrepris seront poursuivis pour qu'un rapport définitif soit adressé aux ministres, conformément aux termes de la lettre de mission. Ils viseront à accompagner les efforts des opérateurs gaziers en vue d'une ouverture maîtrisée du marché gazier français, dans la prolongation de l'évolution commencée en août 2000.

Dans ce contexte, les refus d'accès opposés par l'Espagne aux opérateurs français, Gaz de France et TotalFinaElf (TFE), ne peuvent trouver une justification dans l'absence de réciprocité, au sens même de la directive, c'est-à-dire en termes d'accès équitable aux mêmes catégories de consommateurs dans les deux pays. Il n'en demeure pas moins que l'absence de transposition en France de la Directive 98/30/CE, plus de seize mois après son entrée en vigueur, présente des inconvénients sans cesse croissants : au plan interne, en laissant à l'initiative des opérateurs historiques un ensemble de mesures qui devraient être placées sous le contrôle du régulateur et au plan externe, en alimentant à l'étranger un ostracisme commercial vis-à-vis des opérateurs français.

A contrario, le retard pris par la France dans la transposition de la directive de 1998 pourrait être valablement utilisé en retenant, dans la future loi gazière française, certaines des dispositions du projet de deuxième directive gaz en cours d'élaboration.

À cet égard, devraient être examinées les dispositions relatives à la filialisation des activités de réseaux de Gaz de France (celle de TotalFinaElf étant déjà réalisée avec GSO) et, d'autre part, la mise en place d'une procédure de fixation des barèmes d'ATR facilitant la concertation entre les parties prenantes. Sur ce dernier point, il est suggéré que les tarifs d'ATR devant être soumis à l'approbation du régulateur soient élaborés par les opérateurs conformément à des principes généraux, préalablement fixés par le régulateur, dans le cadre d'une concertation avec les intéressés.

Au stade de ce rapport d'étape, les recommandations les plus importantes qui en découlent sont résumées ci-dessous ; elles seront approfondies et consolidées dans le rapport définitif.

PRINCIPALES RECOMMANDATIONS

TARIFICATION

- Structure du tarif de transport
 - poursuivre l'évolution tarifaire traduite dans les nouveaux barèmes provisoires en vigueur au 1^{er} janvier 2002, visant à une réduction de l'effet distance ;
 - valider avec les opérateurs gaziers le modèle tarifaire simplifié proposé dans le rapport pour l'élaboration d'un tarif cible devant être mis en place dès l'entrée en vigueur de la loi gazière.
- Niveau du tarif de transport
 - prendre en compte les actifs immobilisés à leur valeur économique telle qu'elle sera fixée par la commission spéciale, instituée par l'article 81 de la loi de finance rectificative pour 2001 ;
 - réexaminer les taux de rémunération du capital retenus par les opérateurs dans les barèmes provisoires (8 % réels avant impôt) ;
 - valider le niveau des charges d'exploitation telles qu'elles ressortent, notamment de la comptabilité dissociée ;
 - prendre en compte les gains de productivité dans l'évolution des tarifs.
- Conditions d'accès aux installations de GNL
 - mettre en place une offre de lissage des volumes regazéifiés, qui n'empêche plus l'accès du marché français aux cargaisons spot de GNL.
- Elaboration des tarifs d'ATR
 - prévoir, dans le projet de loi gazière française, l'intervention du régulateur, en concertation avec les parties prenantes, dès la fixation des principes généraux d'élaboration des tarifs en vue de faciliter l'approbation ultérieure de ceux-ci.

MODALITES DE MISE EN ŒUVRE DE L'ATR

- Contrat de transport
 - étendre la contractualisation du transport, suivant les barèmes d'ATR publiés, à la clientèle éligible conservée par les opérateurs historiques ;
 - assouplir les conditions de réservation de capacités de transport, en particulier en termes de durée (contrats infra-annuels).
- Modulation/Equilibrage
 - autoriser les échanges de gaz, de modulation et de capacités de transport entre les expéditeurs, au droit des principaux nœuds du réseau, de manière à permettre la création de marchés secondaires comparables aux *hubs* en voie de généralisation en Europe.
- Congestions et refus d'ATR
 - donner la priorité aux renforcements des infrastructures aux points d'entrée du réseau de transport, y compris les terminaux de regazéification de GNL pour ne pas avoir à gérer des congestions permanentes qui seront autant d'obstacles à la réalisation d'un marché unique européen ;
 - assurer la transparence des capacités disponibles en ces points (publication) ;
 - assurer l'égalité de traitement entre les clients éligibles, qu'ils aient ou non changé de fournisseur.

DISSOCIATION DES ACTIVITES

- veiller à l'adoption par Gaz de France de comptes dissociés dont les bilans retracent l'ensemble des éléments d'actifs et de passifs de chacune des activités dissociées ;
- anticiper sur la future directive gazière pour mettre en place la séparation juridique de l'activité transport et la séparation comptable de l'activité négoce de gaz naturel.

Déjà parus

CEG-1. D. PERRUCHET, J.-P. CUEILLE,

Compagnies pétrolières internationales : intégration verticale et niveau de risque.
Novembre 1990

CEG-2. C. BARRET, P. CHOLLET,

Canadian gas exports: modeling a market in disequilibrium.
Juin 1990

CEG-3. J.-P. FAVENNEC, V. PREVOT,

Raffinage et environnement.
Janvier 1991

CEG-4. D. BABUSIAUX,

Note sur le choix des investissements en présence de rationnement du capital.
Janvier 1990

CEG-5. J.-L. KARNIK,

Les résultats financiers des sociétés de raffinage distribution en France 1978-89.
Mars 1991

CEG-6. I. CADORET, P. RENOU,

Élasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991

CEG-7. I. CADORET, J.-L. KARNIK,

Modélisation de la demande de gaz naturel dans le secteur domestique : France, Italie, Royaume-Uni 1978-1989.
Juillet 1991

CEG-8. J.-M. BREUIL,

Émissions de SO₂ dans l'industrie française : une approche technico-économique.
Septembre 1991

CEG-9. A. FAUVEAU, P. CHOLLET, F. LANTZ,

Changements structurels dans un modèle économétrique de demande de carburant.
Octobre 1991

CEG-10. P. RENOU,

Modélisation des substitutions énergétiques dans les pays de l'OCDE.
Décembre 1991

CEG-11. E. DELAFOSSE,

Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolutions et enseignements.
Juin 1992

CEG-12. F. LANTZ, C. IOANNIDIS,

Analysis of the French gasoline market since the deregulation of prices.
Juillet 1992

CEG-13. K. FAID,

Analysis of the American oil futures market.
Décembre 1992

CEG-14. S. NACHET,

La réglementation internationale pour la prévention et l'indemnisation des pollutions maritimes par les hydrocarbures.
Mars 1993

CEG-15. J.-L. KARNIK, R. BAKER, D. PERRUCHET,

Les compagnies pétrolières : 1973-1993, vingt ans après.
Juillet 1993

CEG-16. N. ALBA-SAUNAL,

Environnement et élasticités de substitution dans l'industrie ; méthodes et interrogations pour l'avenir.
Septembre 1993

CEG-17. E. DELAFOSSE,

Pays en développement et enjeux gaziers : prendre en compte les contraintes d'accès aux ressources locales.
Octobre 1993

CEG-18. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX*,

L'industrie du raffinage dans le Golfe arabe, en Asie et en Europe : comparaison et interdépendance.
Octobre 1993

CEG-19. S. FURLAN,

L'apport de la théorie économique à la définition d'externalité.
Juin 1994

CEG-20. M. CADREN,

Analyse économétrique de l'intégration européenne des produits pétroliers : le marché du diesel en Allemagne et en France.
Novembre 1994

CEG-21. J.L. KARNIK, J. MASSERON*,

L'impact du progrès technique sur l'industrie du pétrole.
Janvier 1995

CEG-22. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,

L'avenir de l'industrie du raffinage.
Janvier 1995

CEG- 23. D. BABUSIAUX, S. YAFIL*,

Relations entre taux de rentabilité interne et taux de rendement comptable.
Mai 1995

CEG-24. D. BABUSIAUX, J. JAYLET*,

Calculs de rentabilité et mode de financement des investissements, vers une nouvelle méthode ?
Juin 1996

CEG-25. J.P. CUEILLE, J. MASSERON*,

Coûts de production des énergies fossiles : situation actuelle et perspectives.
Juillet 1996

CEG-26. J.P. CUEILLE, E. JOURDAIN,

Réductions des externalités : impacts du progrès technique et de l'amélioration de l'efficacité énergétique.
Janvier 1997

CEG-27. J.P. CUEILLE, E. DOS SANTOS,

Approche évolutionniste de la compétitivité des activités amont de la filière pétrolière dans une perspective de long terme.
Février 1997

CEG-28. C. BAUDOUIN, J.P. FAVENNEC,

Marges et perspectives du raffinage.
Avril 1997

CEG-29. P. COUSSY, S. FURLAN, E. JOURDAIN, G. LANDRIEU, J.V. SPADARO, A. RABL,
Tentative d'évaluation monétaire des coûts externes liés à la pollution automobile : difficultés méthodologiques et étude de cas.
Février 1998

CEG-30. J.P. INDJEHAGOPIAN, F. LANTZ, V. SIMON,
Dynamique des prix sur le marché des fiouls domestiques en Europe.
Octobre 1998

CEG-31. A. PIERRU, A. MAURO,
Actions et obligations : des options qui s'ignorent.
Janvier 1999

CEG-32. V. LEPEZ, G. MANDONNET,
Problèmes de robustesse dans l'estimation des réserves ultimes de pétrole conventionnel.
Mars 1999

CEG-33. J. P. FAVENNEC, P. COPINSCHI,
L'amont pétrolier en Afrique de l'Ouest, état des lieux
Octobre 1999

CEG-34. D. BABUSIAUX,
Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques : le pétrole.
Novembre 1999

CEG-35. D. RILEY,
The Euro
Février 2000

CEG-36. et 36bis. D. BABUSIAUX, A. PIERRU*,
Calculs de rentabilité et mode de financement des projets d'investissements : propositions méthodologiques.
Avril 2000 et septembre 2000

CEG-37. P. ALBA, O. RECH,
Peut-on améliorer les prévisions énergétiques ?
Mai 2000

CEG-38. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,
Quel futur pour le prix du brut ?
Septembre 2000

ECO-39. S. JUAN, F. LANTZ,
La mise en œuvre des techniques de Bootstrap pour la prévision économétrique : application à l'industrie automobile
Novembre 2000

ECO-40. A. PIERRU, D. BABUSIAUX,
Coût du capital et étude de rentabilité d'investissement : une formulation unique de l'ensemble des méthodes.
Novembre 2000

ECO-41. D. BABUSIAUX,
Les émissions de CO₂ en raffinerie et leur affectation aux différents produits finis
Décembre 2000

ECO-42. D. BABUSIAUX,

Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut.
Décembre 2000

ECO-43. P. COPINSCHI,

Stratégie des acteurs sur la scène pétrolière africaine (golfe de Guinée).
Janvier 2001

ECO-44. V. LEPEZ,

Modélisation de la distribution de la taille des champs d'un système pétrolier, LogNormale ou Fractale ? Une approche unificatrice.
Janvier 2001

ECO-45. S. BARREAU,

Innovations et stratégie de croissance externe : Le cas des entreprises parapétrolières.
Juin 2001

ECO-46. J.P. CUEILLE*,

Les groupes pétroliers en 2000 : analyse de leur situation financière.
Septembre 2001

ECO-47. T. CAVATORTA,

La libéralisation du secteur électrique de l'Union européenne et son impact sur la nouvelle organisation électrique française.
Décembre 2001

ECO-48. P. ALBA, O. RECH,

Contribution à l'élaboration des scénarios énergétiques.
Décembre 2001

ECO-49. A. PIERRU*,

Extension d'un théorème de dualité en programmation linéaire : Application à la décomposition de coûts marginaux de long terme.
Avril 2002

* une version anglaise de cet article est disponible sur demande