

CREDEN

CAHIERS DE RECHERCHE

**L'APPROVISIONNEMENT GAZIER SUR UN
MARCHÉ OLIGOPOLISTIQUE : UNE ANALYSE
PAR LA THÉORIE ÉCONOMIQUE**

Vincent GIRAULT

Cahier N° 05.04.56

lundi 4 avril 2005

*Centre de Recherche en Économie et Droit de l'Énergie
CREDEN - Équipe du LASER*

Université de Montpellier I
Faculté des Sciences Économiques -C.S. 79606
34960 Montpellier Cedex 2, France
Tel. : 33 (0)4 67 15 84 03
Fax. : 33 (0)4 67 15 84 04
e-mail : vincent.girault@univ-montp1.fr

L'approvisionnement gazier sur un marché oligopolistique : Une analyse par la théorie économique

Vincent Girault¹ CREDEN /LASER - EDF R&D.

Avril 2005

Résumé : L'objectif de notre analyse est de déterminer quels sont les facteurs qui influencent le portefeuille d'approvisionnement d'un entrant sur le marché gazier européen. L'augmentation de la dépendance des importateurs européens, la sécurité des approvisionnements et la diversification des offres d'énergies entraînent une concurrence oligopolistique sur le marché européen. Les acteurs, gaziers ou électriciens du marché européen, adaptent leurs comportements pour faire face à la concurrence et aux réactions des producteurs gaziers. La construction d'un portefeuille d'approvisionnement est déterminante pour permettre aux firmes européennes de se concurrencer.

¹ Thésard au Centre de Recherche en Economie et Droit de l'ENergie, Université de Montpellier I.
www.sceco.univ-montp1.fr/creden. Electricité de France R&D, 1 avenue du Général de Gaulle, groupe TESE,
R19, 92141 Clamart CEDEX, FRANCE - Mail: vincent.girault@univ-montp1.fr

1. Introduction

La structure oligopolistique marché du gaz naturel en Europe nous amène à étudier en quoi ce mode de concurrence affecte les traditionnels moyens d'approvisionnement des anciens monopoles nationaux. Quels sont les principaux moyens d'approvisionnements à la disposition des acteurs du marché gazier européen ?

Depuis le début de son exploitation, le gaz naturel est principalement échangé par contrats de long terme mais, depuis quelques années, il s'échange aussi sur des marchés spots de court terme pour de faibles quantités. Un contrat de long terme se conclut entre un producteur et un distributeur, il fixe l'évolution des quantités à livrer et de leurs prix (pour l'instant, souvent liés au cours du pétrole) pour une période de 15 à 25 ans. Depuis une dizaine d'années, le gaz naturel commence à être échangé sur les marchés spots. Les marchés spots sont des lieux d'échange de gaz semblables à une bourse pour les marchandises. Cependant en Europe, ces échanges de court terme restent limités et ne peuvent pas être l'unique source d'approvisionnement des pays européens. Pour favoriser l'entrée d'acteurs sur le marché gazier, plusieurs pays européens mettent en place des programmes de *gas release* qui obligent l'opérateur historique à rétrocéder une partie de ses approvisionnements gaziers. Enfin, les stratégies d'intégration permettent à un acteur d'acquérir un portefeuille d'approvisionnement en fusionnant avec un concurrent du marché gazier.

2. Les modes d'approvisionnements

Nous avons donc trois principales sources d'approvisionnement en gaz naturel, les contrats de long terme basés sur la logique net back et relativement rigides, les marchés de courts terme (spots) plus risqués dont le développement est soutenu par des programmes de *gas release* (solution temporaire) et pour finir, les intégrations horizontale ou verticale. Analysons plus en détails quelles sont les spécificités de ces modes d'approvisionnement.

2.1. *Les contrats de long terme assurent l'arrivée de gaz*

2.1.1. **Importance du coût d'approvisionnement**

Regardons brièvement pourquoi les régulateurs accordent autant d'importance à la tarification de l'accès aux réseaux. L'infrastructure de transport présente les caractéristiques du monopole naturel, c'est-à-dire qu'une seule entreprise est plus efficace que plusieurs en concurrence. Ainsi, la firme qui détient le réseau a un pouvoir important qui justifie sa régulation ou son

contrôle par l'Etat. En effet, en raison des coûts fixes importants, il est trop coûteux de dupliquer les réseaux de transport et distribution de gaz naturel. De plus, les économies d'échelle et les économies d'envergure rendent la fonction de coûts sous additive² ce qui signifie qu'une seule fonction de coût pour tous les outputs est toujours inférieure à la somme des fonctions de coûts de chaque output produit séparément. Enfin, la gestion d'un réseau est plus efficace lorsqu'elle est centralisée. La Commission Européenne met en œuvre des politiques pour que l'accès au réseau de transport de gaz naturel ne freine pas le développement de la concurrence sur un marché déjà concentré. Le rapport annuel, européen, sur l'évolution de l'ouverture des marchés de l'énergie précise qu'il y a un « *manque de cohérence entre les structures de tarification des différents exploitants de systèmes de transport a également empêché la concurrence dans certains domaines. Pour transporter du gaz de Zeebruges à Budapest, par exemple, il faudrait utiliser au moins cinq réseaux différents. La complexité du calcul de la redevance serait très dissuasive pour tout utilisateur des réseaux* ». Donc au niveau européen les régulateurs doivent offrir des tarifs d'accès aux réseaux concurrentiels. Pour ce qui est du transport international, les firmes financent les projets de gazoducs et d'infrastructures GNL par des contrats de long terme ou par des participations avec d'autres gaziers. Regardons quelles sont les principales caractéristiques du transport international du gaz.

Comme pour le pétrole, les coûts d'exploration/production du gaz naturel sont très élevés. En revanche, du fait de son état gazeux, le gaz naturel est beaucoup plus cher à transporter. Ainsi, une tonne de gaz représente un volume 1300 fois supérieur à celui de l'équivalent énergétique de 0,89 tonne de pétrole. Historiquement, le gaz naturel est transporté par gazoducs, sur une distance pouvant aller jusqu'à 6000 Km. Le transport par gazoducs présente l'avantage d'avoir des rendements d'échelle croissants. En effet, les volumes de gaz transportés augmentent plus que proportionnellement au diamètre du pipeline, de plus son coût de construction reste proportionnel au diamètre. Cependant, pour de longues distances, le transport par pipeline est trop coûteux, alors le Gaz Naturel est Liquéfié (GNL). C'est-à-dire que le gaz est refroidi à une température de -160°C, il devient liquide et son volume est réduit par 600. Ensuite le GNL est chargé sur des méthaniers et regazéifié dans le port d'arrivée. Ce moyen de transport est rentable à partir d'une distance de 3000 Km pour de petites quantités (<3Gm³ par an) ou de 6000 Km pour de plus importantes quantités (>253Gm³ par an). Les

² Définition de Baumol, Panzar et Willig en 1982.

avantages du GNL sont que les coûts d'investissements (IAE, 2003) sont en baisse depuis quelques années et qu'il permet une plus grande flexibilité dans la destination des cargaisons. De ce fait, les transporteurs de GNL peuvent modifier le lieu d'arrivée de leur méthanier, sans subir un surcoût trop important, selon le prix du gaz sur les marchés ou selon les besoins des consommateurs. Il facilite donc l'interconnexion des marchés. Le commerce international du GNL représente 10% des échanges de gaz naturel en 2003. Pour ce qui est du progrès technique sur la chaîne du GNL, les coûts ont baissé ces dernières années. En effet, d'après le Gas Technology Institute (GTI) : « The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook » (décembre 2003), les coûts de liquéfaction ont baissé de 35 à 50 % ces dix dernières années. Le coût en capital des usines est passé de plus de 500 US\$ à moins de 200 US\$ par tonne de capacité de liquéfaction annuelle. Les coûts de construction des tankers GNL est passé de 280 million US\$ (nominal) vers le milieu des années 1980 à environ 155 million US\$ en 2003. Regardons quels sont les principaux composant du coût d'installation d'une chaîne GNL :

- Extraction du gaz et transport jusqu'à l'usine de liquéfaction, ce qui représente 15 à 20 % des coûts.
- L'usine GNL: traitement du gaz, liquéfaction, chargement des navire GNL et stockage, ce qui représente 30 à 45 % des coûts.
- Transport du GNL par navire, ce qui représente 10 à 30% des coûts.
- Terminal de réception: déchargement, stockage, regasification et distribution, ce qui représente 15 à 25 % des coûts.

Pour financer leurs projets nécessaires à l'approvisionnement gazier et assurer l'arrivée de gaz en Europe, les groupes mettent en place essentiellement des contrats de long terme. Examinons à présent quelles sont les caractéristiques de ces contrats.

2.1.2. Caractéristiques des contrats de long terme

Un contrat de long terme spécifie les quantités et prix du gaz qu'un producteur devra livrer à un fournisseur pour une période déterminée. Ainsi, un contrat assure le producteur pour le financement de l'infrastructure nécessaire à la production et l'acheminement du gaz et il est favorable à la sécurité des approvisionnements pour le fournisseur. Les contrats de long terme se sont beaucoup développés dans les années 70 pour étendre le réseau de transport européen. Les contrats de long terme sont assortis de clauses de destination et de *Take or Pay*. La clause de destination oblige les distributeurs à enlever le gaz à l'endroit désigné par le

contrat et à le vendre sur le marché indiqué. Ainsi du gaz enlevé par un acteur français à la frontière Allemande ne peut être revendu sur le marché allemand. La clause *Take or Pay* oblige à enlever toute la quantité contractée. L'objectif de ces clauses est de partager les risques entre le producteur et l'acheteur et aussi d'assurer le financement d'investissements importants tels que l'installation des gazoducs, la mise en service de champs gaziers. Ces coûts sont des coûts fixes irrécupérables, ou *sunk costs*. Les contrats sont donc plus complexes qu'un simple couple quantité/prix. Dans ces contrats, le prix du gaz est lié à la logique net back. Malgré le fait que certains secteurs aient une élasticité moins sensible, le gaz naturel est considéré comme substituable dans tous ses usages, il n'a donc pas d'usage captif. Son prix sur le marché final doit rester compétitif. Dans ce cadre, les prix du gaz (FOB en général, frontière du pays producteur) sont négociés sur la base des prix de ses substituts éventuels sur le marché final, auxquels les coûts de distribution, de stockage, et éventuellement de transport sont retranchés. Les formules de prix sont indexées et revues régulièrement. Le processus d'indexation est déterminé lors de la négociation du contrat de long terme et selon le pouvoir de marché du producteur ou du consommateur. Souvent, le prix est lié à l'énergie fossile qui favorise celui qui a le plus fort pouvoir de négociation.

A long terme, un opérateur doit donc avoir une source d'approvisionnement sûre et efficace, c'est-à-dire qu'il s'assure une arrivée de gaz constante et à un prix concurrentiel. Les contrats de long terme assurent cette stabilité avec comme l'indique leur nom, leur objectif de long terme. Cependant, à court terme, les fournisseurs européens doivent aussi pouvoir répondre à la demande, sans déstabiliser l'équilibre du réseau. A ce niveau, la sécurité des approvisionnements passe par la disponibilité physique de la molécule. L'importateur de gaz doit s'assurer qu'il y ait assez de gaz au niveau de la production puis, qu'il puisse le transporter jusqu'à destination et le stocker, il doit aussi pouvoir l'acheminer jusqu'au client final. Ils ont donc besoin de flexibilité. Pour diversifier les risques, les importateurs (fournisseurs européens dans notre cas) de gaz constituent leur portefeuille d'approvisionnement avec des contrats de long terme, signés avec différents producteurs et à différents prix. Donc, un portefeuille gazier n'est pas constitué que de sources de gaz à bas prix. Comme nous venons de le voir, les contrats de long terme sont utiles à la sécurité des approvisionnements mais ils freinent le développement d'une concurrence en prix sur le marché du gaz et ils manquent de flexibilité. Cette flexibilité peut être introduite par un assouplissement des clauses des contrats de long terme et par un recours aux marchés spots que nous étudions ci-après.

2.2. Les marchés de court terme

2.2.1. Hubs Européens

Depuis le milieu des années 1990, le marché spot gazier de Grande Bretagne, le National Balancing Point (NBP), est assez efficace. C'est-à-dire qu'il est assez liquide et que le prix reflète les conditions du marché, l'état de l'offre et de la demande. Ce marché s'est développé lorsque les gaziers ont eu besoin d'équilibrer leurs position sur le réseau de transport, ils se sont alors échangé du gaz. A peu près 15% du gaz importé est échangé sur le NBP, 15 % sont vendus par des contrats de un à cinq ans et le reste par contrats de long terme.

Pour le reste de l'Europe, il n'y a encore que le marché spot de Zeebrugge qui est actif. Zeebrugge est principalement détenu par Distrigas³ qui fait appel au marché spot de Zeebrugge pour satisfaire 19% de sa demande. Ce hub est situé à l'intersection des pipelines venant de Grande Bretagne (GB) et de Norvège. Le Huberator (Fluxys) est l'opérateur du hub, il a environ 54 utilisateurs. En 2002, les échanges sur ce marché se sont élevés à un niveau de 67 bcm, sachant que la capacité physique maximale est de 40 bcm. Les prix sur ce marché sont fortement liés à ceux du NBP en raison de la connexion GB/Belgique (Interconnector). D'autres places de marché vont émerger comme le montre l'évolution de la bourse d'électricité d'Amsterdam. En effet, fin mai 2004, l'APX (Amsterdam Power Exchange) commence à échanger du gaz, soutenu par le Gastransport Services (GTS) hollandais qui lance en 2003 un service le TTF (Title Transfer Facility) grâce à l'introduction d'un système de tarification sur le réseau hollandais de type Entrée/Sortie. Le TTF est associé aux hub physiques de la région Bunde/Oude-Statenzijl/Emden. Sur ce marché le gaz est d'origine norvégienne, hollandaise et Russe. Actuellement, dix traders effectuent cinq à dix échanges quotidiens, ce qui représente 5% de la consommation de gaz hollandaise. A Baumgarten (Autriche), OMV Erdgas détient un hub peu liquide pour l'instant et dont le gaz provient essentiellement de la Russie. Ce hub pourrait se développer avec l'arrivée de gaz transitant par la Turquie. D'autres hubs pourraient apparaître en Europe aux interconnexions de pipelines ou aux points d'arrivée du GNL.

Pour résumer, le développement des échanges spots de gaz est assez lent, les lieux d'échanges et le nombre d'acteurs étant insuffisants. En effet, les opérateurs européens s'approvisionnent historiquement avec des contrats de long terme. C'est le besoin d'assurer

³ Rapport Annuel Distrigas 2003

l'opérabilité du réseau qui incite les acteurs à échanger. Les marchés européens restent donc encore cloisonnés⁴. La concurrence reste imparfaite, les firmes européennes sont souvent d'anciens monopoles d'Etats⁵. Ainsi, il est difficile pour les firmes étrangères de prendre des parts de marché à un concurrent national. Notons à ce sujet que le nouveau « rapport annuel sur la mise en œuvre du marché intérieure du gaz et de l'électricité » (Bruxelles, 5 Janvier 2005) confirme cette notion : « Les marchés gaziers continuent de présenter d'importantes rigidités dans de nombreux cas, généralement à cause du manque persistant d'intégration entre les marchés nationaux. En l'absence de concurrence transfrontalière, les opérateurs en place peuvent protéger facilement leur position ». La pénétration du marché est alors coûteuse pour une nouvelle firme. Cependant, l'objectif des directives européennes est de permettre un accès non discriminatoire au marché gazier (ATR).

2.2.2. Objectifs

Pour favoriser la concurrence sur le marché gazier européen, le développement de marchés de court terme est encouragé. Le marché spot est un marché de court terme, il a lieu en j-1. L'opérateur de ce marché collecte les offres et les demandes puis les confronte, puis il modifie les nominations afin de les équilibrer et, enfin, confirme les livraisons effectives et leur prix. Souvent, le marché spot est adossé à un hub physique pour faciliter les échanges de gaz. Il existe aussi des hubs virtuels, tels que le National Balancing Point en Grande Bretagne, nous verrons plus loin quels sont les principaux hubs européens.

Un hub physique est un lieu où plusieurs canalisations de gaz naturel s'interconnectent. Il permet d'envoyer le gaz naturel d'une canalisation à l'autre. Un hub doit avant tout disposer d'une station de comptage pour pouvoir effectuer correctement les transactions. Les hubs proposent une offre croissante de services qui facilitent l'achat, la vente et le transport de gaz naturel. Les services classiques d'un hub efficace comprennent à la fois la vente de gaz, l'équilibrage et le stockage qui peut être provisoire, pendant la durée des transactions, ou pour de plus longues périodes. Il a un service d'information sur les transactions (propriétés du gaz) et les prix. Il permet le commerce électronique. Les hubs peuvent être notionnels, il s'agit de lieux virtuels d'échanges du gaz naturel. Le hub virtuel ne se situe pas à l'interconnexion de gazoducs. Le marché spot doit offrir la transparence des prix et permettre une pression

⁴ Ce qui est confirmé lors de notre entretien avec M. Hafner et B. Esnault à l'OME le 02 Décembre 2004.

⁵ Excepté pour l'Allemagne où la distribution de gaz est séparées en plusieurs niveaux : supra régional, régional et local. De nombreuses firmes interviennent à un ou plusieurs de ces niveaux.

concurrentielle. En effet, il assure l'augmentation de la liquidité du marché, de la transparence et de l'accès non discriminatoire au marché. Il fournit de bons signaux pour l'investissement lorsqu'il est suffisamment fluide et dynamique. Cependant, les signaux ne donnent pas d'indications quand à la responsabilité des investissements. Nul ne désire supporter les coûts d'investissements élevés et dont la rapidité d'amortissement dépend des fluctuations des échanges sur le marché. Les prix sur les marchés spot profonds et liquides peuvent constituer de bons signaux pour l'investissement. Toutefois, ils ne garantissent pas le prix du gaz dans le futur, ils n'assurent que la sécurité de l'approvisionnement à court terme.

L'objectif du développement de marchés de court terme est de permettre un approvisionnement de court terme. Si ces marchés se développent, ils permettront une indexation des contrats sur les prix de court terme. Ce qui est le cas aux Etats-Unis où le prix de référence est celui du Henry Hub. Ce serait la fin de l'indexation du prix du gaz sur le cours du pétrole et le prix du gaz reflèterait les fondamentaux⁶ (états de l'offre et de la demande). Donc, pour que le prix spot du gaz naturel devienne une référence, les échanges de court terme doivent se développer et de nombreux acteurs doivent intervenir sur ce marché. Il y a là un problème d'incitation. En effet, pour que les marchés spots gaziers se développent, ils doivent être suffisamment approvisionnés pour éviter les pénuries et attirer de plus en plus d'acheteurs (fournisseurs européens). Mais, il faut que l'offreur puisse vendre son gaz de façon continue. Actuellement, ce n'est pas possible puisque plupart des importateurs européens s'approvisionnent avec des contrats de long terme. Ils n'interviennent donc pas systématiquement sur le marché de court terme. L'objectif d'une concurrence européenne est l'essor des échanges de court terme qui inciteraient les producteurs à offrir du gaz sur les marchés spots. Autrement dit, l'augmentation du nombre d'acteurs présents sur le marché spot est un élément essentiel à leur fluidité et donc à leur développement.

Cependant, l'importance des risques (variations des prix des énergies ou variations des approvisionnements) freine aussi l'essor des marchés spots. Pour de faibles variations de la demande, les marchés spots et leurs services financiers permettent la couverture des risques de variations des prix. Mais cette couverture peut s'avérer inefficace lors d'une crise politique ou internationale ou de spéculations trop importantes. La demande doit être en mesure de s'adapter aux variations de prix. Le gaz naturel est une énergie substituable dans tous ces

⁶ Pour une comparaison plus complète de l'évolution des prix du gaz naturel entre logique net back et prix de marché, se référer à l'article de D. Kingma et al., 2002. « Gas-to-gas competition versus oil price linkage ».

usages, une augmentation importante de son prix incite les consommateurs à changer d'énergie, la demande semble donc capable de s'ajuster. Cependant, certains secteurs sont plus captifs dans l'usage du gaz naturel et par exemple le maintien d'un prix élevé peut rendre les investissements dans les Turbine à Gaz à Cycle Combiné (TGCC) non rentables. Or, c'est précisément cette utilisation du gaz qui doit tirer la demande de gaz. Donc, l'expansion des échanges de court terme de gaz nécessite la participation des producteurs et des consommateurs. Les premiers doivent offrir suffisamment de gaz sur le marché. Le développement du marché spot passe par l'augmentation des livraisons de Gaz Naturel Liquéfié (GNL), et des points d'arrivée des cargaisons. En effet, le GNL offre une flexibilité d'approvisionnement. En plus des contrats de long terme, des capacités excédentaires de GNL peuvent être mises sur le marché et la modification du point d'arrivée d'un navire est moins coûteuse que pour un gazoduc. L'Europe peut s'approvisionner avec le GNL venant de l'Algérie, du Nigeria et du Qatar. Le principal inconvénient du GNL est que ses coûts de transport et stockage sont encore plus importants que ceux du gaz naturel. Nous développerons les caractéristiques du GNL lors de notre analyse du transport de gaz naturel. L'Europe tente de développer ses marchés spots sur le modèle américain où il y a 37 places de marché. Le principal hub américain est le Henry Hub (Louisiane) qui est le lieu de livraison et de référence du New York Mercantile Exchange (NYMEX). Sur le NYMEX, les volumes quotidiens échangés sont de 20bcm, ce qui représente 10 fois les quantités de gaz effectivement livrées aux Etats-Unis.

Les marchés spots, bien qu'insuffisamment développés en Europe, offrent donc une possibilité d'approvisionnement. Cette source d'approvisionnement n'est pas envisageable pour fournir à long terme des consommateurs qui ont une demande relativement stable et une élasticité prix faible. En outre, elle permet des ajustements et des opportunités d'arbitrages, selon le niveau des prix du marché et des autres sources. Ainsi, lorsqu'un pic de demande apparaît et que l'approvisionnement par contrat ne suffit pas, l'appel au marché spot offre une solution de flexibilité. De même, si les prix sont élevés sur le marché spot et qu'un acteur détient suffisamment de ressources, il peut réaliser des profits supplémentaires en offrant du gaz sur les marchés spots. Examinons à présent comment le régulateur favorise l'entrée de nouveaux acteurs.

2.2.3. Le Gas release

L'instauration de programmes de gas release dans plusieurs pays européens a été décidée par les régulateurs ou les gouvernement afin de favoriser le développement des échange de court terme. Cet approvisionnement est une solution temporaire qui permet aux concurrents d'un importateur de lui acheter du gaz pendant une certaine période. Le prix et la méthode d'attribution des quantités rétrocédées (3 ou 4 % de la demande) sont fixés soit par enchères soit par négociations de gré à gré. Un point important du gas release est qu'ils sont temporaires, ils durent de 3 à 5 ans. Ces programmes ont déjà été menés :

- En Grande Bretagne (années 1992-1995) le gaz était rétrocédé au prix moyen pondéré.
- En Espagne (fin en janvier 2004) rétrocession par enchères sur des couples prix-quantités.
- D'autres pays utilisent aussi le gas release : la France (enchères et gré à gré), l'Italie (sur la base du coût d'approvisionnement), l'Allemagne et l'Autriche (pratiquent des enchères ascendantes).

2.3. L'intégration

2.3.1. Horizontale

L'intégration horizontale est un moyen pour une firme de diversifier rapidement son offre, d'acquérir de l'expérience (ou information) sur un nouveau secteur et d'acheter des approvisionnements. Par exemple, ce peut être le gaz pour un électricien qui cherche à entrer sur ce marché. Par une fusion avec un gazier européen, l'entrant électricien acquiert le portefeuille d'approvisionnement et il entre sur un nouveau marché qui peut être dans un pays autre que celui où il vend son électricité. L'intégration horizontale est définie par les stratégies de prise de contrôle, d'absorption, de fusion, d'OPA et d'OPE. Elle vise notamment à :

- Réaliser des synergies industrielles comme les économies d'envergure et les économies d'échelle. Particulièrement vrai lorsque un énergéticien crée une énergie à partir d'une autre (génération électrique avec du gaz).
- Augmenter le pouvoir de marché en élargissant le nombre de consommateurs.
- Diversifier les activités des firmes pour profiter des secteurs en expansion, comme celui du gaz naturel dans le domaine de l'énergie.
- Investir de nouveaux marchés. Ce qui est le cas en Europe où avant la libéralisation les marchés étaient nationaux. Le rachat de firmes étrangères permet à un groupe de s'implanter dans un nouveau pays. Et pour le cas du marché gazier,

l'entrant profite du portefeuille d'approvisionnement déjà constitué par le gazier qu'il absorbe.

Regardons du point de vue théorique quelles sont les incitations à une intégration horizontale. Salant, Switzer et Reynolds (1983), montrent que dans une industrie oligopolistique composée de k firmes ($k > 2$) avec des demandes linéaires et des coûts moyens (constants et identiques) de production, une fusion horizontale exogène⁷ n'est jamais profitable, au sens du bien être collectif et lorsque les firmes se concurrencent à la Cournot (en quantités). En effet, au lieu de produire des quantités égales à la somme des deux quantités de Cournot avant la fusion, la firme fusionnée préfère réduire son output pour obtenir un profit plus élevé. Ce résultat tient tant que qu'il n'y a pas de gain d'efficacité lors de la fusion. Les deux effets d'une fusion sont donc les suivants :

- Les entreprises fusionnées réduisent leur output. Le marché est plus concentré, ce qui augmente le prix sur le marché, c'est l'effet « interne ».
- Les entreprises non fusionnées augmentent leur output, pour qu'il revienne au même niveau qu'avant la fusion. Ces firmes augmentent donc leur profit, c'est l'effet « externe » de la fusion.

Les auteurs concluent alors que les firmes ne sont en général pas incitées à fusionner, le profits des firmes extérieurs à la fusion augmente et pas celui des firmes fusionnées. Ils déterminent aussi qu'en dessous d'un seuil (80%⁸ du marché, pour une concurrence à la Cournot), la réduction de la production de l'entité fusionnée est compensée par l'augmentation des quantités des concurrents ce qui ne permet pas une hausse du prix sur le marché. Notons bien que la fusion ne doit pas réaliser de d'économies de coûts. Cette analyse nous permet donc de comprendre quels sont les principaux effets d'une fusion sur la réaction des concurrents.

Pour interpréter quels sont les effets de la modélisation du marché de l'énergie, où gaz naturel et électricité seraient différenciée, regardons quelles sont les stratégies dominantes pour les firmes :

- Concurrence en quantités si les biens sont des substituts
- Concurrence en prix lorsque les biens sont des compléments.

⁷ Exogène signifie que l'analyse s'effectue une fois la fusion réalisée. Le choix de la fusion n'est pas considéré.

⁸ Selon les auteurs (n est le nombre de firmes sur le marché): « *For any number n , it is sufficient for a merger to be unprofitable that less than 80 percent of the firms collude* ».

L'effet de la différenciation des produits dans les modèles de concurrence à la Cournot et à la Bertrand est étudié Singh et Vives (1984). Le résultat classique de la différenciation des produits est que pour une concurrence à la Bertrand les prix sont égaux au coût marginal et que pour la concurrence à la Cournot, les prix tendent vers ceux de monopole. L'écriture des demandes inverses pour le bien 1 et le bien 2, avec les paramètres de substituabilité $\alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2$ et γ est la suivante :

$$p_1 = \alpha_1 - \beta_1 q_1 - \gamma q_2$$

$$p_2 = \alpha_2 - \beta_2 q_2 - \gamma q_1$$

Pour ces demandes soient linéaires : $\alpha_1 > 0$ et $\alpha_2 > 0$ $\beta_1 \beta_2 - \gamma > 0$ et $\alpha_i \beta_j \alpha_j \gamma \forall i \neq j$

Les biens sont parfaitement substituables lorsque $\alpha_1 = \alpha_2$ et $\beta_1 = \beta_2 = \gamma$

Le degré de différenciation des produits est noté par : $\alpha_1 = \alpha_2$ et $\gamma^2 / (\beta_1 \beta_2)$, lorsque l'expression tend vers 0, les biens sont indépendants et lorsqu'elle tend vers 1, ils sont de parfaits substituts.

Les auteurs trouvent alors que la concurrence à la Cournot avec des biens substituables est le programme dual d'une concurrence à la Bertrand avec des biens complémentaires. De même, la concurrence à la Bertrand avec des biens substituables est le programme dual d'une concurrence à la Cournot avec des biens complémentaires. Avec une structure de demande linéaire, la concurrence à la Bertrand reste socialement plus efficace que les biens soient substituables ou complémentaires. Le surplus des consommateurs est identique pour les concurrences de Bertrand et de Cournot lorsque les biens sont indépendants. Pour les firmes, les profits sont supérieurs pour une concurrence à la Cournot que pour une concurrence à la Bertrand lorsque les biens sont substitués, c'est l'inverse quand les biens sont complémentaires. Dans le secteur de l'énergie, les biens gaz naturel et électricité sont substituables. La détermination de cette élasticité reste à déterminer avec précision puisqu'elle est susceptible de varier entre les différents pays européen (ou secteur de consommation), chaque pays (ou secteur de consommation) a en effet une disposition à payer différente pour passer d'une énergie à ses substituts.

Les articles précédemment étudiés nous donnent une écriture d'une demande qui peut être adaptée au marché de l'énergie, la demande est alors différenciée en gaz et électricité, la sélection des paramètres $\alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2$ et γ nous donnera le degré de substituabilité de ces deux

biens. Nous pourrions ainsi étudier les effets d'une fusion entre gaziers et électriciens et sélectionner une concurrence à la Cournot pour laisser un profit plus important aux firmes.

Les fusions horizontales dans le cadre d'un oligopole de Cournot sont étudiées par Farrell et Shapiro (FS, 1990). Ils cherchent les conditions qui rendent une fusion profitable, c'est-à-dire qu'elle accroît le bien être collectif. L'analyse prend en compte la réaction des firmes qui ont un pouvoir de marché mais qui ne participent pas à la fusion. Les auteurs recalculent donc les réactions des firmes après une fusion entre deux firmes, entraînant une amélioration de l'efficacité de la firme fusionnée. Ce gain d'efficacité peut être dû aux synergies créées par la fusion. Ils retrouvent le résultat de Salant, Switzer et Reynolds (1983), qui dit qu'en l'absence de synergies, une fusion accroît le prix. FS donnent les conditions d'économies d'échelles ou de l'effet d'apprentissage entre les deux firmes fusionnées qui permettent une augmentation de l'output et donc une réduction des prix. Ces effets d'apprentissage peuvent être dans notre cas du marché de l'énergie, une connaissance du marché (coûts, profil de demande, technique) apporté par un gazier à l'électricien qui le rachète. La réaction des firmes ne faisant pas partie de la fusion est très importante puisqu'elles augmentent leur production lorsque le prix du marché s'accroît.

L'incitation à fusionner dépend de l'intensité de la réaction (qui dépend elle-même de la structure des coûts) des firmes extérieures à la fusion, moins cette réaction est forte (plus leur output augmente quand la firme fusionnée diminue le sien) et plus le nombre de firmes, nécessaires à ce que la fusion soit efficace, est faible. De même, plus le produit est différencié et moins la réaction des firmes hors fusion est intense. Ainsi, les cas où les fusions sont profitables aux firmes qui y participent sont plus nombreux. Cette analyse nous sera utile pour étudier les incitations qu'ont les électriciens et gaziers à fusionner et ainsi offrir des biens différenciés. La fusion offre en plus la possibilité à un entrant sur le marché de l'énergie d'acquérir un portefeuille d'approvisionnement déjà existant. Les coûts de négociation sont alors réduits.

2.3.2. Verticale

Quels sont les effets d'une intégration verticale⁹ entre firmes qui ont du pouvoir de marché ?

- La baisse des coûts de transaction. L'entité intégrée n'a plus besoin d'acheter son gaz, les coûts de négociation ou de recherche d'information sont réduits.
- Suppression de la double marginalisation et baisse du prix intermédiaire du gaz puisqu'il n'est plus déterminé par une relation de contrat de long terme ou par le marché.
- Possibilité d'actions stratégiques comme la forclusion, lorsque le marché aval est peu différencié. Ceci est le cas du marché du gaz naturel, une firme intégrée peut refuser de servir ses concurrents sur le marché aval. Le prix intermédiaire du gaz augmente, les firmes non intégrées supportent un coût d'approvisionnement plus élevé. Certaines peuvent alors être exclues du marché.

En général, dans les modèles d'intégration verticale, les auteurs (comme Saloner 1988) supposent qu'aucune firme ne peut entrer sur le marché après la fusion, ceci permet d'analyser l'effet de la suppression de la double marge qui existe lors d'une concurrence en quantités ou l'effet de la fusion sur l'intensité de la concurrence sur le marché des biens intermédiaires. Ordoover, Saloner et Salop (OSS 1990), modélisent une concurrence à la Bertrand entre deux oligopoleurs, pour un produit homogène en amont. La firme fusionnée est amenée à refuser de vendre son output à son concurrent sur le marché aval. Alors, le concurrent s'approvisionne auprès d'un monopole en amont. Le prix du bien intermédiaire sur le marché monopolistique est donc plus élevé. La firme intégrée verticalement a donc un prix inférieur sur le marché final puisque son concurrent fait face à un coût d'approvisionnement plus élevé. Donc dans le cadre du duopole, l'intégration verticale et la forclusion des concurrents sur le marché aval exposent ces derniers à un monopole amont.

Ce type de forclusion est bien sûr profitable uniquement lorsque les profits de la vente du bien intermédiaire à ses concurrents sont inférieurs à ceux que la firme intégrée obtient en réduisant l'offre amont. Ce qui est le cas dans le modèle puisqu'il n'y a qu'un duopole en amont. L'incitation à la forclusion baisse avec l'intensité de la concurrence sur le marché intermédiaire. Dans le cas d'un oligopole, l'augmentation du nombre de firme en amont fait diminuer l'effet de baisse du prix. Les résultats ne sont pas trop modifiés. En effet, la firme

⁹ Deux firmes liées par des relations verticales fusionnent et forment ainsi qu'une entité.

intégrée n'intervient plus sur le marché intermédiaire, les quantités offertes sur ce marché diminuent et le prix augmente. Les coûts des concurrents sont donc accrus. En réponse à cette possibilité d'intégration, une stratégie des concurrents peut alors aussi être l'intégration. Alors, deux firmes intégrées se concurrencent alors pour le marché final. Les résultats de OSS tiennent aussi pour une concurrence à la Cournot et même lorsqu'il y a différenciation, dans ce dernier cas le pouvoir de marché de la firme amont non intégrée doit être élevé.

Salinger (1988), modélise une concurrence à la Cournot sur le marché d'un bien homogène. Il étudie trois effets des intégrations verticales lorsque les deux marchés (amont et aval) sont oligopolistiques. D'abord, la firme intégrée augmente son output. Ensuite, cette augmentation sur le marché final réduit la demande adressée aux firmes non intégrées ce qui réduit la demande sur le marché du bien intermédiaire. Enfin, la firme intégrée se retire du marché intermédiaire (forclusion). Le prix sur le marché intermédiaire est accru par la hausse de la concentration du marché. La structure du marché va déterminer l'effet dominant. Nous avons donc deux effets lors d'une intégration verticale. Le premier est que le nombre d'offreurs sur le marché amont est réduit, le prix du bien intermédiaire augmente. Le second est que la firme intégrée augmente sa production sur le marché final par rapport à ce que vendait cette firme avant fusion (suppression de la double marge). Ceci ne laisse aux firmes non intégrées que la demande résiduelle et réduit donc la demande sur le marché du bien intermédiaire, son prix baisse. La forclusion est déterminée par le fait que qu'une firme ne souhaite plus servir son concurrent sur le marché aval. Une intégration verticale réduit la concurrence sur le marché du bien intermédiaire ce qui est néfaste pour les firmes non intégrées.

Gaudet et Van Long (1996), dans le cadre de l'article de Salinger (1988), montrent que les firmes verticalement intégrées peuvent toujours acheter du bien intermédiaire pour augmenter les coûts des firmes aval non intégrées. Il s'agit d'une stratégie d'augmentation du coût des concurrents (Raising Rival Cost : RRC). La hausse de la demande sur le marché intermédiaire fait augmenter le prix. Cette littérature nous permet d'étudier les effets des fusions verticales dans le secteur de l'énergie lorsque la concurrence fonctionnera (même imparfaitement) et nous indique dans quel cadre les firmes peuvent exclure leurs concurrents du marché ou augmenter leurs coûts d'approvisionnement. Ces stratégies peuvent être utiles à l'analyse de l'effet de la descente d'un producteur gazier sur le marché européen. Un tel

acteur pourrait refuser de vendre du gaz naturel à des concurrents sur le marché aval et ainsi bénéficier de coûts d'approvisionnements plus faibles.

2.3.3. Effets sur l'approvisionnement

Pour mieux analyser en quoi ces possibilités d'intégrations verticales et horizontales s'appliquent au secteur de l'énergie européen, rappelons que le gaz et l'électricité sont des substituts sur le marché final et peuvent être des compléments sur le marché aval (génération électrique). Pour résumer ce qui va suivre nous pouvons dire que les stratégies de RRC et de forclusion sont efficaces à certaines conditions. Si la concurrence est forte sur le marché du gaz (amont), la firme fusionnée n'a pas un pouvoir de marché assez important pour augmenter seule le prix du gaz et ainsi celui de l'électricité (aval). Il en est de même lorsque la firme fusionnée n'a pas assez de capacités de production pour profiter de l'augmentation du prix sur le marché de l'électricité. Deux conditions doivent être remplies pour qu'une stratégie de RRC fonctionne lors d'une fusion gaz-électricité :

- La firme doit avoir un pouvoir de marché important.
- La firme doit avoir des capacités de production suffisantes.

Comme nous l'avons vu précédemment, les intégrations offrent un avantage en coût aux firmes qui les pratiquent. Quand elles sont *horizontales*, la firme s'implante dans un nouveau secteur d'activité, acquiert une expérience dans le domaine, une connaissance du marché et elle se procure sans coût de négociation des approvisionnements déjà constitués par la firme absorbée. Elles permettent alors l'exploitation d'économies d'envergure. Pour un énergéticien, l'intégration horizontale est une opportunité d'élargir ou de fidéliser ses consommateurs en proposant une offre multiénergie, sur des marchés où les biens sont substituables. Elle est aussi une réaction possible pour pouvoir être compétitif quand les concurrents souhaitent aussi intervenir sur plusieurs marchés. Lorsqu'elles sont *verticales*, elles permettent des économies d'échelles, réduisent les doubles marges et facilitent l'accès aux marchés amont et aval. Dans le secteur du gaz naturel, l'intégration verticale confère aux firmes fusionnées un avantage en coûts, elle élimine la double marge, liée au prix du contrat de long terme ou au prix du marché. Mais sur le marché, la concentration des firmes augmente. Donc, dans le cadre d'une concurrence en quantités et lorsque peu de firmes sont présentes, sur le marché européen du gaz, une intégration verticale diminue le quantités

(augmente le prix). L'effet augmentation du pouvoir de marché peut être alors plus fort que celui de réduction des coûts dû aux synergies créées par l'intégration.

Pour étudier des fusions verticales entre compagnies gazières et électriques sur la concurrence, Hunger (2003) utilise les fonctions d'offre. Les courbes d'offre sur le marché aval donnent des réponses à la question essentielle : Quel est l'effet d'une fusion verticale sur la concurrence ? Dans le cas où le gaz naturel est l'input de la production d'électricité, la plupart des échanges ont lieu entre la région où l'offre est fortement élastique (production électricité) et la région fortement inélastique (production de gaz). Si le prix du gaz augmente dans cette dernière zone, le prix d'équilibre du marché de l'électricité va être accru. La répercussion des variations du prix du gaz sur les prix de l'électricité est immédiate lorsque c'est un input essentiel. Le gain lors de la mise en place d'une stratégie Raising Rival Costs (RRC) dépend des capacités détenues par la firme intégrée et de l'écart entre les coûts de la capacité qui sert la demande de base et le prix de marché qui a augmenté. La firme qui s'intègre doit avoir d'importantes capacités de production en amont, c'est-à-dire que la réduction des quantités qu'elle offre sur le marché affecte le prix intermédiaire du gaz (augmentation) et elle augmente ainsi le coût d'approvisionnement de ses concurrents. En plus, sur le marché de l'électricité, la firme intégrée doit avoir des coûts suffisamment faibles pour qu'elle puisse pratiquer un prix plus faible que les firmes non fusionnées, sur le marché aval.

Pour que la fusion soit efficace, il faut donc que la réduction de l'offre en amont conduise à un prix de l'électricité (aval) plus élevé qu'avant. Finalement, l'interaction entre les prix du gaz et de l'électricité a une influence importante sur les stratégies d'approvisionnement. Comme A. Ellis et al. (2000) l'exposent, en Europe, les firmes gazières ne sont pas régulées de la même façon qu'aux Etats-Unis. En effet, le modèle européen est moins concurrentiel, puisque la priorité est donnée à la sécurité de l'approvisionnement et de la distribution de gaz naturel. Les Etats-Unis ont une plus grande tradition de régulation, le gouvernement n'est pas impliqué de la même façon qu'en Europe qui perd tout son pouvoir de contrôle du marché, lors de la libéralisation. Le marché gazier monopolistique devient progressivement oligopolistique. Ce qui conduit, d'après les auteurs, à une concurrence en plus importante puisque, l'acteur qui a les coûts les plus faibles en Europe aura la plus grande part de marché. Regardons ce que les auteurs proposent pour l'évolution du marché européen.

Trois scénarios mettent en jeu des stratégies de renforcement de pouvoir de marché des principaux acteurs. Dans le premier scénario, *stratégies actives versus stratégies de défenses*, les firmes cherchent à garder un avantage concurrentiel. Cela passe par la mise en place de barrières à l'entrée (ATR élevés) et par des intégrations horizontales (des fusions acquisitions). Donc par des interventions sur plusieurs marchés européens, avec des offres d'énergies diversifiées (gaz et électricité par exemple) et avec des intégrations verticales (pour contrôler la chaîne gazière et allouer les risques et profits dans une seule firme). Ce scénario peu concurrentiel déboucherait sur un marché de l'énergie européen très concentré. Il entraînerait des réactions des régulateurs européens qui souhaitent plus de concurrence et pas un retour à des positions monopolistiques au niveau européen. Le second scénario, *transformation progressive*, suppose le contrôle des infrastructures de transport par un petit nombre de compagnies. L'objectif est que ces firmes de transport/distribution exploitent un marché captif pour compenser les pertes faites sur le marché éligible. Cela va dans l'intérêt des producteurs qui ne souhaitent pas une concurrence européenne trop élevée afin de contrôler les prix et d'assurer une offre de gaz constante. Le troisième scénario considéré est *l'intégration verticale*, dans ce cas les firmes (amont et aval) s'intègrent verticalement pour limiter les risques d'approvisionnement. Une expérience forte sur toute la chaîne permet profiter des opportunités d'arbitrages entre les marchés. En plus, les doubles marges sont éliminées.

Finalement, l'analyse des effets des fusions entre compagnies gazières et électriques nous indique que les firmes du marché de l'énergie vont chercher à atteindre une taille importante (profiter des économies d'échelle et d'envergure) pour pouvoir se concurrencer. Le gaz naturel étant un input possible de la production électrique, l'intégration verticale des firmes leur offre un avantage en coût mais les soumet à une forte liaison entre le prix de deux énergies. Ce cas est utile pour modéliser l'intégration de firmes et leurs stratégies d'approvisionnement d'acteurs qui produisent une part importante de leur électricité à partir de du gaz naturel. Ces deux biens sont alors considérés comme complémentaires (sur le marché amont). L'autre cas, c'est-à-dire celui où les firmes s'intègrent horizontalement, nous permettra de modéliser les stratégies des firmes qui souhaitent diversifier leur offre d'énergies, dans ce cas, les biens sont considérés substituables. Nous retenons donc que la substituabilité des biens, compléments ou substituts, est différente selon que l'on soit sur les marchés amont ou aval. Une piste d'étude de l'approvisionnement d'un électricien peut être le mélange des deux stratégies d'intégrations. La constitution d'un portefeuille

d'approvisionnement d'une firme qui offre deux énergies et qui peut produire l'une à partir de l'autre peut intégrer à la fois des intégrations horizontales et verticales, le seul problème est alors de ne pas entraver la concurrence aux yeux de la Commission Européenne.

2.3.4. Interprétations empiriques

Avec une intégration horizontale l'électricien entre sur le marché du gaz naturel et obtient ainsi des approvisionnements. Il peut ensuite s'intégrer verticalement pour réduire ses coûts d'achats de gaz. L'apparition de nouveaux acteurs incite les firmes à ériger des barrières à l'entrée. Ces barrières sont de plusieurs natures. Elles sont d'abord historiques, c'est-à-dire que les contrats de long terme¹⁰ et leurs clauses de destination et de Take or Pay freinent l'arrivée de nouveaux acteurs. Puis elles peuvent être institutionnelles, l'adaptation de la directive gaz (2003/55/CE) est différente selon les pays, les spécificités et les ses interprétations. Le rapport d'évolution du marché établi début 2005 rappelle cet élément et confirme que trop de charges d'accès se succèdent. Les acteurs n'ont donc pas les mêmes conditions d'accès au marché dans tous les pays. Les charges d'accès au réseau sont différentes dans chaque pays. L'accumulation d'ATR, lors du transport du gaz entre pays européens, peut rendre le coût du transport très élevé. Un autre type de barrière à l'entrée sur les marchés, lié aux récentes stratégies de fusions et acquisitions, est la possibilité d'exclure son concurrent ou d'effectuer des achats stratégiques sur les marchés. En effet, en rachetant un concurrent, la firme le fait disparaître et étant plus grosse, elle peut raréfier l'offre de gaz et provoquer l'augmentation des prix sur le marché. Les firmes à forte part de marché peuvent acheter beaucoup de gaz et ainsi priver leurs concurrents de la ressource, au moins pendant un certain temps puisque cette stratégie a cependant des coûts élevés d'achat et de stockage. La commission de régulation est censée contrôler ce type d'abus de position dominante. . Avec quelques exemples, la *figure* suivante nous montre bien que le secteur de l'énergie européen se concentre et que les acteurs diversifient leurs activités pour obtenir des parts de marché plus importantes.

¹⁰ La démonstration théorique se trouve dans Aghion et Bolton 1987.

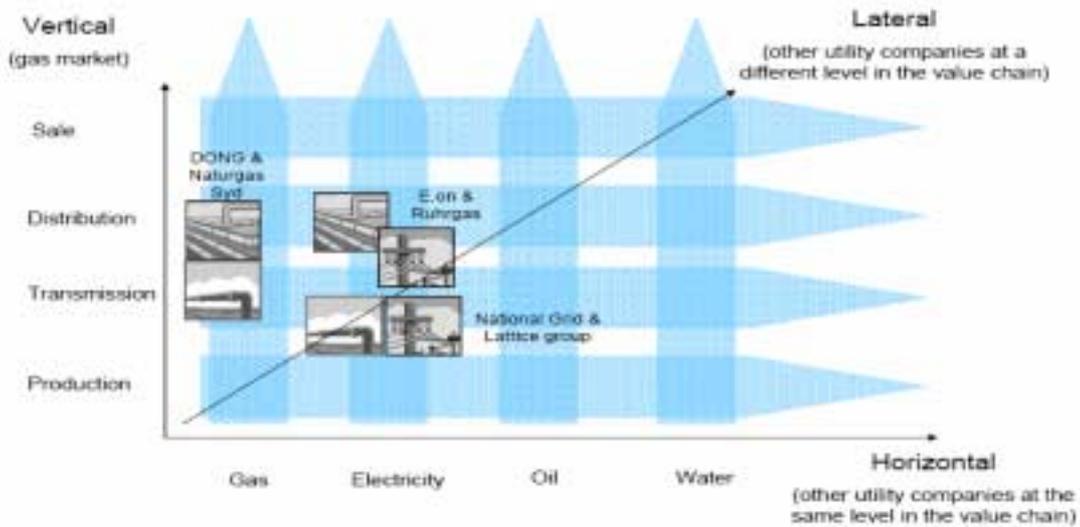


Figure 1 : Principales fusions verticales et horizontales dans le secteur de l'énergie

Source: ECON et Liberalisation of the EU Gas Market: Lessons learned from other markets and countries FORA 2003.

Les barrières à l'entrée émanent, aussi, des stratégies d'intégration verticale amont ou aval puisque la firme a alors un avantage en coût. L'intégration verticale a un effet positif sur le prix final du gaz car la double marge est supprimée. En plus, les concurrents doivent supporter des coûts plus élevés (accès au transport, coût de négociation net back,...). L'intégration verticale dans la chaîne gazière fait disparaître le problème de la double marge mais confère un important pouvoir à la firme sur le marché intermédiaire. Par exemple, une firme intégrée, qui détient la ressource gazière et le vend à ses consommateurs en aval de la chaîne, a des incitations à augmenter le prix de son output vendu à ses concurrents sur le marché intermédiaire. La firme intégrée accroît ainsi le coût de ses concurrents sur le marché aval, en supposant qu'ils soient suffisamment captifs. Il s'agit de la stratégie de Raising Rival Cost¹¹ (RRC). Un autre effet de l'intégration verticale est l'augmentation du pouvoir de marché sur le marché final. La firme peut se retrouver en monopole, au moins sur une partie de la demande qui lui est adressée. Des stratégies de forclusion et de prédatons sont alors plus faciles à mettre en place et empêchent l'arrivée de nouveaux entrants, que se soit en utilisant le RRC ou en rachetant ses concurrents comme nous l'avons vu plus haut. Pour mesurer les effets d'une fusion, l'analyse des effets de la concurrence et de la double marge sur le profit des firmes est nécessaire. Avec des marchés non régulés et une concurrence en prix, un monopole offrant gaz et électricité est préférable, du point de vue du bien être collectif, à deux firmes distinctes offrant chacune un produit, la double marge est supprimée. Pour que la

¹¹ Salinger, 1988

fusion verticale soit efficace, il faut que la réduction de l'offre en amont conduise à un prix de l'électricité (aval) plus élevé qu'avant, il faut étudier l'élasticité de l'offre pour connaître les effets de la fusion. Ce type de comportement est plus difficile à contrôler puisque les pays producteurs ou de transit du gaz ne sont pas soumis aux règles européennes.

La figure ci dessous nous résume les principaux éléments à prendre compte pour la constitution d'un portefeuille d'approvisionnement.

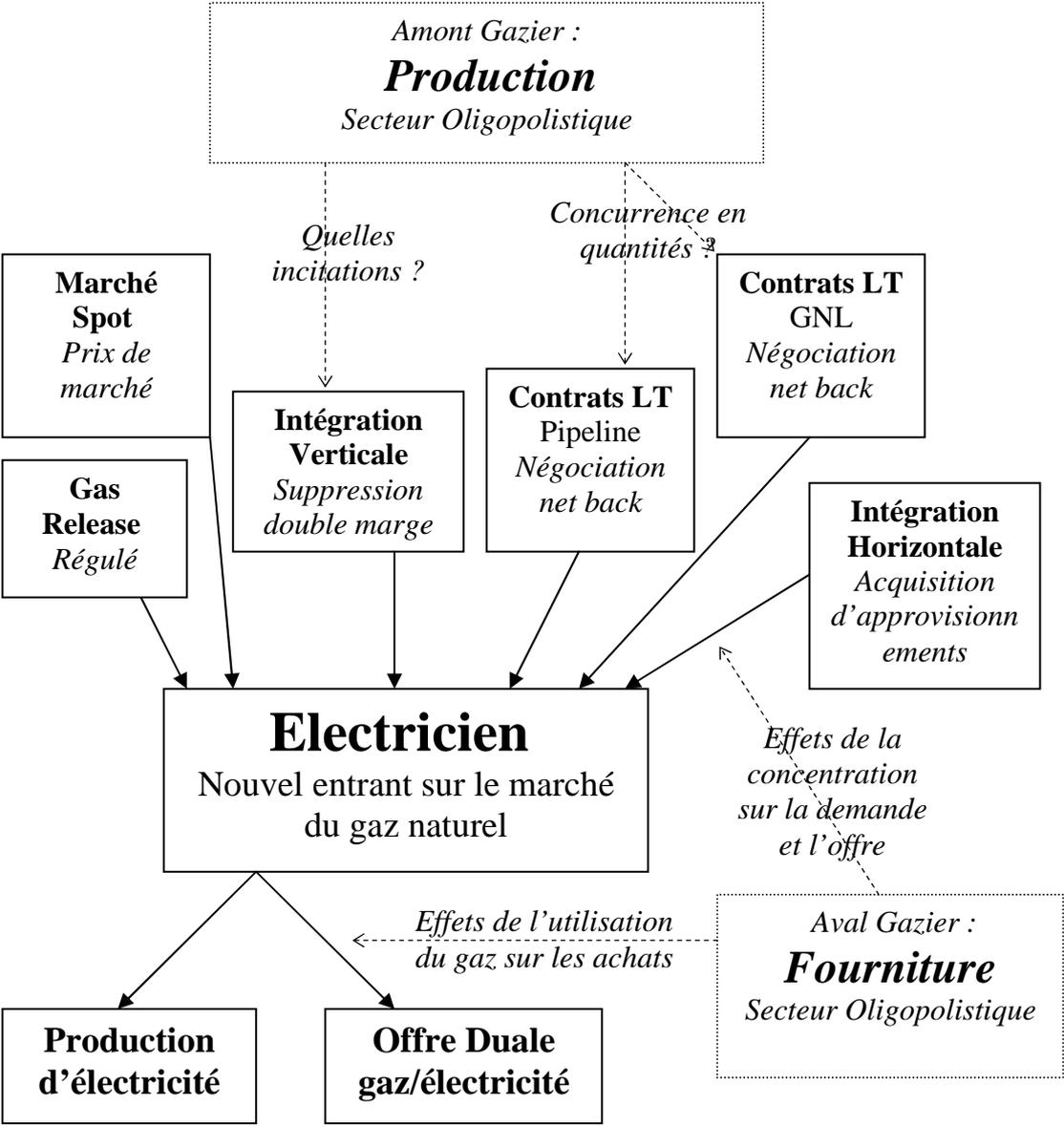


Figure 2: Portefeuille d'Approvisionnement en Gaz Naturel

3. Actions stratégiques au niveau de l'approvisionnement

3.1. L'importance de l'évolution des prix

En général, le coût des sources d'approvisionnement guide le choix des firmes. Cependant, la sécurité des approvisionnements contraint les importateurs européens à diversifier leurs sources. Regardons en quoi les prix sont susceptibles d'influencer la modification de l'approvisionnement des acteurs européens. Les effets de la variation du prix du gaz sont étudiés par De Wolf et Smeers (1997). Les auteurs lient le prix du gaz à celui du baril de pétrole et étudient plusieurs scénarios. Pour cela, ils utilisent un équilibre de Stackelberg Stochastique, pour les producteurs avec l'hypothèse de concurrence sur le marché aval du gaz. L'objectif est alors de déterminer numériquement quelles sont les possibilités d'approvisionnement pour l'Europe. Leur conclusion est que si le leader était la Norvège les approvisionnements européens viendraient plus de cette source. La Norvège est le leader du jeu car elle est un des principaux fournisseurs de l'Europe et qu'en 1997, elle est sur le point de mettre en service des champs gaziers découverts une dizaine d'années avant. La principale limite de ce modèle est qu'il ne prend pas en compte tous les producteurs de gaz, actuels et futurs.

Lors de l'application du modèle au marché gazier européen, le leader du jeu est la Norvège et les followers sont la Russie, les Pays Bas et l'Algérie. Pour représenter l'aspect stochastique, plusieurs scénarios (neuf) de demande sont envisagés (*Figure 3*), chaque scénario a sa probabilité d'occurrence et une courbe de demande de gaz en deux parties leur est associé. Ils sont donc représentés par neuf prix du baril de pétrole, le cours du gaz sur le marché final étant lié par une formule à celui du pétrole, (pour 2000, le prix de référence du baril de brut étant 34\$). Dans le scénario 1, la demande est forte et donc le prix élevé et dans le scénario 9, la demande est faible et le prix aussi, les scénarios intermédiaires représentant la transition entre ces deux niveaux de prix du pétrole. Les auteurs étudient l'effet d'une variation du prix de 50% autour de ce scénario. Le leader connaît le montant de ses investissements en 1990, pour une mise en œuvre en 2000, et il doit tenir compte de la réaction de ses concurrents lors de ses décisions de production. Cependant, lors de sa décision de production, la Norvège ne connaît pas la demande. Les followers vont ajuster leur offre une fois la demande connue.

Scenario	$OP(j)$ \$ per barrel	π_j
1	17.0	0.11
2	21.5	0.11
3	25.5	0.11
4	30.0	0.11
5	34.0	0.12
6	38.5	0.11
7	42.5	0.11
8	47.0	0.11
9	51.0	0.11

Figure 3 Prix du pétrole et probabilités d'apparition des scénarios. *Source : Article*

Les principaux résultats empiriques de cette modélisation concernent la part de marché du leader et des followers ainsi que le pourcentage des capacités utilisées par chaque producteur *Figures 4 et 5*.

Nous pouvons donc noter que la part de marché de la Norvège augmente avec le prix du baril de pétrole, *Figure 5* La Norvège utilise toujours la même part de ses capacités (86%) et reste le plus important producteur. Les auteurs justifient cette spécificité par les caractéristiques du champ gazier concerné (Troll). Il s'agit d'un grand champ avec d'importantes capacités de productions. Les autres producteurs voient leur part de marché baisser ainsi que leur taux d'utilisation de leurs capacités de production. L'augmentation du prix du baril de pétrole augmente la part de marché de la Norvège, de la Grande Bretagne, de la Hollande et des autres producteurs. Les perdants sont la Russie et l'Algérie. Une baisse du prix favorise la Russie au détriment de tous les autres producteurs.

Ce modèle fournit donc des possibilités d'interprétations des réactions des producteurs lorsqu'un d'entre eux décide d'investir dans la mise en service de nouveaux champs. Puisque les fonctions de réaction des followers sont décroissantes, leur production diminue lorsque celle du leader augmente, le modèle permet de quantifier ces variations. Le modèle permet aussi de se rendre compte que cette réduction de production n'est peut être pas la stratégie optimale pour tous les pays. Selon le prix du gaz, chaque producteur n'a pas la même utilisation de ses capacités ou part de marché. Pour l'élaboration d'un portefeuille d'approvisionnement gazier, ce modèle indique le sens de la réaction des producteurs (la

Scenario	$Q/Q(j)$	$P/P(j)$
1	0.838	1.068
2	0.994	1.005
3	1.038	0.950
4	1.120	0.836
5	1.195	0.734
6	1.261	0.642
7	1.309	0.575
8	1.353	0.514
9	1.390	0.464

Figure 4 Capacités et prix par rapport au scénario de référence. *Source : Article*

SCENARIO	NORWAY	CEI	ALGER.	U.K.	N.L.	OTHERS
1	0.16	0.30	0.13	0.19	0.13	0.10
5	0.17	0.22	0.14	0.20	0.14	0.13
9	0.19	0.19	0.11	0.22	0.15	0.14
1985	0.11	0.14	0.08	0.17	0.33	0.17

Figure 5 Part de marché des producteurs dans trois scénarios. *Source : Article*

baisse) suite à la modification (l'augmentation) de la production du leader. Nous pouvons, aussi, considérer le même type de modèle avec plusieurs leaders, afin d'analyser les possibilités de collusion ou de concurrents avec un fort pouvoir de marché. L'évolution du prix du gaz lié à celui du baril de pétrole modifie en théorie l'approvisionnement des acteurs européens qui semblent s'orienter vers les sources les plus proches de l'Europe quand les prix montent. Même avec leur souci de sécurité d'approvisionnement, les acteurs européens sont donc sensibles aux variations de prix.

3.2. En théorie une offre de gaz plus concurrentielle...

Examinons maintenant comment les offreurs réagissent face à un changement important de la structure de la concurrence sur le marché aval. Jusqu'à l'article de Golombek et al. (1995), les études menées sur la libéralisation du côté de la demande des marchés gaziers européens supposent que la structure actuelle de l'offre de gaz reste inaltérée. Pourtant, après la libéralisation du côté demande, il est prudent de penser que les gouvernements et les firmes des pays gros producteurs de gaz réorganisent la production et la vente de gaz. Ainsi, la demande est libéralisée du point de vue des producteurs de gaz. Lorsque l'on suppose une concurrence parfaite sur le marché aval du gaz naturel, les distributeurs européens sont considérés comme neutres. Ils représentent seulement la demande finale de gaz, ils n'ont pas d'action stratégique, ils sont *Price Taker*.

L'ouverture des marchés à la concurrence va-t-elle vraiment conduire à une concurrence accrue entre offreurs ou vont-ils profiter de la libéralisation de la demande afin de capter le surplus des consommateurs? Pour analyser la réaction du côté offre lors de la libéralisation de la demande, avec un modèle de Cournot, il faut connaître la réaction d'un producteur face à l'augmentation de la production des concurrents. Lorsque la production des concurrents augmente, la stratégie optimale du producteur est de réduire sa production puisque l'augmentation totale de la production conduit à une baisse des prix sur le marché et donc à une baisse des profits. Les actions de choix de capacité de production sont des substituts. La réduction de la production est optimale tant que la recette marginale ne descend pas en dessous du coût marginal. La fonction qui décrit la réaction des firmes face à un changement de production est appelée fonction de meilleure réponse. Elle est décroissante dans le cas présent, puisque la meilleure réponse face à une hausse de la production totale est

la diminution de sa production. Retenons donc que les quantités de gaz produites sont des substituts stratégiques.

Le scénario de référence pour l'ouverture à la concurrence du marché gazier européen est défini par un marché du gaz de l'Europe de l'ouest avec une demande parfaitement concurrentielle. Ainsi, les producteurs vendent directement leur gaz aux consommateurs en payant un Accès des Tiers au Réseau (ATR). Pour simplifier il n'y a qu'un producteur de gaz par pays. L'année de référence est 1990. A cette époque la chaîne gazière avait une structure intégrée au sein de chaque pays. Ceci justifie la modélisation de chaque pays gros producteur comme s'il n'y avait qu'un agent, un monopole, qui produit et vend le gaz. Ensuite, la distribution du gaz dans chaque pays consommateur se fait par une firme intégrée. Elle représente seulement la demande, elle est preneuse de prix. L'article tente de répondre à la question suivante : comment aurait réagit le côté offre du marché du gaz naturel de l'Europe de l'ouest si le côté demande était ouvert à la concurrence en 1990 ? L'analyse des effets de la libéralisation du marché du gaz naturel s'effectue par l'impact qu'elle a sur les prix finals et sur les parts de marché des producteurs. Les producteurs de gaz, Algérie, Norvège, Pays Bas, Russie, se concurrencent à la Cournot. La distribution, lorsqu'elle est prise en compte et bien que détenue par une seule firme dans chaque pays, est supposée concurrentielle.

Trois scénarios sont alors étudiés. Dans le premier, les producteurs peuvent distribuer eux même le gaz aux consommateurs finaux qui sont les gros consommateurs, les producteurs d'électricité à partir du gaz et les ménages, dans ce cas ils vont discriminer. Dans le second, les distributeurs ont un rôle d'arbitragistes et atténuent la discrimination. Enfin, une concurrence parfaite entre producteurs est étudiée, les prix sont les plus faibles de tous les scénarios. Les principales conclusions sont que les producteurs de gaz, lorsqu'il n'y a pas d'intermédiaires, vont profiter de possibilités de discriminations entre les marchés du gaz (production d'électricité, gros consommateurs et ménages) et capter ainsi le surplus de ces différents types de consommateurs. Le pouvoir de marché des producteurs doit être réduit. Et aussi qu'une concurrence entre les distributeurs atténue la discrimination des producteurs. Car en concurrence, les distributeurs sont obligés de vendre le gaz au coût marginal.

En 1998, les auteurs reprennent cet article de 1995 et ils étudient l'organisation optimale de la structure de production de gaz. Ils se demandent quel type de concurrence entre producteurs aurait eu lieu, en 1990, si le côté demande avait été libéralisé à cette même date.

Dans le scénario de référence, la production totale d'un pays est supposée efficace, c'est-à-dire réalisée au moindre coût. De plus, les producteurs dans chaque pays forment un cartel, exemple du GFU en Norvège. Ce cartel est instauré pour répondre au fort pouvoir de marché des acheteurs européens, que les auteurs considèrent comme un cartel de demande. Que se passe-t-il lorsque le cartel du côté demande prend fin (libéralisation) ?

Il s'agit de déterminer le nombre optimal de producteurs par pays en envisageant une concurrence à la Cournot. Commençons par regarder une séparation des producteurs norvégiens. Bien qu'il existe de nombreuses participations dans différents champs et différentes firmes, dans les années 1990 le gouvernement souhaite que les champs du Nord de la mer de Norvège (Haltenbanken fields) augmentent leurs exportations de gaz naturel. Ce nouveau producteur concurrence à la Cournot une firme qui regroupe tous les autres champs. Le résultat d'une telle concurrence à la Cournot est que la production totale de la Norvège croît et celle de tous les autres producteurs diminue. Contrairement au cas de référence (cartel de production), c'est le champ Haltenbanken qui produit le plus. Le profit de la Norvège est alors plus élevé qu'avant la séparation. Ce résultat peut paraître surprenant car deux firmes en concurrence ont un profit total plus élevé qu'avec une gestion centralisée des sites de production. En effet, le gestionnaire national efficace devrait être capable de reproduire ce résultat. Analysons pourquoi ce résultat apparaît. Lorsque le producteur national est séparé et que les deux firmes se concurrencent, le jeu change: la séparation des producteurs norvégiens provoque une modification (augmentation) de la fonction de réaction de la Norvège, qui correspond à la somme des fonctions de réaction des deux producteurs. La réaction des autres concurrents, face à une augmentation de la production norvégienne est alors de réduire leur production pour éviter la baisse du prix du gaz. Alors, le profit de la Norvège est accru et cette réaction peut être interprétée comme un engagement des norvégiens à conduire une politique agressive. Elle signale qu'elle dispose d'importantes capacités de production.

Les données du marché gazier donnent des résultats et des indications sur l'effet de la séparation des producteurs au sein de chaque pays. Puis, des résultats similaires sont obtenus lorsque chaque pays cherche à séparer ses producteurs. Ainsi, chaque pays bénéficie d'une séparation de son producteur national en deux entités identiques. Ce qui est en accord avec la volonté du gouvernement norvégien, la séparation des producteurs devait conduire à une augmentation des exportations à partir du champ d'Haltenbanken. Puis, dans chaque pays, il existe un nombre optimal de firmes, le nombre de concurrents extérieurs étant fixé. Pour finir,

lorsque chaque pays choisit son nombre de producteurs simultanément, aucun équilibre n'est trouvé.

Nous pouvons comparer ces résultats à ceux de Dixit (1984) qui montrent que pour un bien homogène et sur un marché (celui du gaz dans notre cas) une augmentation marginale du nombre de producteurs domestiques accroît la production totale, mais le profit de chaque producteur est réduit. L'effet global sur le producteur domestique est ambigu, il fait face à deux effets. D'une part, l'augmentation marginale du nombre de producteurs domestiques a un effet direct positif, un producteur national fait des profits plus importants. D'autre part, l'effet indirect négatif est que les profits des autres producteurs domestiques diminuent suite à la baisse de leurs productions. Les autres producteurs du pays réduisent leur production pour éviter la baisse du prix. Les coûts marginaux sont croissants, ce qui déplace vers le haut la courbe de coût lorsqu'une séparation d'un producteur national apparaît. Les résultats de Dixit restent valides dans la mesure où l'impact marginal d'une hausse du nombre de producteurs domestiques n'est pas trop élevé. Nous pouvons comparer cet effet au cadre du monopole mono-produit. L'augmentation de revenu liée à la production d'une unité supplémentaire est à comparer à la perte de revenu liée à la baisse du prix qu'entraîne la production de cette unité supplémentaire. L'effet dominant dépend de la forme des fonctions de coûts.

Variations des profits des producteurs en fonction de leur nombre en Hollande, Norvège et Grande Bretagne				
	Producteurs en Hollande	1	2	2
	Producteurs Norvège	2	2	2
	Producteurs G.B.	1	1	2
Algérie		-7	-15	-19
Russie		-7	-15	-18
Hollande		-3	3	1
Norvège		12	3	-1
G.B.		-16	-23	-26

Source : article

Figure 6 : Modification (en %) des profits par rapport au scénario de référence (avant séparation)

Remarquons que le profit de la Norvège croît lorsque ses producteurs sont séparés et que les profits des concurrents diminuent. Le bien être collectif augmente avec le nombre de producteurs. Pour trouver l'équilibre lorsque tous les producteurs choisissent simultanément leur nombre de producteurs le processus suivant est utilisé. D'abord, le nombre de producteurs est fixé pour la GB et la Hollande, le modèle permet de trouver le nombre optimal de producteurs en Norvège. Puis, pour un nombre fixé de producteurs en Hollande et avec le

nombre optimal de producteurs norvégiens, on calcule le nombre optimal de producteurs pour la Grande Bretagne. Enfin on fait de même pour la Hollande. S'il existe un équilibre, le processus y converge sous certaines conditions (stabilité dans l'équilibre de monopole). Le problème est qu'à chaque itération, c'est-à-dire à chaque fois que l'on change le nombre de producteurs d'un pays, la réponse optimale du pays qui maximise son profit est d'accroître le nombre de ses producteurs nationaux puisque cela réduit les quantités réduites par les autres firmes. Le processus est donc infini, aucun équilibre n'a pu être trouvé pour l'instant. Mais le résultat tient, les producteurs ont une incitation à se séparer lorsque la concurrence européenne se développe.

Ces deux articles apportent à la littérature du marché du gaz naturel une étude chiffrée des effets de la libéralisation de la demande de gaz naturel européenne à l'aide d'une concurrence à la Cournot entre producteurs. Les effets analysés portent sur l'amont, c'est-à-dire la production de gaz naturel. Les auteurs prouvent qu'une concurrence pour la fourniture de gaz en Europe réduit les possibilités d'arbitrages des producteurs et les incite individuellement à se séparer. Mais la baisse du profit total de l'amont gazier semble indiquer que la collusion leur est profitable. Notons que cet article offre aussi des données assez détaillées (année 1995) sur les coûts de production (Algérie, Russie, Hollande, Norvège et Grande Bretagne), du transport international et intra-européen, ainsi que sur l'élasticité de la demande des six principaux pays consommateurs européens (Belgique, France, Hollande, Italie, Allemagne et Grande Bretagne). Ces modèles représentent l'aval gazier comme concurrentiel, les fournisseurs ne représentent que la demande finale, ce qui est utile pour étudier l'impact d'une concurrence parfaite en Europe sur l'amont. Formulons toutefois quelques critiques à l'égard de ces modèles. Nous pouvons remarquer que les auteurs ne tiennent pas compte de la possibilité d'une concurrence oligopolistique entre fournisseurs européens. La modification du type de jeu d'acteurs dans l'aval gazier, qui n'est représenté que par une concurrence ici, est susceptible de contrarier la façon dont les producteurs se concurrencent. En effet, les marchés gaziers européens sont historiquement constitués de monopoles nationaux et pour qu'une concurrence se mette en place entre les firmes, la séparation des activités ne suffira pas. De ce fait, les acteurs européens sont amenés à fusionner (dans les mêmes secteurs d'activité ou pas) et devenir des grands groupes européens capables de capter une demande. Les fusions verticales permettront d'éviter les doubles marges, de profiter des économies d'échelle et donc de réduire le prix final du gaz. Quant aux fusions horizontales, leur objectif

est d'augmenter le nombre de services qu'une firme peut offrir à ses consommateurs. L'étude de l'intégration verticale et horizontale sera développée plus loin.

L'augmentation de la concurrence en Europe est donc théoriquement susceptible d'augmenter le nombre de producteurs de gaz. Les fournisseurs européens ont ainsi plus de possibilités d'approvisionnements. La diversification (sécurité d'approvisionnement) peut alors être améliorée puis le pouvoir de négociation des acteurs européens augmente. En effet, il y a plus de producteurs plus petits qui se concurrencent. L'étude qui suit nous permet d'analyser une autre réponse des producteurs de gaz. Ils formeraient un cartel gazier pour éviter une guerre des prix. Nous verrons que la succession de deux oligopoles tend à faire augmenter le prix sur le marché final.

3.3. ...Ou vers la formation d'un cartel

Il n'est pas évident que les producteurs gaziers se concurrencent, ils peuvent s'entendre pour que le prix du gaz reste suffisamment élevé. Cela en formant un cartel par exemple. Cette possibilité est analysée dans leur article un European Gas Supply (EUGAS), 2003, de Perner et Seeliger. Les auteurs étudient l'impact d'un cartel gazier, similaire à celui de l'OPEP plus les pays d'Afrique du Nord, sur les approvisionnements gaziers européens. A l'aide d'une programmation sur GAMS et d'un modèle linéaire de minimisation des coûts actualisés de l'ensemble des producteurs, les auteurs trouvent qu'aucune rupture d'approvisionnement n'aura lieu en Europe à l'horizon 2020, cela même en cas de formation d'un cartel. En effet, la production mondiale peut répondre à une baisse de production d'un cartel et l'effet qui domine alors est une hausse des prix, notamment pour les pays qui sont géographiquement proches du cartel ou qui n'ont pas un approvisionnement suffisamment diversifié. Ce modèle présente l'avantage d'avoir une représentation exhaustive des producteurs susceptibles de fournir le marché gazier européen et de leurs stratégies (cartel), il s'agit d'un modèle qui permet aussi d'étudier quelles seront les principales sources d'approvisionnement. En minimisant le coût d'importation du gaz, les auteurs tiennent compte pour chaque pays de l'expansion et l'arrêt des capacités de production, des capacités de production annuelles, de l'augmentation des capacités d'importations, de l'expansion et l'arrêt des usines de liquéfaction et regazéification, des flux gaziers et des volumes offerts. Les pays susceptibles d'offrir du gaz à l'Europe sont le Danemark, La Hollande ; la Norvège, la Grande Bretagne, la Russie qui sont considérés comme des pays producteurs européens. Les pays extérieurs à l'Europe sont : l'Algérie, l'Angola, la Libye, l'Egypte, le Nigeria, l'Iran, l'Iraq. Deux autres

groupes sont le Moyen orient et les Caraïbes, composés respectivement du Qatar, Oman, des Emirats Arabes Unis et du Yémen pour le premier et de Trinidad & Tobago et Venezuela pour le second.

Le cartel gazier qui est supposé avoir lieu de 2015 à 2030 fixe des quotas. Il contient les pays de l'OPEP et les pays du Moyen Orient, l'Algérie, la Libye, le Nigeria, l'Iran, l'Iraq et du Venezuela. La minimisation des coûts de production du cartel abouti à ce que l'Algérie, la Libye et le Nigeria produisent moins que dans le cadre d'une minimisation des coûts de production individuels. Il en est de même pour les pays du Moyen orient, de l'Iran et de l'Irak. Oman et le Yémen sont capables de compenser cette baisse de la production de ces trois derniers pays. Et la Russie doit combler le reste pour fournir le marché européen. Pour ce faire, elle a besoin de développer son champ Sibérien Yamal et les champs de mer de Barents.

Une fois le cartel actif avec l'instauration de quotas, aucune rupture d'approvisionnement n'est anticipée. Les pays extérieurs au cartel sont capables de répondre à une diminution de la production du cartel. Les importations de GNL baissent. Mais, la minimisation des coûts de tous les producteurs n'indique pas quelles sont leurs actions stratégiques et leur incitation à former un cartel. Nous pouvons nous demander si les stratégies des producteurs ne divergent pas et ainsi si elles provoquent une modification de la répartition des approvisionnements des pays européens. Les auteurs construisent le cartel de façon exogène, des quotas sur les quantités exportées sont définis sans autre critère que celui d'ajouter les producteurs d'Afrique du Nord à l'actuel OPEP. On peut quand même y voir un critère de coût mais qui reste à justifier. Cela ne permet pas de savoir quels sont les intérêts de chaque pays à faire parti du cartel. Quelles sont les menaces qui rendent la possibilité de cartel crédible ? Qui a suffisamment de capacités de production pour punir une déviation ? Ces questions n'ont pas de réponses dans le modèle et doivent être développées pour assurer cette possibilité de cartel qui fait aussi intervenir des interrogations géopolitiques (possibilités de représailles sur différentes énergies). De plus, les prix du gaz sont déterminés de façon exogène. Une modification du prix dans certaines zones de production l'approvisionnement des pays européens.

L'introduction d'un cartel gazier offre moins de possibilités d'approvisionnements aux pays européens puisque les membres du cartel sont contraints de moins produire. De plus, le cartel offre plus de possibilités aux producteurs de faire augmenter les prix, en diminuant tous les quotas.

3.4. L'accroissement du pouvoir de négociation des acteurs européens

Rappelons ici que l'intensité capitalistique du secteur de l'énergie laisse aussi présager une concurrence oligopolistique le marché européen du gaz naturel. De plus, en réaction aux possibilités d'augmentation du pouvoir de marché des producteurs (cartel), les acteurs européens doivent avoir suffisamment de pouvoir de marché pour négocier leurs approvisionnements. Les stratégies de fusions précédemment étudiées confirment l'importance du pouvoir de négociation pour l'approvisionnement.

La modélisation doit en tenir compte. La façon dont l'amont gazier réagit aux caractéristiques du marché aval n'est pas la même selon que ce dernier ait seulement une position de *price taker* ou un fort pouvoir de marché et aussi des participations dans la production. Au regard de l'importance du pouvoir de marché des firmes amont et aval, une structure de marché constituée d'oligopoles successifs et une concurrence à la Cournot permettent de bien représenter le marché gazier. Ainsi, à partir des travaux de Greenhut et Ohta (1979), Boots et al. (2003), étudient le rôle des firmes sur le marché aval du gaz en Europe. Les auteurs utilisent aussi le modèle GASTALE (Gas mArket System for Trade Analysis in a Liberalising Europe). Greenhut et Ohta déterminent que l'équilibre de Cournot entre producteurs entraîne l'inégalité des coûts marginaux, ce qui était le cas en concurrence parfaite. La production de l'industrie est trop faible et les coûts de production ne sont pas minimisés. De plus, les fournisseurs se concurrencent aussi en quantités, une nouvelle inefficacité apparaît, les coûts de distribution n'étant plus minimisés. C'est la définition de la double marge. Avec une concurrence oligopolistique sur chaque les marchés amont et aval, chaque acteur réalise une marge (le prix est supérieur au coût marginal) ce qui augmente le prix final. Il apparaît que ces distorsions de marché s'atténuent avec l'introduction d'une concurrence, au moins au niveau des fournisseurs permettant au prix de tendre vers le coût marginal. C'est ce en ce sens que nous pouvons dire que Boots et al. (2003) adaptent l'analyse de Greenhut Ohta.

L'étude de l'accroissement du pouvoir de marché est conduite par l'intermédiaire d'une étude numérique. Deux cas sont étudiés pour la fourniture de gaz sur le marché européen, soit le marché aval est concurrentiel, soit il s'agit d'un oligopole. Une concurrence entre fournisseurs européens supprime les marges sur le marché aval et donc accroît le bien être collectif. Le principal intérêt de cette modélisation réside dans la connexion de deux oligopoles de Cournot. Ces derniers sont liés par la création d'une demande qui émane des

distributeurs européens (mêmes coûts, acteurs symétriques). Cela avec la transformation¹² de la demande linéaire du marché final, $p(x) = ax + b$ avec x les quantités du marché final. Cette demande inverse est alors pondérée par le nombre d'acteurs présents sur le marché aval et par les coûts de distribution sur ce même marché, $p(y) = a(1/N + 1)y + b - c$ avec y les quantités des producteurs, c le coût de distribution sur le marché final et N le nombre de distributeurs européens.

Les données de l'année 1995 permettent de calculer les prix du gaz ainsi que les parts de marché des producteurs, pour différents secteurs lors de l'ouverture à la concurrence. Une intégration verticale conduit à des prix plus faibles que la situation d'oligopole puisque la double marge disparaît, mais ils sont toujours plus élevés qu'en concurrence, l'effet sur le Bien Etre Collectif est alors positif. Reste à déterminer si cette firme intégrée va pratiquer la forclusion et en diminuant encore la concurrence sur le marché aval faire augmenter les prix, ce qui a un effet négatif sur le Bien Etre Collectif. En supposant qu'il y ait suffisamment de producteurs de gaz, ce dernier effet ne devrait pas jouer, il joue moins aussi lorsque de nombreuses firmes s'intègrent verticalement. Nous poursuivons l'étude des incitations à l'intégration et aux pratiques de prédatons dans notre analyse des intégrations verticales et horizontales. Pour en terminer avec l'analyse des résultats (formule pas très élégante), les auteurs déterminent qu'une discrimination par les producteurs entraîne une réduction du surplus des traders et des consommateurs. En effet, lorsqu'un producteur discrimine, il fixe un prix qui ne laisse aucun surplus aux consommateurs. Lorsque l'aval gazier est un secteur concurrentiel, il n'y a alors plus d'action stratégique entre les traders et les résultats sont proches de ceux de Golombek (1995). Une concurrence sur le marché aval évite la discrimination et diminue les prix.

Ici, le jeu est donc à deux étapes, d'abord une concurrence à la Cournot sur le marché amont puis aussi une concurrence à la Cournot sur le marché aval. Le point clé du modèle est dans la connexion entre amont et aval, qui s'effectue avec la détermination du prix à la frontière européenne par les producteurs. Le prix à la frontière est endogène pour les producteurs et ils anticipent ainsi la réaction des fournisseurs. Il en résulte que :

¹² Nous présentons ici une simplification de l'article, ce dernier tient compte de plusieurs marchés qui ont différents segments. Avec comme hypothèse que les ventes totales de producteurs sur un segment sont égales aux ventes totales des distributeurs.

- Avec des oligopoles successifs les prix seront plus élevés que si une concurrence existait sur le marché aval.
- Un oligopole en amont de la chaîne gazière est préférable à un oligopole en aval.
- Cependant, si une concurrence entre fournisseurs ne peut être introduite, les stratégies d'intégrations verticales ne doivent pas être découragées.

La première modélisation du marché du gaz naturel sous forme d'une succession de deux oligopoles souligne l'importance des fournisseurs européens pour le prix final du gaz. Ainsi, cet article, plus proche de la réalité, permet d'analyser les effets de la libéralisation du marché gazier européen sur les producteurs de gaz et sur les fournisseurs européens, appelés traders. Il serait intéressant d'ajouter une analyse en termes d'incitations des acteurs. Nous pouvons penser que les firmes sont incitées à s'intégrer verticalement, pour pouvoir discriminer leurs consommateurs, réduire les marges des intermédiaires et assurer une sécurité de leur approvisionnement. Nous avons vu qu'un double oligopole réalise des marges importantes, pour réduire ces coûts il est intéressant pour un opérateur européen de s'intégrer avec un producteur. Il est aussi faisable d'adapter ce type de modélisation à des comportements collusifs que ce soit pour l'amont ou l'aval de la chaîne gazière. Des alternatives d'approvisionnements, telles que l'accès aux marchés spots et la mise en place de *gas release* en Europe, doivent être introduites.

Pour conclure sur les développements utiles à l'analyse des approvisionnements d'une firme entrant sur le marché gazier européen, la théorie de l'organisation industrielle permet l'étude de situations oligopolistiques. Les acteurs de l'amont et de l'aval de chaîne gazière ont pour objectif d'asseoir leur position sur les marchés. En conséquence, l'apparition de nouveaux concurrents et la constitution de leur portefeuille d'approvisionnement influencent les stratégies de toute la chaîne gazière. En effet, de nos jours l'approvisionnement ne prend pas en compte l'évolution des prix sur les marchés spots, les spécificités des contrats de long terme et la localisation des producteurs. Ces données ne servent qu'à renégocier les contrats. Un oligopole sur les marché amont et aval permettra aux acteurs de réaliser des marges mais pas de s'approvisionner à un faible coût. De ce fait des stratégies d'intégration ou de modification des sources d'approvisionnement (apparition d'un acteur qui n'avait pas une position dominante) sont possibles pour construire un portefeuille diversifié. Nous allons à présent étudier plus en détails quelles sont les stratégies d'intégration offertes aux acteurs sur le marché du gaz naturel.

4. Régulation et approvisionnements

L'article 25 de la directive 2003/55/CE prévoit que les Etats membres désignent un ou plusieurs organes compétents chargés d'exercer la fonction d'autorités de régulation. L'indépendance vis-à-vis du secteur du gaz est mentionnée. Ces autorités sont chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché. Ces autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, elles surveillent les ATR. Ces tarifs doivent assurer la viabilité des réseaux. Ceci est un rôle important puisque dans le passé, le marché du gaz était monopolistique, ces monopoles étaient incités à surestimer leurs coûts. Lors de la libéralisation cette tendance peut être maintenue pour fixer des charges d'accès au réseau élevées. Le tarif ATR est régulé, il doit représenter les coûts. Pour éviter que l'ATR soit discriminatoire, la séparation juridique du réseau de transport/distribution est obligatoire au niveau européen d'ici le 1^{er} Juillet 2007. Elle doit aussi surveiller les conditions de la prestation de services d'équilibrage pour assurer la sécurité du réseau et le fonctionnement des échanges.

L'article 5 de la directive 2003/55/CE accorde une attention particulière à la sécurité d'approvisionnement qui peut être délégué par les Etats aux autorités de régulation. La Commission vérifie chaque année (en Juillet) que la sécurité des approvisionnements européens est assurée. Comme nous venons de le voir, le marché européen du gaz naturel, et de façon plus générale de l'énergie, restera un marché très oligopolistique. Ceci est notamment lié à l'importance des capitaux nécessaires pour entrer sur le marché. La théorie étudie la concurrence entre acteur et a très souvent pour objectif la maximisation du bien être collectif. C'est dans le cadre de l'amélioration de ce bien être que la libéralisation du marché de l'énergie s'est mise en place. Des régulateurs européens ont été créés pour assurer qu'aucune firme ne profite d'une situation dominante et aussi pour contrôler les actions de chaque acteur. Les théories de l'Organisation Industrielle permettent de modéliser les stratégies que les différents acteurs du marché sont susceptibles d'utiliser. Ainsi, l'industriel a tendance à vouloir capter des profit et rentes. Pour cela, la firme met en place différents modes de tarification et stratégies concurrentielles. Ainsi, elles peuvent discriminer les consommateurs et procéder à des fusions et acquisitions. Ce qui peut être dommageable aux consommateurs et donc au bien être social. Les régulateurs vérifient que les acteurs du marché ne captent pas toutes les rentes des consommateurs, leurs action et analyse ont donc un impact important sur la structure de l'industrie. Ainsi, le régulateur peut intervenir sur le tarif de

l'accès des tiers au réseau et il analyse les fusions et acquisitions du secteur, lorsqu'il les considère comme anti-concurrentielles ou néfastes au bien être social. L'étude des stratégies des acteurs sur le marché gazier européen nécessite l'analyse de la réaction du régulateur face aux stratégies que les firmes mettent en place pour se concurrencer tout en sachant que l'amont, c'est-à-dire la production et le transport international de gaz, ne peut pas être régulé.

L'analyse de la régulation et l'étude des actions stratégiques des acteurs du marché s'étudient avec les mêmes outils issus de la théorie économique. Ainsi, les théories de la régulation s'appuieront aussi bien sur les concepts d'incitations à la collusion, à la révélation d'informations que sur les moyens d'analyse de la variation du Bien Etre Collectif et des comportements stratégiques des firmes. La modélisation microéconomique des approvisionnements gaziers européens, concept récent de la littérature, permet aussi l'étude des possibilités d'actions et d'analyses du régulateur et donc d'anticiper et de comprendre sa démarche. Un autre élément à considérer est que les régulateurs européens ne peuvent ni contrôler ni agir directement sur le marché gazier amont, la production et une partie du transport. Effectivement, la dispersion et l'éloignement des régions de production et de consommation conduisent à des relations entre acteurs européens et acteurs échappant aux règles européennes. Cet élément modifie la régulation du marché gazier relativement à la régulation du marché européen de l'électricité. Les producteurs d'électricité européens offrent leur output à la fois à leurs consommateurs et aux autres producteurs européens. La régulation s'applique alors pour tous.

En résumé, l'action du régulateur est capitale, l'objectif des firmes est de maximiser leurs profits qui sont culminant en cas de collusion. Les régulateurs refusent cette absence de concurrence, ils souhaitent l'installation d'une concurrence et ils restent sensibles aux hausses de prix et à la sécurité des réseaux. Bien qu'ayant pour objectif d'améliorer le bien être collectif, la régulation est assez coûteuse puisque les régulateurs n'ont pas toute l'information sur les acteurs et qu'il leur faut du temps pour étudier les comportements qui ne sont pas toujours observables. En plus de ne pouvoir les contrôler, les régulateurs ont aussi des difficultés à analyser les comportements des acteurs sur le marché amont (production de gaz).

5. Conclusion

Nous pouvons analyser le marché du gaz naturel comme un marché oligopolistique et anticiper le développement d'une concurrence sur le marché de l'énergie en Europe. Les principaux articles et rapports sur le marché gazier supposent que les acteurs vont se concurrencer en quantités. Les décisions de production de certaines quantités représentent des engagements crédibles pour les autres acteurs. L'objectif de la commission européenne est le développement d'une concurrence sur le marché gazier européen. En théorie, le développement d'une concurrence sur le marché européen pousse les producteurs à se concurrencer. Mais en réalité, la présence d'oligopoles en amont et en aval de la chaîne gazière permet aux producteurs et distributeurs de capter la rente du consommateur. Le pouvoir de marché important de ces acteurs n'est pas favorable à une baisse du prix final du gaz. Deux effets sont présents sur le marché, d'abord l'effet oligopolistique puis l'effet « ressource épuisable ». La répartition du pouvoir de négociation est complexe et en faveur des producteurs puisque ces derniers détiennent une ressource épuisable et que cet input est indispensable aux firmes aval. Lorsqu'un producteur change de comportement, les firmes aval peuvent difficilement et lentement adapter leur approvisionnement. Il faut du temps pour négocier les contrats et installer les infrastructures nécessaires. Pour éviter ce risque, les principaux acteurs du marché gazier européen diversifient donc leurs approvisionnements. Les détenteurs de la ressource épuisable semblent donc avoir le pouvoir de négociation puisque la menace de changement de producteurs faite par leur consommateur n'est que peu crédible. Cet argument peut être détourné par l'introduction de nouveaux producteurs qui ont d'importantes ressources, ce qui est le cas des pays du Moyen Orient pour le gaz naturel. L'approvisionnement d'un acteur européen doit prendre en compte le pouvoir de marché des concurrents à la fois sur le marché aval et sur le marché amont.

L'essor de la concurrence en Europe implique que de nouvelles firmes vont donc devoir s'approvisionner en gaz. Elles ont toujours le souci de s'approvisionner au moindre coût mais avec des risques les plus faibles possibles. Bien que non spécialistes du secteur gazier, elles vont opter pour une diversification de leurs sources d'approvisionnement. Ces objectifs ont des répercussions à la fois sur le marché aval où l'opérateur historique va réagir à l'entrée de concurrents et aussi sur le marché amont où les producteurs font face à de nouvelles demandes et ont des possibilités d'accès aux marchés spots européens. En théorie ces facteurs sont favorables au développement d'une concurrence au niveau de la production. Dans l'optique du développement de l'offre de services énergétiques complets aux consommateurs

européens, du développement des technologies de production d'électricité à partir du gaz naturel et compte tenu de la structure de la chaîne gazière, il est important pour un entrant sur le marché gazier d'avoir un portefeuille d'approvisionnement qui réponde à ses besoins. Nous pouvons concevoir que cet entrant ait différentes stratégies d'approvisionnement selon qu'il serve une demande plutôt stable dans le temps ou qu'il offre gaz et électricité à ses clients qui ont une demande saisonnière. Différents types de contrats, de recours au marché de court terme ou au stockage et d'intégration avec d'autres firmes permettent à une firme de constituer ses approvisionnements. La problématique est de savoir quelles sont les stratégies d'approvisionnement en gaz des acteurs énergétiques européens.

Dans ce cadre, les différentes options d'approvisionnement pour un électricien entrant sur le marché du gaz naturel sont donc les suivantes : acheter directement au producteur (contrats de long terme), remonter vers l'amont (réduit le coût d'approvisionnement), acheter à un intermédiaire gazier européen, s'intégrer avec un acteur possédant déjà des approvisionnements ou faire appel au marché spot (pas envisageable pour un approvisionnement de long terme). Bien sûr ces options ne sont pas toutes compatibles avec la politique de la concurrence européenne. Une autre option peut être d'intervenir uniquement sur les marchés de court terme lorsque il y a possibilité de faire des profits, ceci ne sera pas notre cadre d'analyse.

Pour finir, les futurs développements devront analyser quels sont les effets de différentes possibilités de ventes en aval (demandes de gaz et d'électricité) sur l'approvisionnement en gaz naturel d'une firme qui souhaite être présente sur les deux marchés. A priori plus une firme aura de consommateurs et plus elle va s'approvisionner par contrat de long terme, les échanges de court terme étant utilisés pour faire face à une variation ponctuelle de la demande ou pour profiter d'opportunités d'arbitrages sur les marchés spots. Nous pouvons aussi nous interroger sur l'effet des différences entre les prix sur les marchés spots et l'incitation des firmes, qui souhaitent faire du trading, à s'approvisionner à long terme ainsi qu'à arbitrer entre les marchés spots (européens ou internationaux) et le stockage.

Bibliographie

1. E. Baranès, F. Mirabel et J.C. Poudou, 2003, “Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne”, *Cahier de recherche du CREDEN*, N° 03.11.39.
2. E. Baranès, F. Mirabel et J.C. Poudou, 2004, “Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique”, *Cahier de recherche du CREDEN*, N° 04.07.48.
3. Boots, Maroeska G.; Rijkers, Fieke A. M.; Hobbs, Benjamin F, 2004, “Modelling the Role of Trading Companies in the Downstream European Gas Market: a Successive Oligopoly Approach”, *Energy Journal*, 2004, Vol. 25 Issue 3, p73.
4. Breton, M., Zaccour, G., 2001, “Equilibria in an asymmetric duopoly facing a security constraint”, *Energy Economics*, Vol. 23, 457-475.
5. Dahl, Carol; Gjelsvik, Eystein, 1993, “European natural gas cost survey”. *Resources Policy*, September.
6. De Wolf, D., Smeers, Y., 1997, “A Stochastic Version of a Stackelberg-Nash-Cournot Equilibrium Model”. *Management Sciences*, 43 (2).
7. De Wolf, D., Smeers, Y., 2000. “The Gas Transmission Problem Solved by an Extension of the Simplex Algorithm”. *Management Science*, Nov2000, Vol. 46 Issue 11, p1454.
8. Ellis, Andrew; Bowitz, Einar; Roland, Kjell, 2000, “Structural change in Europe's gas markets: three scenarios for the development of the European gas market to 2020”. *Energy Policy*, May2000, Vol. 28 Issue 5, p297.
9. Farrell, Joseph and Shapiro, Carl, 1990, “Asset Ownership and Market Structure in Oligopoly”, *RAND Journal of Economics*, 21, N2, pp. 275-92.
10. Finon, D., 2002, “Integration of European Gas Markets: Nascent Competition in a Diversity of Models”. Grenoble, Institut d’Economie et de Politique de l’Energie, *Cahier de Recherche* No. 31.
11. Finon, D. et Locatelli, C., 2002, “La libéralisation du marché gazier européen et ses conséquences pour la Russie”, *Working paper IEPE Grenoble*.
12. Gaudet, G. and Van Long, N. (1997). Vertical Integration, Foreclosure, and Profits in the Presence of Double Marginalization, *Journal of Economics and Management Strategy*, Vol. 16: 367-384.
13. Gjelsvik, E., Golombek, R., 1995, “Effects of Liberalizing the Natural Gas Markets in Western Europe”. *Energy Journal*, vol.16, No.1, 85- 111.

14. Gjelsvik, E., Golombek, R., et Rosendahl, K., 1998, "Increased Competition on the Supply Side of the Western European Natural Gas Market", *Energy Journal*, Vol. 19, No. 3, 1- 18.
15. Gordon, D.V., Gunsch, K., Pawluk, C.V., 2003, "A natural monopoly in natural gas transmission", *Energy Economics*, 25, 473-485.
16. Grais, W., Zhzng, K., 1996, "Strategic interdependence in European east-west gas trade: a hierarchical Stackelberg game approach", *Energy Journal*, Vol. 17 Issue 3, p61.
17. Greenhut, M.L., et Ohta, H., 1976, "Related market conditions and interindustrial mergers", *AER*.
18. Greenhut, M.L., et Ohta, H., 1979, "Vertical integration of successive oligopolists", *AER*.
19. Haurie, A., Legrand, J., Smeers, Y., et Zaccour, G., 1988, "A Stochastic Dynamic Nash Cournot Model for the European Gas Market". *Les cahiers du GERAD*, C-87-24, Octobre.
20. Hégaret, G., Siliverstovs, B., Neumann, A., Hirschhausen, C., 2003, "International Market Integration for Natural Gas? A cointegration analysis of gas prices in Europe, North America and Japan", *Discussion Papers 393*, DIW Berlin.
21. Hunger, D., 2003, "Analysing Gas and Electric Convergence Mergers: A Supply Curve is Worth a Thousand Words", *JRE*, 24:2.D.
22. Kingma, D., Lijesen, M., et Mulder, M., 2002, "Gas-to-gas competition versus oil price linkage". *25th Annual Conference on the IAEE*.
23. Ordober, J., Saloner, G., et Salop, S., 1990, "Equilibrium vertical foreclosure", *American Economic Review*.
24. Percebois, J., 2003, "Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux: le cas du gaz et de l'électricité. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne". *Revue d'Economie Publique*.
25. Polo, Michele and Scarpa, Carlo, November 2003, "Entry Without Competition". IGIER *Working Paper No. 245*. <http://ssrn.com/abstract=467860>.
26. Salant, Stephen, Switzer, Sheldon and Reynolds, Robert, 1983, "Losses from Horizontal Merger: The Effects of an Exogenous Change in Industry Structure on Cournot-Nash Equilibrium", *Quarterly Journal of Economics*, 98 (2), May, pp. 185-99.
27. Stern, J., 2002, "Security of European natural gas supplies: the impact of import dependence and liberalization", *The Royal Institute of International Affairs*.

28. Stern, J., 2004, "UK gas security: time to get serious", *Energy Policy*, vol. 32, 1967-1979.
29. Stoft, S., 1998, "Using game theory to study market power in simple networks". *FERC*.
30. Tirole, J., 1995, "Théorie de l'organisation industrielle". *Economica*.
31. Ferrando Yanez, J. A., 2002, "Incentive Regulation in Vertically Related Industries: Welfare Effects of Industry Structure and Institutional Coordination". Working paper.
32. "3rd Benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market". *Commission of the European Communities, Commission Draft Staff Working Paper*. Brussels 01.03.2004.
33. "Rapport annuel sur la mise en oeuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité". Bruxelles, 5 janvier 2005, COM (2004) 863, COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN ET AU CONSEIL.
34. BP 2003, *Statistical Review of World Energy*.
35. CRE, Juin 2004, *Rapport d'Activité*.
36. Eurogas 2002-2003, *Annual Report*.
37. FORA, November 2003, "Liberalisation of the EU Gas market", *Tanja Bisgaard (ed.)*
38. AIE, Juin 2004, "Security of Gas supply in Open Markets, LNG and power at a turning point".
39. AIE, Kyung-Hwan Toh, Working Paper 2003, "The Impact of Convergence of the Gas and Electricity Industries: Trends and Policy Implications".
40. AIE, décembre 2003, "The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook".
41. FIGAS, *Rapport Annuel 2003*.
42. *Commission Européenne*, "Livre vert sur la sécurité de l'approvisionnement en énergie : contexte technique", 2002.
43. OME, Juin 2003, "MEDSUPPLY: development of energy supplies to Europe from the southern and eastern Mediterranean countries". *Final Report for European Commission Synergy Programme*.

LISTE DES CAHIERS DE RECHERCHE CREDEN*

95.01.01	<i>Eastern Europe Energy and Environment : the Cost-Reward Structure as an Analytical Framework in Policy Analysis</i> Corazón M. SIDDAYAO
96.01.02	<i>Insécurité des Approvisionnements Pétroliers, Effet Externe et Stockage Stratégique : l'Aspect International</i> Bernard SANCHEZ
96.02.03	<i>R&D et Innovations Technologiques au sein d'un Marché Monopolistique d'une Ressource Non Renouvelable</i> Jean-Christophe POUDOU
96.03.04	<i>Un Siècle d'Histoire Nucléaire de la France</i> Henri PIATIER
97.01.05	<i>Is the Netback Value of Gas Economically Efficient ?</i> Corazón M. SIDDAYAO
97.02.06	<i>Répartitions Modales Urbaines, Externalités et Instauration de Péages : le cas des Externalités de Congestion et des «Externalités Modales Croisées»</i> François MIRABEL
97.03.07	<i>Pricing Transmission in a Reformed Power Sector : Can U.S. Issues Be Generalized for Developing Countries</i> Corazón M. SIDDAYAO
97.04.08	<i>La Dérégulation de l'Industrie Electrique en Europe et aux Etats-Unis : un Processus de Décomposition-Recomposition</i> Jacques PERCEBOIS
97.05.09	<i>Externalité Informationnelle d'Exploration et Efficacité Informationnelle de l'Exploration Pétrolière</i> Evariste NYOUKI
97.06.10	<i>Concept et Mesure d'Equité Améliorée : Tentative d'Application à l'Option Tarifaire "Bleu-Blanc-Rouge" d'EDF</i> Jérôme BEZZINA
98.01.11	<i>Substitution entre Capital, Travail et Produits Énergétiques : Tentative d'application dans un cadre international</i> Bachir EL MURR
98.02.12	<i>L'Interface entre Secteur Agricole et Secteur Pétrolier : Quelques Questions au Sujet des Biocarburants</i> Alain MATHIEU
98.03.13	<i>Les Effets de l'Intégration et de l'Unification Économique Européenne sur la Marge de Manœuvre de l'État Régulateur</i> Agnès d'ARTIGUES
99.09.14	<i>La Réglementation par Price Cap : le Cas du Transport de Gaz Naturel au Royaume Uni</i> Laurent DAVID
99.11.15	<i>L'Apport de la Théorie Économique aux Débats Énergétiques</i> Jacques PERCEBOIS
99.12.16	<i>Les biocombustibles : des énergies entre déclin et renouveau</i> Alain MATHIEU
00.05.17	<i>Structure du marché gazier américain, réglementation et tarification de l'accès des tiers au réseau</i> Laurent DAVID et François MIRABEL
00.09.18	<i>Corporate Realignment in the Natural Gas Industry : Does the North American Experience Foretell the Future for the European Union ?</i> Ian RUTLEDGE et Philip WRIGHT
00.10.19	<i>La décision d'investissement nucléaire : l'influence de la structure industrielle</i> Marie-Laure GUILLERMINET

* L'année de parution est signalée par les deux premiers chiffres du numéro du cahier.

01.01.20	<i>The industrialization of knowledge in life sciences Convergence between public research policies and industrial strategies</i> Jean Pierre MIGNOT et Christian PONCET
01.02.21	<i>Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité : la fixation des charges d'accès</i> Jacques PERCEBOIS et Laurent DAVID
01.06.22	<i>Les comportements de fraude fiscale : le face-à-face contribuables – Administration fiscale</i> Cécile BAZART
01.06.23	<i>La complexité du processus institutionnel de décision fiscale : causes et conséquences</i> Cécile BAZART
01.09.24	<i>Droits de l'homme et justice sociale. Une mise en perspective des apports de John Rawls et d'Amartya Sen</i> David KOLACINSKI
01.10.25	<i>Compétition technologique, rendements croissants et lock-in dans la production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque</i> Pierre TAILLANT
02.01.26	<i>Harmonisation fiscale et politiques monétaires au sein d'une intégration économique</i> Bachir EL MURR
02.06.27	<i>De la connaissance académique à l'innovation industrielle dans les sciences du vivant : essai d'une typologie organisationnelle dans le processus d'industrialisation des connaissances</i> Christian PONCET
02.06.28	<i>Efforts d'innovations technologiques dans l'oligopole minier</i> Jean-Christophe POUDOU
02.06.29	<i>Why are technological spillovers spatially bounded ? A market orientated approach</i> Edmond BARANES et Jean-Philippe TROPEANO
02.07.30	<i>Will broadband lead to a more competitive access market ?</i> Edmond BARANES et Yves GASSOT
02.07.31	<i>De l'échange entre salaire et liberté chez Adam Smith au « salaire équitable » d'Akerlof</i> David KOLACINSKI
02.07.32	<i>Intégration du marché Nord-Américain de l'énergie</i> Alain LAPOINTE
02.07.33	<i>Funding for Universal Service Obligations in Electricity Sector : the case of green power development</i> Pascal FAVARD, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
02.09.34	<i>Démocratie, croissance et répartition des libertés entre riches et pauvres</i> David KOLACINSKI
02.09.35	<i>La décision d'investissement et son financement dans un environnement institutionnel en mutation : le cas d'un équipement électronucléaire</i> Marie-Laure GUILLERMINET
02.09.36	<i>Third Party Access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum : the case of natural gas</i> Laurent DAVID et Jacques PERCEBOIS
03.10.37	<i>Competition And Mergers In Networks With Call Externalities</i> Edmond BARANES et Laurent FLOCHEL
03.10.38	<i>Mining and Incentive Concession Contracts</i> Nguyen Mahn HUNG, Jean-Christophe POUDOU et Lionel THOMAS
03.11.39	<i>Une analyse économique de la structure verticale sur la chaîne gazière européenne</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.40	<i>Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseaux : le cas du gaz et de l'électricité. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne</i> Jacques PERCEBOIS
03.11.41	<i>Mechanisms of Funding for Universal Service Obligations: the Electricity Case</i> François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
03.11.42	<i>Stockage et Concurrence dans le secteur gazier</i> Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU

03.11.43	<i>Cross Hedging and Liquidity: A Note</i> Benoît SEVI
04.01.44	<i>The Competitive Firm under both Input and Output Price Uncertainties with Futures Markets and Basis risk</i> Benoît SEVI
04.05.45	<i>Competition in health care markets and vertical restraints</i> Edmond BARANES et David BARDEY
04.06.46	<i>La Mise en Place d'un Marché de Permis d'Emission dans des Situations de Concurrence Imparfaite</i> Olivier ROUSSE
04.07.47	<i>Funding Universal Service Obligations with an Essential Facility: Charges vs. Taxes and subsidies</i> , Charles MADET, Michel ROLAND, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.07.48	<i>Stockage de gaz et modulation : une analyse stratégique</i> , Edmond BARANES, François MIRABEL et Jean-Christophe POUDOU
04.08.49	<i>Horizontal Mergers In Internet</i> Edmond BARANES et Thomas CORTADE
04.10.50	<i>La promotion des énergies renouvelables : Prix garantis ou marché de certificats verts ?</i> Jacques PERCEBOIS
04.10.51	<i>Le Rôle des Permis d'Emission dans l'Exercice d'un Pouvoir de Marché sur les Marchés de Gros de l'Electricité (La Stratégie de Rétention de Capacité</i> Olivier ROUSSE
04.11.52	<i>Consequences of electricity restructuring on the environment: A survey</i> Benoît SEVI
04.12.53	<i>On the Exact Minimum Variance Hedge of an Uncertain Quantity with Flexibility</i> Benoît SEVI
05.01.54	<i>Les biocarburants face aux objectifs et aux contraintes des politiques énergétiques et agricoles</i> Alain MATHIEU
05.01.55	<i>Structure de la concurrence sur la chaîne du gaz naturel : le marché européen</i> Vincent GIRAULT
05.04.56	<i>L'approvisionnement gazier sur un marche oligopolistique : une analyse par la théorie économique</i> Vincent GIRAULT