

Intégration latérale dans le secteur de l'énergie

Résumé:

En réaction aux pressions divergentes des autorités européennes et des gouvernements nationaux, les entreprises du secteur de l'énergie de l'UE se sont lancées dans des opérations complexes de fusion et acquisition dont il est difficile d'évaluer le gain pour la collectivité. Les autorités chargées de défendre la concurrence ont beaucoup de mal à apprécier le bien-fondé de ces opérations et cet article est une contribution à la construction d'un modèle de concurrence imparfaite susceptible de les y aider. Nous commençons par rappeler le détail de la tentative (avortée) de prise de contrôle de Endesa par Gas Natural en Espagne (septembre 2005-Février 2007) puis nous décrivons un modèle de concurrence imparfaite dans lequel il est possible de combiner quatre unités de production: un importateur de gaz naturel qui vend aux consommateurs finaux, un importateur de gaz naturel qui vend à une centrale électrique au gaz, un producteur d'électricité possédant une turbine à gaz, et un producteur d'électricité utilisant une technologie non gazière. Après avoir caractérisé le dispatching optimal, nous étudions et comparons diverses configurations industrielles, notamment un monopole intégré, un oligopole, un monopole gazier amont faisant face à de la concurrence dans le secteur électrique et enfin un monopole bilatéral. On peut comprendre ainsi que les conditions de fixation du prix de cession du gaz pour alimenter les turbines à gaz produisant de l'électricité sont une variable clé obéissant à des considérations stratégiques complexes et qui nécessitent donc un examen minutieux, pouvant déboucher éventuellement sur l'exigence de la séparation des activités de fourniture de gaz intermédiaire et de gaz au détail.

Mots-clés: électricité, gaz naturel, dispatching optimal, fusion, concurrence oligopolistique.

Codes JEL: G34, L22, L94, L95

Summary:

During the last decade, several huge energy companies have merged in the European Union. This paper analyses mergers between gas and electricity activities, a "conglomerate relationship" in the Commission lingo.

We first review the paradigmatic case of the tentative of takeover (that fell through) on Endesa by Gas Natural in Spain (September 2005-February 2007). Then, we detail a model of imperfect competition where one can combine four production units: an importer of natural gas selling to final consumers, an importer of natural gas selling to the electricity industry, a producer of electricity using a gas turbine, and a producer of electricity using a non-gas technology. On the consumer side, we assume that gas and electricity are imperfect substitutes. We successively analyze the dispatch of the four units *i*) at first best, *ii*) by a private monopoly, *iii*) by an oligopoly, *iv*) by an upstream gas monopoly facing downstream competition, and *v*) by a bilateral monopoly. We emphasize the paramount role of the price for intermediary gas and suggest that the supply of bulk gas and retail gas should be separated.

* Ecole d'Economie de Toulouse (Gremaq et IDEI, UT1), ccrampes@cict.fr

Dix ans après la Directive 96/92 qui a lancé le mouvement de libéralisation de l'industrie électrique en Europe, le 1^{er} juillet 2007 devrait voir l'apothéose de cette réforme avec l'ouverture des marchés à l'ensemble des consommateurs. Pourtant, il est probable qu'il ne se passera rien de très important en juillet 2007. En effet, bien que le secteur ait connu d'importants bouleversements au cours de la décennie écoulée, il ne s'y est pas produit de vraie révolution, au contraire par exemple des télécommunications. Il est vrai que l'électricité n'a pas été frappée par un choc technologique d'une portée équivalente aux innovations qui ont permis aux télécommunicants de s'affranchir de la liaison physique avec le réseau, donc de la tutelle de l'opérateur local. Le choc qui a affecté l'industrie électrique est avant tout politique. Quand c'est la technologie qui change, les acteurs n'ont pas d'autre choix que de suivre le mouvement; ne pas innover c'est se condamner à disparaître. La politique en revanche ouvre de larges possibilités de négociation. On a ainsi vu plusieurs Etats membres, dont la France, aller vers l'ouverture en traînant les pieds, en transposant les textes européens au dernier moment, sinon avec retard, et toujours en s'en tenant au minimum exigé. En revanche, le Royaume Uni et les pays nordiques ont pressé le pas pour basculer vers un système marchand.

Dix ans après donc, l'Union européenne est loin d'avoir réussi à réformer son industrie électrique de façon homogène et la Commission vitupère à intervalles réguliers contre les obstacles dressés sur la route de l'achèvement d'un grand marché de l'électricité. Par exemple, dans son rapport 2005 sur l'avancement de l'ouverture des marchés (Commission 2005), elle identifie cinq dysfonctionnements auxquels les Etats membres sont invités à remédier:

- dans certains États, les marchés du gaz et de l'électricité restent concentrés, ce qui permet aux opérateurs historiques d'user de leur pouvoir de marché en agissant sur les prix;
- les marchés de gros ne sont pas suffisamment liquides, soit en raison de contrats à long terme soit parce que les compagnies opèrent à la fois dans la production et sur le marché de détail; la dé-intégration verticale entre activités de réseau et de fourniture est aussi jugée insuffisante;
- les interconnexions entre systèmes nationaux sont trop faibles pour assurer le développement de marchés énergétiques européens intégrés;
- il y a un manque de transparence des règles, protocoles et résultats. Cette opacité profite aux opérateurs en place, défavorise les nouveaux venus et suscite la méfiance de l'opinion publique;
- les entreprises et les consommateurs (et donc les politiques) ont une confiance limitée dans les mécanismes de formation des prix sur les marchés énergétiques de gros, d'autant plus que les prix ont considérablement augmenté.

Nous consacrerons cet article au premier des cinq points précédents, la concentration des industries électrique et gazière. Pour la Commission qui prône la concurrence comme un dogme, oubliant que dans beaucoup d'activités l'efficacité passe par des formes variées de non concurrence, la situation est décevante. Non seulement les opérateurs historiques n'ont pas disparu mais ils ont grossi et ils se sont même lancés depuis peu dans une frénésie de fusions et d'acquisitions. Il n'est pas surprenant qu'il y ait des restructurations. L'histoire montre que les chocs exogènes, qu'ils soient technologiques ou institutionnels, entraînent toujours quelque forme de réaménagement. Mais la Commission comptait plutôt sur un morcellement des entités de production et de commercialisation. Or, la concentration a tendance à augmenter. A titre d'exemple, on peut citer:

- des opérations soumises à autorisation nationale

- en Allemagne, E.On -Rhurgas: acceptée (malgré l'opposition des régulateurs)
- en Espagne, Endesa-Iberdrola: acceptée sous conditions, abandonnée à cause des conditions
- en Espagne encore, Gas Natural-Endesa: acceptée sous conditions, suspendue en appel, finalement retirée en février 2007.
- des opérations soumises à autorisation communautaire
 - EDF-London Electricity: acceptée sous conditions
 - EDF-EnBW: acceptée sous conditions¹
 - EDP-ENI-GDP: bloquée
 - Iberdrola-Scottish Power: acceptée
- des projets plus ou moins réalistes
 - E.On /Endesa (en contre-offensive à Gas Natural-Endesa), GDF/Suez (en contre-offensive à un projet Enel/Suez), EDF/GDF (proposé par les syndicats et certains hommes politiques), etc.

Cette liste non exhaustive permet de voir qu'une intense agitation secoue depuis 5 ans les industries électrique et gazière en Europe, notamment dans la péninsule ibérique. La tentative de Gas Natural pour prendre le contrôle de Endesa retient particulièrement l'attention en raison de la complexité des relations qu'entretiennent les entreprises d'électricité et celles du gaz naturel. Elles sont à la fois dans une relation de fournisseur et client pour la production d'électricité par turbines à gaz et dans une relation de concurrence pour la fourniture d'énergie aux clients finals. Les opérations de "fusion latérale" du type de E.On et Rhurgas en 2003 et de Gas Natural et Endesa en 2005 (qui est enfin conclue en février 2007 par un abandon) présentent donc un grand intérêt tant sur le plan de l'analyse économique que sur le plan de leurs retombées politiques.

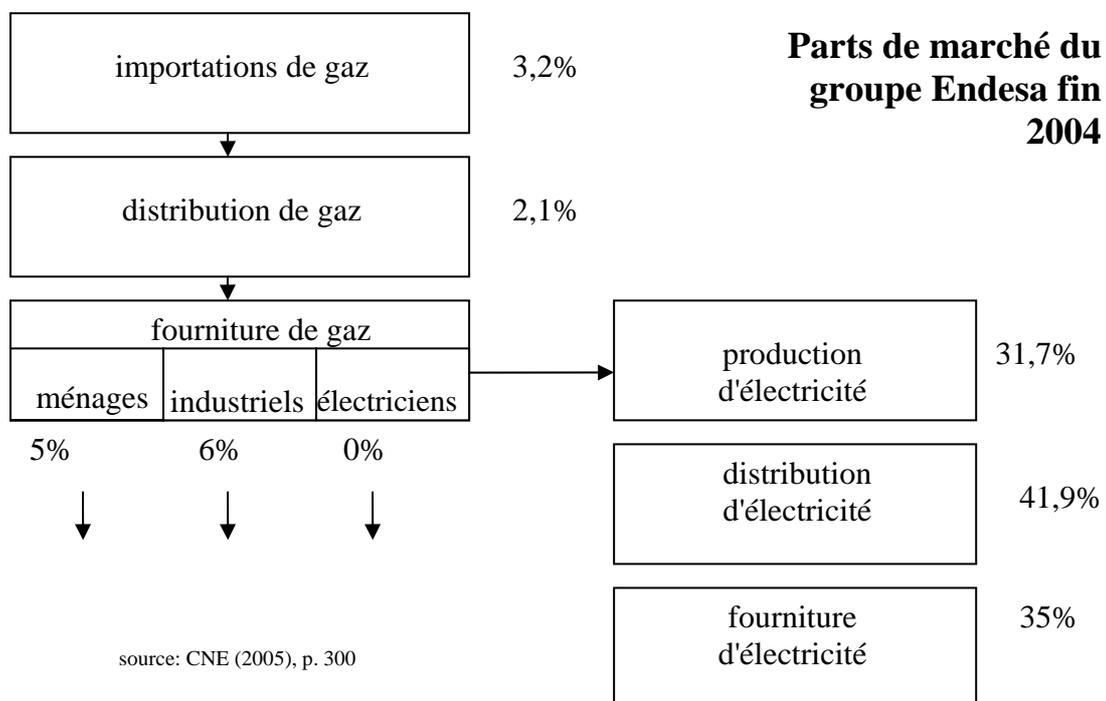
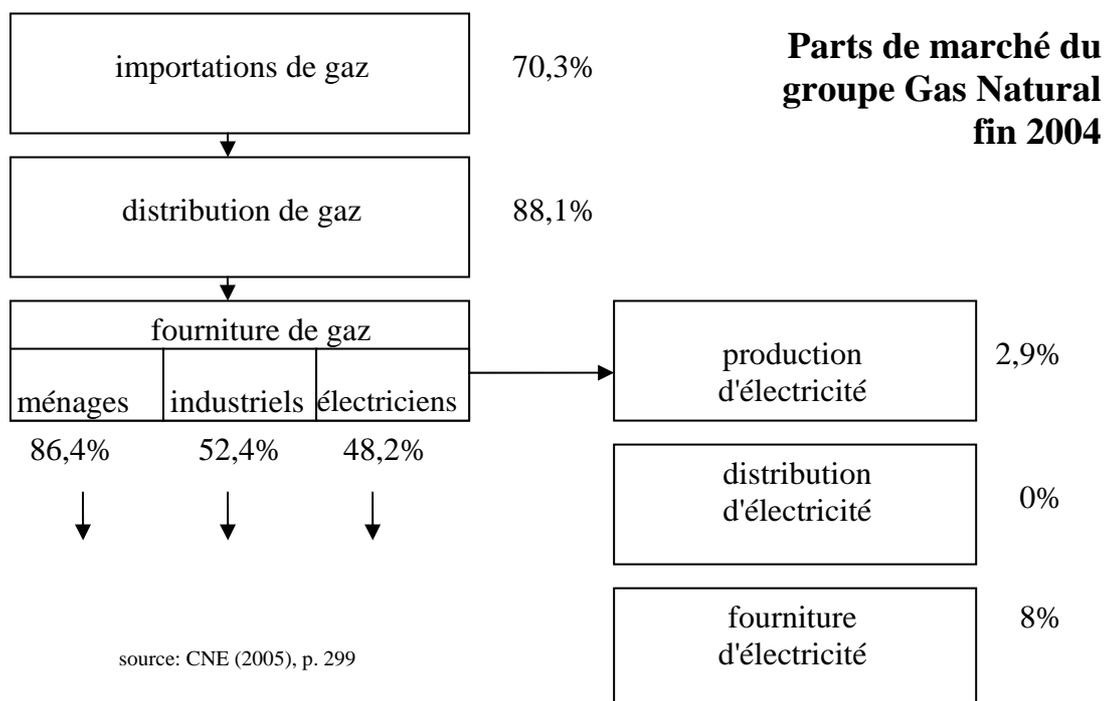
La première section sera consacrée à une présentation du cas espagnol, dont on sait enfin en février 2007 qu'il ne débouchera pas sur la création d'un champion national bi-énergie en raison du retrait de l'offre de Gas Natural, incapable de s'opposer à la contre OPA lancée par E.On. La section 2 contient les principes d'une analyse économique de ce type de projet industriel. Il s'agit d'en mettre en lumière les avantages et les inconvénients en termes de profits et en termes d'efficacité sociale.

1. La tentative de prise de contrôle de Endesa par Gas Natural

Le 5 septembre 2005, Gas Natural annonce qu'elle lance une OPA sur Endesa pour un montant de 22,5 milliards d'euros. Gas Natural est une compagnie intégrée du secteur de l'énergie (voir la figure 1). Ses principaux actionnaires sont Repsol (30 %) et la Caixa (30 %). A titre principal, elle est active en Espagne pour la fourniture, la production, la distribution, la regazéification, la liquéfaction et le stockage de gaz naturel. Ses activités accessoires sont la production, la distribution et la fourniture d'électricité. Elle est aussi présente dans le secteur gazier en Amérique latine. La cible, Endesa, est la principale entreprise électrique en Espagne; c'est aussi la principale entreprise électrique privée en Amérique latine. Elle est également active dans le gaz et les télécoms (sur son réseau électrique). Son plus gros actionnaire est Caja Madrid (9 %). Elle a donc un flottant important, ce qui en fait une cible de choix pour une OPA.

¹ EDF a été obligé de mettre aux enchères des options de soutirage d'énergie, appelées capacités virtuelles (Virtual Power Plants).

Figure 1: Parts de marché de Gas Natural et Endesa



Depuis cette date, l'opération a connu de multiples rebondissements. Elle a été compromise par des procédures en appel de Endesa, proie non consentante, et surtout par la contre-offre que l'entreprise E.On a lancée le 21 février 2006 pour un montant de 29,1 milliards d'euros, contre-OPA validée par la Commission européenne en avril de la même année. La volonté du gouvernement espagnol de créer un champion national de l'énergie était très forte. Au nom de la sécurité d'approvisionnement, il est allé jusqu'à modifier les attributions de la commission sectorielle de l'énergie (CNE) pour bloquer le projet de E.On. Mais la réaction de la Commission européenne a été immédiate et devant la menace de sanctions, le gouvernement a dû laisser Gas Natural face aux marchés financiers, ce qui l'a conduit à retirer son offre au début de février 2007, laissant ainsi le champ libre à E.On.²

Dans la suite de cette section, nous essayons de nous abstraire des dimensions politiques de l'opération pour nous concentrer sur les arguments qui ont conduit le Tribunal de Competencia (TDC 2006), l'équivalent du Conseil de la Concurrence en France, à donner le 5 janvier 2006 un avis négatif au gouvernement, avis qui n'a pas été suivi par le dit gouvernement puisque le 3 février 2006, il décidait de donner son accord, sous conditions, à l'OPA (décision contre laquelle Endesa avait obtenu un jugement d'appel suspensif contre caution).

Le TDC a commencé par définir les marchés en cause. Pour le gaz naturel, les opérations d'exploration et de production ne concernent pas l'Espagne qui importe 97 % de l'étranger. En revanche, il faut prendre en compte l'approvisionnement (importations par gazoducs et ports méthaniers, stockage), le transport, la distribution en moyenne et basse pressions, et la fourniture au client final.³ Dans ce dernier segment, il faut distinguer la fourniture aux ménages et PME (surtout chauffage, donc demande saisonnière et aléatoire), aux grands industriels (profils hebdomadaire et annuel prévisibles) et aux producteurs d'électricité (gros consommateurs; forte variabilité saisonnière et aléas dus à la température et à l'hydrologie). Pour l'électricité, il y a quatre marchés à prendre en compte⁴: la production (marché de gros et marché des contraintes techniques), la distribution, la fourniture aux clients en haute tension (profil prévisible, réactifs au prix), et la fourniture aux clients en basse tension).

Pour compliquer encore l'analyse, il faut faire intervenir la dimension géographique des marchés, essentielle pour des activités où l'emprise spatiale présente une forte inertie à court terme. Par exemple, pour l'électricité, les marchés géographiques pertinents sont *i*) national pour la production sur le marché pool et les contrats bilatéraux, *ii*) zonal pour la résolution des contraintes de réseau, *iii*) local pour la distribution et *iv*) national pour la fourniture.

Compte tenu de ces délimitations, le TDC cherche ensuite à savoir quels effets aurait la fusion sur chacun des marchés de produit et géographiques, à la fois sur le plan structurel, sur le plan des conséquences comportementales et quant aux résultats prévisibles. Parmi les points à retenir, on peut noter que si l'opération projetée augmente assez peu la concentration⁵ sur l'ensemble des marchés concernés, c'est d'une part parce que la concentration est déjà très

² Qui a dû entre-temps augmenter sensiblement son offre. Le conseil d'administration de Endesa s'est déclaré d'accord avec une offre montée à 41 milliards d'euros (source: The Economist, 3 février 2007). Depuis, l'italien Enel est entré dans la danse.

³ Noter que, depuis janvier 2003, tous les consommateurs espagnols sont éligibles.

⁴ Le transport n'est pas concerné.

⁵ La concentration est mesurée par l'indice de Herfindhal-Hirshman (HHI), c'est-à-dire la somme des carrés des parts de marché.

élevée, et d'autre part parce qu'il s'agit d'une fusion entre firmes fortement complémentaires comme on le voit bien dans la figure 1. Sous l'angle statistique, les tableaux de la figure 2 donnent l'indice HHI avant et après fusion pour la fourniture d'électricité et de gaz. Dans les cinq marchés concernés, on voit que la concentration est très forte⁶ et la fusion ne fait que l'aggraver.

	Clients en HT	Ménages et PME
<i>HHI avant</i>	3076	3521
<i>HHI après</i>	3207	3551
ΔHHI	130	30

Figure 2a
Concentration avant et après fusion dans la fourniture d'électricité

	Gros clients	Production d'électricité	Ménages et PME
<i>HHI avant</i>	3118	3060	8058
<i>HHI après</i>	3646	3060	8685
ΔHHI	528	0	627

Figure 2b
Concentration avant et après fusion dans la fourniture de gaz naturel

Mais c'est surtout la dimension verticale, ou plutôt "latérale", de l'opération qui retient l'attention. Le TDC met en lumière *i*) un renforcement du pouvoir de marché de Gas Natural dans la production d'électricité compte tenu de sa position dominante dans l'approvisionnement en gaz et du développement des turbines à gaz, *ii*) un renforcement sur le marché du gaz au détail grâce aux informations sur les profils de consommation données par les fournisseurs aux distributeurs, *iii*) un renforcement sur le marché de l'électricité au détail grâce à l'intégration distribution/fourniture et *iv*) un renforcement dans les parties amont de l'industrie du gaz naturel.

Et ce n'est pas tout. Le TDC prend aussi en compte la puissance agrégée du nouveau groupe industriel en examinant successivement les possibilités de subventions croisées entre gaz et électricité, le pouvoir accru du groupe dans Enagas (c'est le propriétaire du réseau de transport de gaz naturel, entreprise privée sans gros actionnaire), le risque accru de capture du régulateur du secteur⁷, le biais dans les choix de Repsol⁸ pour commercialiser gaz naturel et

⁶ Rappelons que le "seuil d'alerte" employé par de nombreuses autorités de la concurrence pour dire qu'un secteur est très concentré est HHI= 1800.

⁷ Electricité et gaz naturel sont régulés par la Comisión Nacional de Energía (CNE).

⁸ Rappelons que Repsol est l'un des deux gros actionnaires de Gas Natural avec 30% du capital.

produits pétroliers, les offres duales gaz/électricité (que le TDC ne voit pas nécessairement comme une politique commerciale néfaste pour les consommateurs).

Enfin, l'autorité de la concurrence met en avant le fait qu'il existe dans les deux secteurs concernés d'importantes barrières à l'entrée, de sorte qu'il ne faudra pas compter sur de nouveaux arrivants pour restaurer la concurrence. Dans l'industrie électrique, le TDC liste des interconnexions trop faibles pour que les importations jouent un rôle concurrentiel, la localisation des centrales, l'accès à l'hydro, l'accès aux combustibles, les contraintes de transport, les contrats de long terme, le mauvais fonctionnement du marché pool, les coûts de transition à la concurrence, et l'intégration verticale (au travers de holdings). Dans l'industrie gazière, le TDC cite l'accès aux sources d'approvisionnement, l'accès aux infrastructures d'importation, le coût de construction de nouvelles infrastructures, l'intégration verticale, le seuil minimum d'entrée sur le marché de la fourniture, un prix de fourniture régulé inférieur au prix du marché international, la publicité et la fidélisation des clients.

Devant un tel réquisitoire, ni les arguments d'efficience avancés par Gas Natural, c'est-à-dire les gains collectifs à attendre de la fusion, ni les remèdes proposés pour rendre la fusion moins anticoncurrentielle, c'est-à-dire des engagements à céder certains actifs ou à renoncer à certains marchés, ne pèsent très lourds.

Finalement, le Tribunal de Competencia « ...conseille au gouvernement de déclarer irrecevable l'opération de concentration notifiée et d'ordonner qu'elle ne soit pas réalisée ».⁹ Cet avis est adopté par 6 voix contre 3. Les trois opposants sont autorisés à exprimer leur avis qui peut se résumer ainsi: le travail du TDC ne consiste pas à donner un avis positif ou négatif sec, mais à proposer des aménagements à l'opération, ce qui était tout à fait réalisable dans le cas présent. Par exemple, *i*) il était possible de forcer Endesa à vendre à un tiers la filiale qui l'approvisionne en gaz naturel, *ii*) Gas Natural pouvait être astreint à des mesures de "gas release" (i.e des ventes aux enchères de contrats), *iii*) il était possible de contraindre Gas Natural à céder ses sept centrales à cycle combiné ou encore *iv*) il était possible d'obliger le groupe à vendre ses réseaux de distribution s'il voulait conserver la fourniture de gaz et d'électricité. Le problème est que ces mesures correctives sont beaucoup plus importantes que celles proposées par Gas Natural. Assortie de mesures d'une telle ampleur, il n'est pas sûr que l'opération aurait été aussi profitable que ce qu'espéraient les actionnaires de Gas Natural, ni que le groupe formé aurait eu l'envergure souhaitée par le gouvernement espagnol.

2. Effets des fusions latérales sur la concurrence et l'efficacité

La tentative de prise de contrôle de Endesa par Gas Natural a été l'occasion pour les économistes d'exprimer des avis partiellement divergents quant aux conclusions, mais *a priori* d'accord sur la nécessité d'un examen minutieux des opérations de fusion dans le domaine de l'énergie, en particulier quand elles concernent des entreprises de secteurs voisins, comme dans le cas présent une entreprise du secteur gazier et une entreprise du secteur électrique.¹⁰ Le problème est que nous ne disposons pas pour l'instant de modèle d'analyse quantitative suffisamment exhaustif de ces fusions qui combinent des aspects horizontaux et verticaux entre des entreprises très complémentaires comme celles de la figure 1. La complexité de ce type d'opération rend délicate l'évaluation de leurs coûts et avantages pour la collectivité, évaluation nécessaire pour éclairer les autorités de la concurrence au moment de la décision

⁹ Au contraire, la Comisión Nacional de Energía avait un peu plus tôt donné un avis favorable, moyennant certaines cessions d'actifs.

¹⁰ Barquín *et alii* (2005, 2006) se prononcent contre l'opération alors que Padilla *et alii* (2005) y sont favorables.

de refuser l'opération ou de l'accepter, avec ou sans condition correctrice additionnelle. Le travail présenté ci-après doit être vu comme une brique apportée à cet édifice.¹¹

2.1. Complémentarité et substituabilité des sources d'énergie

Dans Crampes et Hernandez (2007), nous construisons un modèle destiné à mettre en lumière certaines des incitation privées et publiques qui interviennent dans une opération telle que celle décrite dans la section précédente. Nous allons maintenant présenter une esquisse du modèle utilisé et des résultats préliminaires qui en sont tirés.

On suppose que l'industrie de l'énergie est formée de quatre unités de production, comme cela est illustré par la figure 3:

G est un importateur de gaz naturel qui vend aux consommateurs finaux;

IG est un importateur de gaz naturel qui vend à une centrale électrique au gaz;

GT est un producteur d'électricité possédant une turbine à gaz;

N est un producteur d'électricité utilisant une technologie non gazière.

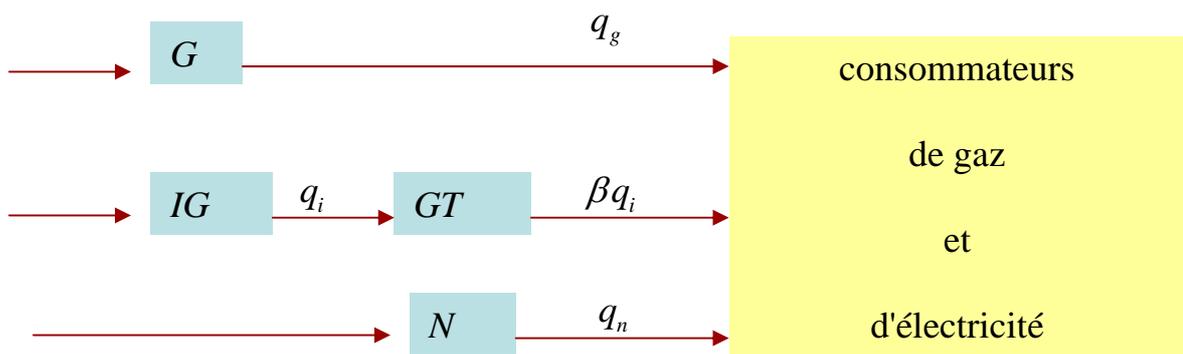


Figure 3: Unités composant l'industrie de l'énergie

Le gaz naturel est importé à un prix exogène égal à c , fixé par les conditions des marchés internationaux. La technologie non gazière utilisée pour produire de l'électricité est supposée peu coûteuse mais limitée par sa capacité de production. Dans le cas français, on pense bien entendu au nucléaire. Dans d'autres pays, il s'agira du charbon ou de l'hydraulique. Le coût de production de l'électricité avec la technologie de base est plus faible que le coût de l'électricité par turbines à gaz. Pour simplifier l'analyse, on suppose que ce coût est nul tant que la capacité disponible K n'est pas atteinte:

$$C_n(q_n, K) = \begin{cases} 0 & \text{si } q_n \leq K \\ \infty & \text{sinon.} \end{cases}$$

¹¹ Une contribution importante est celle de Knittel (2003) qui étudie la différence des prix de détail du gaz et de l'électricité selon que les deux énergies sont vendues par deux entreprises différentes ou par la même entreprise. A partir de données nord-américaines il montre que dans les entreprises intégrées proposant les deux énergies les prix fixés subventionnent les consommateurs industriels de gaz naturel à partir des marges prélevées sur les consommateurs résidentiels et commerciaux d'électricité.

Pour produire la quantité q d'électricité à partir du gaz, il en coûte $C_g(q) = cq/\beta$, où $\beta < 1$ représente le nombre de kWh produits avec 1m^3 de gaz. On suppose qu'il n'y a ni coût de réseau ni coût de commercialisation des produits énergétiques.

La fonction de surplus des consommateurs est telle que l'utilité marginale du gaz et l'utilité marginale de l'électricité sont décroissantes. Par ailleurs, pour tenir compte des industriels qui sont équipés en biénergie, nous supposons qu'il existe certaines possibilités de substitution entre gaz, produit et consommé en quantité q_g , et électricité, produite et consommée en quantité $q_e = q_n + \beta q_i$.¹² Cela a pour conséquence que l'utilité marginale du gaz, c'est-à-dire la disposition à payer pour 1m^3 de gaz décroît avec la consommation d'électricité et, de même, la disposition à payer pour 1kWh d'électricité décroît avec la consommation de gaz. Le degré de substituabilité entre les deux sources d'énergie chez les consommateurs finaux¹³ peut varier de la substituabilité parfaite quand les consommateurs alimentent leur chaudière exclusivement avec la source qui leur coûte le moins à l'absence de substituabilité quand chaque consommateur est prisonnier de l'une des sources et ne peut s'adapter à des hausses de coût ou de prix que par restriction de sa consommation. Dans la réalité les équipements des consommateurs sont hétérogènes, certains en bi-énergie, d'autres en mono-énergie et les vendeurs font donc face à une substituabilité non nulle mais imparfaite.

Dans ce cadre, on voit bien que le gaz naturel et l'électricité sont à la fois complémentaires (en amont le gaz permet de produire de l'électricité) et concurrents (imparfaits) en aval. Dans son état actuel, le modèle ne permet pas de mettre en lumière la substituabilité qui existe aussi en amont où certaines centrales thermiques sont capables de brûler différentes énergies primaires et donc de s'adapter à d'éventuelles hausses du prix du gaz.

2.2. Allocations de premier rang et de monopole

On sait que l'allocation optimale des biens et services exige que les niveaux de production et d'utilisation des facteurs de production soient poussés jusqu'à égaliser entre elles les utilités marginales des différents produits (optimum de distribution), à égaliser entre eux les coûts marginaux des différents produits (optimum de production), et à rendre égaux les coûts marginaux et les utilités marginales (optimum généralisé). Dans le cadre de notre modèle de l'énergie, les technologies sont très simples et la seule difficulté réside dans l'interdépendance des deux sources d'énergie.

La Figure 4 représente la production optimale d'électricité q_e^* à l'intersection de la fonction d'utilité marginale (qui, rappelons-le, est paramétrée par la consommation de gaz dès lors qu'il existe une certaine substituabilité entre les deux sources) et du coût marginal. En période "hors-pointe" (courbe la plus à gauche), l'utilité marginale de l'énergie est faible et on voit que la totalité de la consommation d'électricité peut être satisfaite avec la technologie non gazière N , donc un coût marginal nul (point A). Alors, $q_e^* < K$ et la technologie gazière n'est pas utilisée. Le gaz naturel importé sert uniquement à alimenter les consommateurs finaux. Au contraire aux heures de pointe (courbe la plus à droite), la totalité de la technologie N est

¹² Dans le court terme, les possibilités de substitution sont totalement figées par les équipements installés sur les lieux de consommation. Par conséquent, la substituabilité n'est possible que pour certains types d'industries où le contrôle de la température des processus de production est essentiel. Par exemple, "Dans l'industrie laitière, la plupart des entreprises ont des systèmes multi-énergie permettant de basculer d'une source d'énergie à l'autre à un coût quasiment nul"; Bousquet and Ivaldi (1998).

¹³ Avec une fonction de surplus quadratique, le degré de substituabilité est égal à la dérivée seconde croisée par rapport aux deux sources d'énergie.

utilisée et il faut recourir à la centrale *GT* pour un montant $q_e^* - K$ pour ne pas rationner la demande. Le coût marginal est celui de la production d'électricité par turbine à gaz, donc c/β (point C). Enfin, il existe un cas intermédiaire où le dispatching optimal sature la capacité non gazière K mais l'utilité marginale n'est pas suffisamment grande pour accroître la production électrique en recourant au gaz. Le coût marginal est alors positif mais inférieur à c/β (point B).

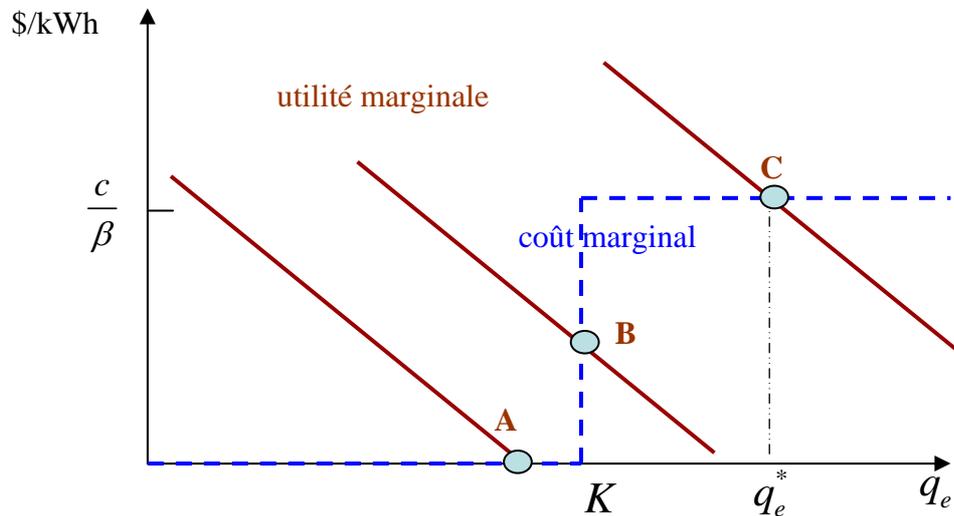


Figure 4: Production optimale d'électricité

Le calcul du dispatching est rendu difficile par la possibilité de substituer une énergie à l'autre chez les consommateurs finaux. En effet, la quantité d'électricité à produire dépend non seulement des caractéristiques de la demande et de l'offre d'électricité mais aussi de celles du gaz. Et il en va symétriquement des productions intermédiaire et finale de gaz naturel.

L'allocation optimale peut être décentralisée si un mécanisme marchand est capable de déterminer des prix égaux aux coûts marginaux. C'est le cas des marchés parfaitement concurrentiels, c'est-à-dire dans lesquels les agents considèrent que leurs décisions ne peuvent pas affecter les prix. Par exemple on voit que si, dans la figure 4, l'utilité marginale est interprétée comme la disposition à payer des consommateurs finaux d'électricité, donc leur fonction de demande, et si la courbe (en escalier) de coût marginal est l'exigence à être compensés des producteurs, donc leur fonction d'offre, l'équilibre du marché final de l'électricité (paramétré par la consommation finale de gaz naturel) conduit à un prix d'équilibre égal à 0 aux heures creuses (point A), égal à c/β aux heures de pointe (point C) et compris entre ces deux valeurs aux heures de demi-pointe (point B). Compte tenu de l'absence de contrainte de capacité sur les importations de gaz naturel, le prix qui décentralise l'optimum sur les marchés intermédiaire et final du gaz est évidemment le cours international c , aux heures de pointe comme aux heures creuses et de demi-pointe. A ces prix, les quantités produites et consommées sont bien les mêmes qu'à l'optimum déterminé antérieurement. Il faut cependant noter que cette équivalence de l'allocation optimale et de l'allocation concurrentielle fait l'impasse sur la viabilité financière de la seconde. En effet, aux heures creuses, avec un prix nul de l'électricité et un prix du gaz égal à son coût c , aucun producteur ne fait de profit et ne peut donc couvrir les charges fixes afférentes à l'équipement K . Ce n'est qu'aux heures de demi-pointe et de pointe que le prix du marché de l'électricité s'élève au dessus du coût de production de la technologie non gazière (ici égal à 0) et apporte un bénéfice aux propriétaires de ce type d'équipement. Pendant chaque heure de pointe, ils

encaissent un bénéfice égal à cK/β qui leur permet de payer tout ou partie des coûts fixes de l'équipement K .

A l'opposé de la configuration concurrentielle, on trouve le monopole privé intégré, c'est à dire une entreprise contrôlant la totalité des deux sources d'énergie en amont et en aval. On sait que la recherche du profit maximum conduit ce type d'entreprise à égaliser le coût marginal de production avec le revenu marginal et non, comme le veut l'optimum, avec l'utilité marginale des consommateurs.¹⁴ Il en résulte des productions inférieures aux volumes optimaux et donc une perte de surplus. Les prix de vente aux consommateurs finaux sont supérieurs aux coûts marginaux mais il n'y a pas de marché intermédiaire pour le gaz, cédé à GT à son prix d'acquisition c . Cette dernière remarque montre que le monopole intégré n'a pas que des défauts. En particulier, il est efficace en termes de combinaison productive. En effet, son intérêt est de minimiser les coûts de production. Donc, la combinaison de technologies qu'il choisit pour produire un nombre donné de kWh est la même que celle qui serait choisie à l'optimum pour produire ce même nombre. Mais comme il produit moins que la quantité optimale, il a tendance à moins utiliser la technologie gazière qu'il ne le faudrait. Ainsi, sur la figure 4, on voit bien que l'intersection du coût marginal avec la recette marginale des heures de pointe peut se situer à gauche de K , donc sans recourir au gaz, alors que $q_e^* > K$. Autrement dit, la notion d'heure de pointe est non seulement contingente à la demande (les consommateurs sont-ils prêts à payer beaucoup plus cher à certaines heures?) et à la technologie (la capacité installée K est-elle très faible?), mais elle est aussi contingente au mode de gestion: avec des prix de monopole plus élevés qu'en concurrence, la demande à servir est plus faible et il y a donc moins d'heures de pointe.

2.3. Concurrence oligopolistique

Les quatre unités de production constituant l'industrie de l'énergie que nous avons décrites dans la Figure 3 peuvent être fusionnées de différentes façons pour refléter les plans de leurs propriétaires ou les projets gouvernementaux en matière de création de champions nationaux ou de promotion de la concurrence. Nous allons commencer par décrire le fonctionnement de la "référence oligopolistique", c'est à dire l'équilibre de marché entre un détaillant de gaz G qui est en concurrence avec un vendeur d'électricité GT , lequel achète du gaz sur les marchés internationaux pour produire de l'électricité, alors qu'il existe aussi un producteur indépendant d'électricité N utilisant à pleine capacité une centrale non gazière, ce qui donne à ce dernier un rôle passif dans le jeu concurrentiel. Cette structure de l'industrie peut être considérée comme le marché imparfait le moins dommageable pour l'efficacité collective. C'est une maquette de ce qui aurait pu se produire en Espagne si l'OPA de Gas Natural sur Endesa avait été menée jusqu'à sa fin accompagnée de mesures correctrices obligeant la nouvelle entité à céder ses unités non gazières de production d'électricité et son activité de fourniture de gaz au détail. Par la suite, nous étudierons deux autres configurations de l'industrie: celle dans laquelle, avant intégration les deux technologies de production de l'électricité sont gérées par deux entreprises concurrentes comme au Royaume Uni et celle où l'essentiel de la production d'électricité reste contrôlé par la même entreprise, quelle que soit la technologie, comme c'est le cas en France.

¹⁴ En notant $p(q)$ la demande (ou utilité marginale, ou recette moyenne) du volume q , avec $dp/dq < 0$, la recette marginale est $p + q.(dp/dq)$. En effet, sans discrimination tarifaire, la vente d'une unité supplémentaire rapporte le prix p mais exige une réduction du prix de vente sur toutes les quantités qui auraient été écoulées sans réduction. La recette marginale est donc inférieure à la recette moyenne. Graphiquement elle est située en dessous de la courbe d'utilité marginale.

Nous ne considérons que le cas dans lequel les deux technologies sont utilisées pour produire de l'électricité, la capacité de la technologie non gazière étant utilisée à pleine capacité. Cette hypothèse a l'avantage de retirer un concurrent actif de l'arène, mais l'inconvénient de ne pas ouvrir à l'analyse le cas dans lequel la concurrence conduit à une inefficacité productive, plus précisément le cas où la technologie gazière est mise en route alors que les centrales de type N ne sont pas utilisées à pleine capacité. Ce cas mérite d'être examiné en détail car il est typique d'une situation où la fusion des deux types d'entreprises électriques procure des gains d'efficacité, mais il n'est pas traité ici.

Supposons donc que l'industrie soit organisée comme dans la figure 3: GT , G et N sont concurrents sur le marché aval, sachant que *i*) G vend un produit différencié de celui de ses deux concurrents et *ii*) la demande finale d'électricité qui s'adresse à GT est la demande non servie par N , donc après déduction du volume K . Sur la demande finale résiduelle, GT et G se concurrencent "à la Cournot". Toutes deux s'approvisionnent en gaz naturel au prix de marché c . Avant de commencer, il n'est pas inutile de rappeler que la concurrence à la Cournot est une concurrence en quantités, donc assez faible, puisque les entreprises s'y comportent comme des monopoles sur la demande que leur abandonnent leurs concurrents. Par conséquent, l'allocation obtenue sera assez éloignée de l'allocation optimale.¹⁵ Il est donc logique de chercher d'abord en quoi cette forme de concurrence se distingue du cas du monopole pur.

Par comparaison avec le cas du monopole privé, on peut facilement comprendre où se situent les incitations concurrentielles à vendre plus, et donc à faire baisser les prix: dans son choix de production, G prend en compte l'effet dépressif sur le prix du gaz naturel au détail, donc sur ses recettes, d'une augmentation de ses livraisons, mais il n'internalise pas les effets sur le prix de la fourniture d'électricité, donc sur les recettes de GT et N . Symétriquement, le propriétaire de la turbine à gaz ne tient compte que de ses propres revenus sur le marché de l'électricité. Donc, quand il évalue l'effet d'un accroissement de sa production, il ne prend en compte ni l'effet dépressif sur les revenus de son concurrent direct N , ni l'effet indirect sur le prix du gaz et donc sur les revenus de G .

L'équilibre de Cournot s'obtient à l'intersection des fonctions de meilleure réponse de G au choix de GT et de GT au choix de G . Comme on peut s'en douter, les quantités choisies dépendent ici encore des caractéristiques techniques et des caractéristiques de demande des deux marchés en raison de la substituabilité des deux énergies. Mais le manque d'internalisation signalé précédemment a pour effet de provoquer une hausse de production de gaz et d'électricité (et donc aussi de la consommation intermédiaire de gaz) en comparaison avec le cas monopolistique. Autre ressemblance avec le cas du monopole, le recours à la technologie gazière est d'autant plus faible que K est grand, mais l'effet est moins marqué, encore une fois par manque d'internalisation. Mais il est intéressant de noter que la quantité de gaz livrée au consommateur final est elle-même d'autant plus faible que K est grand, effet qui était absent dans le cadre monopolistique. La raison en est que l'entreprise utilisant la technologie non gazière N est à la fois un concurrent technologique de la turbine à gaz et un concurrent commercial du détaillant en gaz naturel. Indice de l'un des aspects négatifs de la concurrence imparfaite, la production totale d'électricité est ici croissante avec K alors qu'elle n'en dépend pas à l'optimum, pas plus d'ailleurs qu'en monopole. Cela signifie que si K augmente d'une unité, il ne se produit pas une réduction compensatrice de la production d'électricité au gaz dans la proportion un pour un. La production de la turbine à gaz diminue moins que la production non gazière n'augmente. On retrouve bien l'une des caractéristiques de la concurrence imparfaite en quantités: la production augmente, et donc les prix ont tendance à baisser sur les marchés finaux, mais la combinaison de technologies utilisée n'est pas efficiente.

¹⁵ Sauf si le nombre de producteurs devient très grand, ce que cherchent toujours à obtenir les autorités européennes, mais sans grand résultat jusqu'ici.

2.4. Monopole amont, concurrence aval

Supposons maintenant que l'industrie est structurée comme dans la figure 5. La différence avec le cas de la section 2.3 réside dans le fait que le monopole gazier n'a aucune raison de livrer à prix coûtant du gaz à GT qui va s'en servir pour produire de l'électricité. Le groupe gazier vend deux produits, du "gaz intermédiaire" et "du gaz final" sur lesquels il a intérêt à réaliser une marge, et ce d'autant plus que l'électricité vendue sur le marché final concurrence son gaz. Dans cette structure de marché, le prix p_i du gaz vendu au secteur électrique prend une importance considérable.

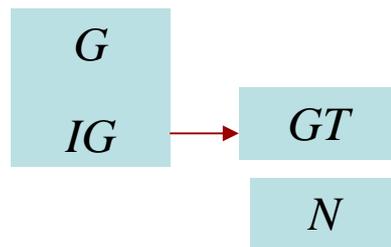


Figure 5: Monopole amont, concurrence aval

Pour la fixation de ce prix d'approvisionnement des turbines à gaz, deux scénarii élémentaires sont envisageables:

i) ou bien le groupe $G+IG$ commence par choisir p_i , puis joue à la Cournot contre GT (et N) pour atteindre un équilibre où la consommation intermédiaire q_i et la consommation finale q_g de gaz naturel sont déterminées simultanément.

ii) ou bien le groupe $G+IG$ profite de sa position de monopole pour être leader à la fois sur le prix p_i et sur la quantité q_g de gaz vendue aux consommateurs finaux, ce qui signifie que sur le marché final du gaz et de l'électricité (pour la demande non servie par N) on recherche un équilibre de Stackelberg.

La situation la plus plausible est celle décrite dans le cas *i)*, c'est à dire que p_i est fixé dans un contrat de long terme par le vendeur de gaz¹⁶ alors que q_g peut facilement s'ajuster dans le court terme, ce qui rend non crédible un éventuel engagement du vendeur de gaz à inonder le marché final pour essayer de limiter la concurrence des électriciens ou, à l'opposé, non profitable une restriction des quantités vendues pour approcher le prix de monopole. Nous supposons donc que le jeu se déroule en deux étapes: d'abord, le monopole gazier fixe le prix du gaz intermédiaire, puis les vendeurs de gaz et d'électricité se font concurrence en quantités (sachant que N continue à produire à pleine capacité). La résolution se fait en partant de la fin: il faut d'abord déterminer l'équilibre dans la concurrence à la Cournot opposant G qui paie c pour chaque m^3 importé, et GT qui paie le gaz intermédiaire au prix de monopole p_i per m^3 .

¹⁶ Il y a bien sûr d'autres scénarii possibles, notamment une négociation "à la Nash" pour fixer p_i . Dans cette éventualité, nos résultats restent qualitativement exacts mais sont quantitativement affaiblis en proportion du pouvoir de négociation du client, c'est-à-dire de la turbine à gaz.

On peut facilement mesurer à quel point le pouvoir de marché amont de l'entreprise gazière lui permet de distordre la concurrence aval. Avec le contrôle de p_i le monopole gazier contrôle en fait le coût de production de l'électricien auquel il fait concurrence en aval. Donc, en plus de ses propres livraisons de gaz, il contrôle indirectement à la fois le nombre de kWh livrés aux consommateurs finaux et le prix d'équilibre de l'électricité. Au total, en augmentant p_i , non seulement le monopole gazier peut accroître sa marge sur le marché intermédiaire du gaz, mais il peut aussi obliger GT à réduire ses livraisons aval, ce qui lui permet d'augmenter les siennes et cela à un prix de détail plus élevé. Bien entendu, ces effets additionnels n'existent qu'en proportion du degré de substituabilité des deux sources d'énergie chez les consommateurs finaux. Si la substituabilité est nulle, seul l'effet de marge habituel des monopoles intervient dans le calcul de p_i .

En remontant à l'étape initiale de fixation de p_i , on va donc voir trois distorsions se cumuler pour éloigner le prix du gaz intermédiaire du cours international c et réduire ainsi la participation de GT au marché de l'électricité:¹⁷ à l'effet habituel de marge qui reflète le pouvoir de marché du gazier sur le marché intermédiaire, s'ajoutent la prise en compte des effets aval, sur le prix final du gaz et sur les quantités vendues au détail. Pour un degré donné de substituabilité des deux énergies, on obtient le résultat remarquable que le prix du gaz naturel intermédiaire est croissant avec la demande d'électricité et avec la demande finale de gaz. On peut aussi établir facilement que augmenter la capacité de production K de la production d'électricité d'origine non gazière est un moyen très efficace de réduire le pouvoir de marché du monopole gazier tant sur le marché intermédiaire que sur le marché final.

Ces résultats sont très importants au regard du droit de la concurrence. En effet, on peut conclure des développements précédents que si le gaz et l'électricité deviennent de plus en plus substituables en raison du développement d'équipements bi-énergie chez les consommateurs et si l'électricité peut être produite par des turbines à gaz, les autorités de défense de la concurrence ne devraient pas tolérer que la même entreprise fournisse le gaz aux producteurs d'électricité et soient en concurrence avec ces mêmes producteurs sur le marché final des consommateurs d'énergie.

Une prise de contrôle du producteur GT par le groupe gazier $G+IG$ aurait l'effet positif de supprimer la marge ($p_i - c$) mais l'effet négatif de réduire le nombre de concurrents sur le marché final. La structure finale de l'industrie serait celle de la Figure 6.

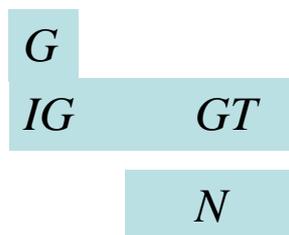


Figure 6: Intégration aval par le monopole gazier

¹⁷ Analytiquement, on obtient $p_i = c - \frac{1}{\frac{\partial q_i}{\partial p_i}} \left(q_i + q_g \frac{\partial p_g}{\partial p_i} + (p_g - c) \frac{\partial q_g}{\partial p_i} \right)$. Le terme $\frac{\partial q_i}{\partial p_i}$ est négatif puisque GT

est d'autant moins enclin à acheter qu'il paie un prix élevé pour ses approvisionnements. Les trois termes (positifs) de la parenthèse reflètent dans l'ordre *i*) l'effet habituel de marge, *ii*) l'effet sur le prix final du gaz et donc sur les recettes aval et *iii*) l'effet sur les quantités vendues au détail donc sur la marge de profit aval.

L'effet net de cette prise de contrôle sur le bien-être dépend de la technologie des quatre entités productives recensées ici et des préférences des consommateurs d'énergie. L'obligation de céder les actifs et les contrats relatifs à la fourniture de gaz au détail comme c'est le cas dans l'opération non encore aboutie de fusion de Gaz de France et de Suez¹⁸ présente l'avantage de faire passer l'entité fusionnée de la structure de la Figure 5 à l'oligopole de la Figure 1 (ce qui représente un gain de bien-être) et d'éviter ainsi le caractère ambigu sur le plan du bien-être collectif du cas représenté dans la configuration de la Figure 6.

2.5. Monopole gazier contre monopole électrique

Supposons maintenant que l'industrie soit organisée comme dans la Figure 7. Malgré quelques entrées dans les deux secteurs, cette configuration illustre assez bien la situation actuelle en France où GDF est l'opérateur historique pour le gaz naturel et EDF est l'opérateur historique pour l'électricité.

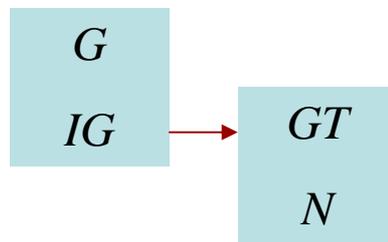


Figure 7: Entreprise gazière vs. entreprise électrique

Pour conserver la simplicité de la modélisation de la section précédente et pouvoir facilement faire des comparaisons, nous continuons à supposer que p_i est fixé par l'entreprise gazière avant que s'ouvre la concurrence en quantités sur les marchés finaux.¹⁹ L'étude de la fonction de meilleure réponse de l'entreprise électrique, et plus précisément de son unité de production à partir de gaz naturel, montre que deux effets cumulatifs sont à l'œuvre pour réduire les livraisons d'électricité par turbine à gaz par comparaison avec le cas oligopolistique de la section 2.3. En premier lieu, l'effet de la hausse du coût d'approvisionnement en gaz puisque le gazier fixe, comme nous venons de le voir, un prix p_i plus élevé que le cours international c . Mais maintenant, l'électricien internalise aussi les conséquences d'un accroissement de sa production par turbine βq_i sur les revenus $p_e K$ tirés de la production d'électricité avec la technologie non gazière. Pour chaque niveau de

¹⁸ Gaz de France est présente à tous les niveaux dans le secteur du gaz naturel, dans la production d'électricité, la fourniture d'électricité et dans la vente de services énergétiques. Elle opère dans toute l'Europe mais principalement en France et en Belgique. En Belgique, GDF exerce un contrôle joint avec Centrica sur SPE, seconde entreprise sur les marchés belges du gaz et de l'électricité. Le groupe Suez pour sa part est présent dans les secteurs électrique et gazier, dans les services énergétiques, dans la distribution d'eau et la vente de services environnementaux, principalement en Belgique et en France. Les principales filiales énergie de Suez sont Electrabel (électricité et gaz), Distrigaz (gaz) et Fluxys (infrastructure gazière). Pour répondre aux problèmes de concurrence provoqués par la fusion, le groupe prévoit de revendre notamment Distrigaz et d'abandonner le contrôle de Fluxys. Pour plus de détails, voir <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/06/1558&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=fr>

¹⁹ Cette hypothèse est évidemment très exagérée puisque le marché intermédiaire du gaz est un monopole bilatéral. Une négociation à la Nash serait plus appropriée.

production de gaz au détail possible q_g , l'électricien fait produire par sa turbine à gaz une quantité d'électricité βq_i inférieure à celle qu'il choisirait *ceteris paribus* (c'est-à-dire ici à p_i identique) s'il n'internalisait pas la perte de recette pour la technologie non gazière engendrée par la baisse de p_e . En croisant cette fonction de meilleure réponse avec celle, inchangée par rapport à la section précédente, du monopole gazier, on va évidemment obtenir à l'équilibre de Cournot des ventes de gaz au détail encore plus excessives et des ventes d'électricité encore plus déprimées que celles de l'oligopole de référence.

Cette prise en compte de l'ensemble des recettes de l'électricité et non des seules recettes tirées de la technologie gazière rend l'électricien plus réactif à la valeur du prix des livraisons de gaz intermédiaire, en d'autres termes sa demande devient plus élastique. Il est donc logique que, lorsqu'on remonte à l'étape de fixation du prix p_i par le groupe gazier, le profit maximum soit obtenu pour un prix plus bas que celui déterminé dans le cas précédent, c'est-à-dire celui correspondant à la configuration de la figure 5.

3. Conclusions

L'exercice consistant à combiner des unités de production pour en faire des concurrents, ou des partenaires commerciaux indépendants, ou encore des unités décisionnelles coordonnées au sein d'un même groupe est extrêmement utile quand il s'agit d'évaluer les conséquences pour la collectivité des projets de fusion ou de prise de participation. En particulier, quand ces opérations impliquent des entreprises du secteur de l'énergie, on se trouve face à des situations d'une grande complexité pour les autorités de la concurrence puisque les produits concernés peuvent être à la fois des compléments en amont et des substituts en aval. Le résultat principal de l'analyse que nous avons conduite en prenant pour point de départ la tentative (avortée) de prise de contrôle de Endesa par Gas Natural (septembre 2005-Février 2007), est que les conditions de fixation du prix de cession du gaz pour alimenter les turbines à gaz produisant de l'électricité sont une variable clé obéissant à des considérations stratégiques complexes et qui nécessitent donc un examen minutieux, pouvant déboucher éventuellement sur l'exigence de la séparation des activités de fourniture de gaz intermédiaire et de gaz au détail.

L'exercice auquel nous nous sommes livrés ici n'est qu'un embryon de ce qu'il est nécessaire de produire pour apporter une aide opérationnelle aux autorités de la concurrence. En particulier, il est indispensable de bien mesurer l'effet sur le bien-être collectif du passage de telle configuration à telle autre. Pour cela, il faudrait entreprendre une calibration des industries concernées, ce qui permettrait d'apporter des mesures quantitatives lors des discussions de projets.

References

- Bousquet A. and M. Ivaldi (1998), "An individual choice model of energy mix", *Resources and Energy Economics*, Volume 20, Issue 3 , September, pp. 263-286
- Barquín J., L. Bergman, C. Crampes, J.-M. Glachant, R. Green, F. Lévêque, S. Stoft and C. Von Hirschhausen (2005), "The Acquisition of Endesa by Gas Natural: an antitrust perspective", *Journal of Network Industries*, vol. 6, n. 4, December, p. 213-225.
- Barquín J., L. Bergman, C. Crampes, J.-M. Glachant, R. Green, F. Lévêque, S. Stoft and C. Von Hirschhausen (2006), "The Acquisition of Endesa by Gas Natural: Why the Antitrust Authorities Are Right to be Cautions", *The Electricity Journal*, vol. 19, n. 2, March, p. 62-68.
- Comisión Nacional de Energía (2005), "Informe de la CNE sobre el proyecto de concentración consistente en la adquisición del control de Endesa por parte de Gas Natural mediante oferta pública de adquisición de acciones", 20 décembre.
http://213.27.142.19/cne/doc/publicaciones/cne33_05.pdf
- Commission européenne (2005), "Rapport sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité", COM(2005) 568 final
http://ec.europa.eu/energy/electricity/report_2005/doc/2005_report_fr.pdf
- C. Crampes and C. A. Hernandez Alva (2007), "Strategic incentives to merge in the energy industry", IDEI WP, Toulouse, February
- Knittel C. R. (2003) "Market Structure and the Pricing of Electricity and Natural Gas." *The Journal of Industrial Economics*, LI(2), June, pp. 167-191.
- Padilla J., M. Polo, M. Schnitzer, D. Spector, R. Schmalensee and X. Vives (2005), "The proposed acquisition of Endesa by Gas Natural: Is there an academic consensus against electricity and gas mergers?"
http://professorgeradin.blogs.com/professor_geradins_weblog/files/gas_and_electricity_mergers_report.pdf
- Tribunal de Competencia (2006), "Expediente de concentración económica C94/05 Gas Natural/Endesa", 5 janvier, <http://www.tdcompetencia.es/PDFs/concentraciones/9405.pdf>