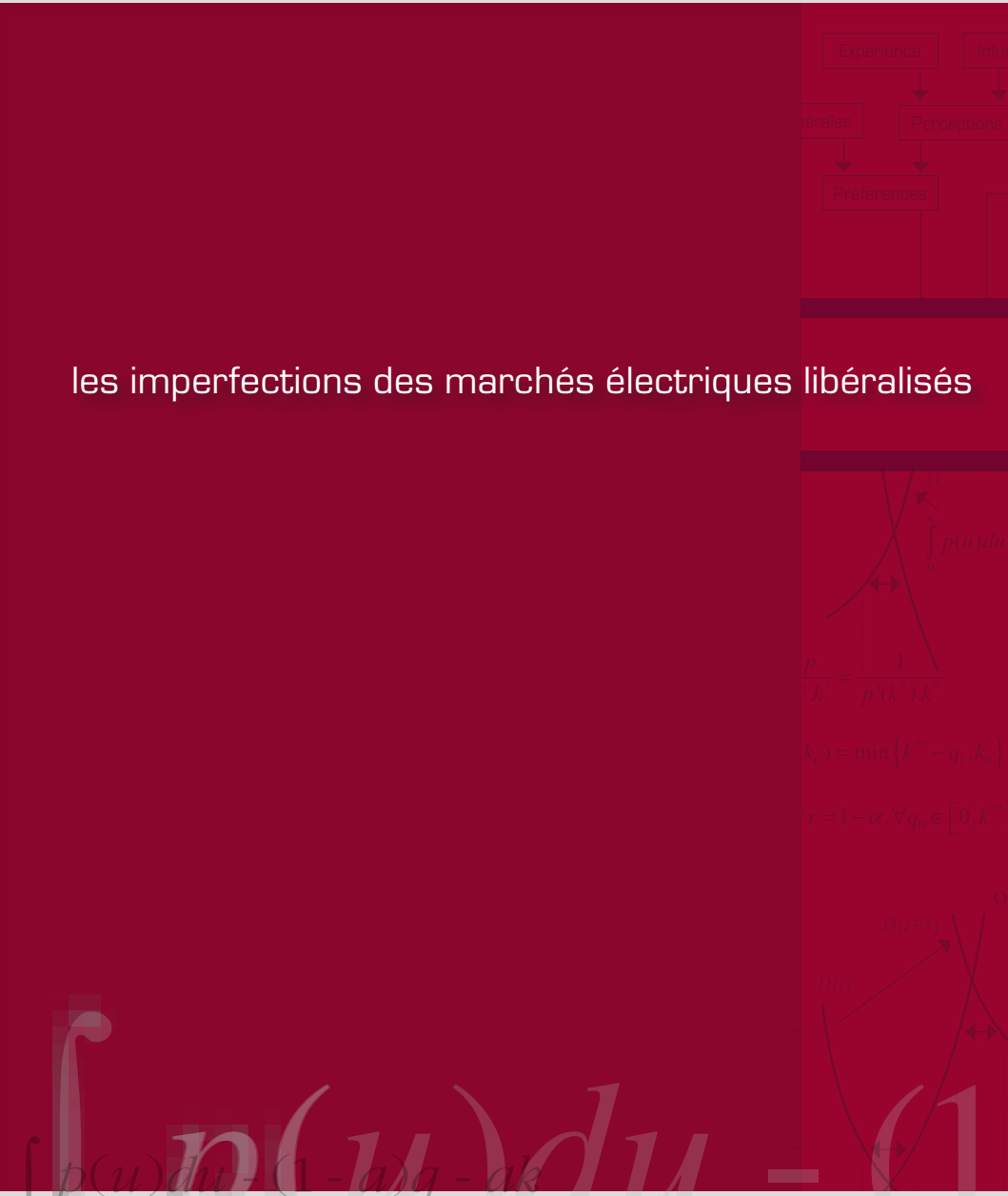
2008

les imperfections des marchés électriques libéralisés



Larsen

Maquette : phiLabs - www.philabs.com

sommaire

les imperfections des marchés électriques libéralisés

Larsen - mai 2008

4 Avant-propos

12 La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France
Faut-il corriger les effets de l'intégration du marché européen ?
Dominique Finon CIRED & LARSEN
Jean-michel Glachant GRJM-ADIS (Université Paris Sud) & LARSEN

37 La concurrence de détail sur les marchés électriques :
fondements théoriques et limitations pratiques
Christophe Defeuilley EDF R&D & LARSEN

60 Gestion du risque et intégration verticale dans l'électricité
Christophe Defeuilley EDF R&D & LARSEN
Guy Meunier CIRED & LARSEN

84 Investment risk allocation in restructured electricity markets
The need of vertical arrangements
Dominique Finon CIRED & LARSEN
Yannick Perez GRJM-ADIS (Université Paris Sud) & LARSEN

128 Sub optimal investment in oligopolistic electricity markets
Market power and public firm investment
Dominique Finon CIRED & LARSEN
Guy Meunier CIRED & LARSEN

152 Les politiques de la concurrence sur les marchés électriques en Europe
Ute Dubois GRJM-ADIS (Université Paris Sud) & LARSEN

170 Liste des Working papers 2006-2008 du Gis Larsen

Avant propos

La création du GIS LARSEN répondait à l'objectif de développer des recherches coopératives entre le monde académique et EDF R&D sur des approches originales d'économie appliquée et sur diverses questions d'efficience des réformes des marchés électriques. La variété des profils académiques des chercheurs participant au LARSEN a conduit à lancer des projets dans différentes directions théoriques sur quatre thèmes principaux :

a... les effets redistributifs de l'intégration concurrentielle des marchés électriques libéralisés,

b... les difficultés de l'articulation court terme-long terme par des signaux de prix imparfaits, difficultés traitées sous trois angles :

- les défauts d'incitations aux investissements en production sur des marchés au design imparfait : la nécessité de mécanismes de capacité,
- la ré-évaluation de la dé-intégration verticale au vu de l'enjeu d'encadrement des investissements en production dans l'environnement particulier de risque des marchés électriques,
- les stratégies de restriction d'investissement en concurrence imparfaite et les réponses possibles,

c... les caractères de la concurrence de détail sur les marchés électriques,

d... l'adaptation des politiques de la concurrence aux particularités des marchés électriques.

Les Working Papers du LARSEN (www.gis-larsen.org) rassemblent les premiers résultats de ces recherches. Certains ont été publiés ou sont en cours de publications dans différentes revues : *Energy Economics, Energy Policy, Utilities Policy*, Economies et Société (série Economies de l'Energie), Revue de l'Energie.

La revue *Utilities Policy* consacre en particulier un numéro spécial aux mécanismes de capacité, nourri par les travaux du LARSEN. Dans ce numéro figurent également les contributions de Steven Stoft, Ignacio Perez Arriagua, Carlos Batlle, Laurens De Vries au séminaire international organisé par le LARSEN en décembre 2006 sur le sujet ainsi que de nouvelles réflexions de Paul Joskow et de Fabien Roques sur l'efficacité comparée des différents mécanismes de capacité.

Le présent recueil rassemble les six derniers Working Papers qui couvrent les quatre thèmes de recherche du GIS et qui illustrent les méthodes d'analyse et les problématiques originales développées dans le cadre du LARSEN.

La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France : Faut-il corriger les effets de l'intégration du marché européen ?

Dominique Finon et Jean-Michel Glachant

Les effets de l'intégration des marchés électriques ne correspondent pas aux enseignements de la théorie des échanges internationaux. Quand des marchés s'intègrent, un prix unique doit s'établir entre le prix le plus bas et le prix le plus haut qui préexistaient sur les marchés respectifs lorsqu'ils étaient isolés. A court terme, ceci profite aux consommateurs des pays à haut coût et aux entreprises des pays à bas coût, mais pas aux consommateurs de ces derniers pays. A long terme l'avantage des producteurs à bas coût les conduit à accroître leurs capacités et un déplacement des productions s'effectue vers eux. La rente de rareté sur leurs équipements efficaces qui résulte du choc de l'intégration des marchés les incite à investir pour exporter. Au bout du compte, les prix du marché intégré baissent progressivement avec l'arrivée de ces nouvelles productions et la rente de rareté des équipements performants diminue pour disparaître totalement. Quant aux consommateurs des pays performants, ils pourront plus tard bénéficier de nouveau de prix bas comme lorsque les marchés n'étaient pas intégrés. Mais ce schéma ne vaut que si le développement de nouvelles capacités efficaces n'est pas contraint. Si tel n'est pas le cas, une redistribution devra se substituer à la réallocation qui aurait été à attendre de l'intégration des marchés. C'est ce que l'on observe sur les marchés électriques européens libéralisés. Leur intégration

permet aux producteurs qui possédaient des équipements nucléaires au moment du choc règlementaire de dégager une rente de rareté, mais sans que cela déclenche des décisions d'investissement nucléaire du fait de barrières politiques. Les rentes de rareté des équipements en place reviennent aux actionnaires des entreprises détenant les équipements existants. Le papier détaille cette analyse de la rente de rareté du nucléaire pour examiner différentes voies de compensation qui reconcilieraient les consommateurs français avec la dynamique de construction d'un marché européen concurrentiel. Ces systèmes de réallocation doivent être à la fois simples, réellement perçus comme une compensation des hausses potentielles de prix, et ne pas fausser radicalement le fonctionnement des nouveaux marchés.

La concurrence de détail sur les marchés électriques : fondements théoriques et limitations pratiques

Christophe Defeuilley

L'inspiration théorique de l'ouverture à la concurrence de détail dans les industries de réseau par ces principaux initiateurs, notamment S. Littlechild en Grande Bretagne, relève de l'école néo-autrichienne. Cette école privilégie les effets de dynamiques d'innovation et les mécanismes de découverte d'informations pour conduire aux baisses de prix et à l'enrichissement des offres aux bénéfices des consommateurs. En se centrant sur le rôle de l'entrepreneur, elle véhicule une vision du marché dénuée d'épaisseur comportementale, technique et institutionnelle en ignorant l'importance des règles de marché. Ce qui la conduit à préconiser l'application de recettes générales sans considérer les caractéristiques du secteur qui affectent à la fois l'efficacité des mécanismes de découverte de l'information, et qui peuvent limiter les possibilités d'innovation.

On montre ainsi à la lumière de l'expérience des marchés de détail libéralisés, que l'introduction de la concurrence de détail n'a pas donné les résultats escomptés aussi bien en termes d'enrichissement des offres que de pression sur les prix. La raison principale reste la faible dynamique d'innovations dans le secteur électrique comparé avec celle dans les télécommunications.

Gestion du risque et intégration verticale dans l'électricité

Christophe Defeuilley et Guy Meunier

Les marchés électriques sont pourvus de deux spécificités physiques qui les singularisent par rapport aux marchés d'autres commodités : la non-stockabilité et la faible transformation du produit entre l'amont et l'aval. D'un côté l'applicabilité de la théorie financière est limitée par l'absence de stockage ; elle constitue un frein à l'utilisation des produits de couverture de court terme et de moyen terme par les commercialisateurs. D'un autre côté, la faible transformation du produit le long de la chaîne de valeurs réduit la possibilité pour ceux-ci de s'affranchir, même partiellement, de leurs conditions d'approvisionnement pour déterminer leur politique de prix à destination des clients résidentiels. Ils sont donc incités à se tourner vers la solution de l'intégration verticale pour organiser une couverture « physique » de leurs besoins en investissant dans des moyens de production leur permettant de limiter leur exposition au risque de prix de marché. Ces deux facteurs conduisent donc à une intégration verticale plus poussée que dans d'autres industries de commodités.

L'exemple du secteur électrique suggère donc une conclusion plus générale : que les décisions en matière d'organisation industrielle dépendent en partie des choix effectués par les entreprises en matière de stratégies de gestion du risque. Si le choix d'intégration verticale découle de considérations techniques ou transactionnelles (importance des coûts fixes, spécificité des actifs) propres au secteur considéré, il dépend également des caractères du produit qui ouvrent au marché financier plus ou moins de possibilités en matière de couverture de risque.

L'allocation du risque d'investissement en production sur les marchés électriques décentralisés : le besoin d'arrangements verticaux

Dominique Finon et Yannick Perez

Ce papier adopte une autre perspective en se centrant sur l'enjeu de l'investissement en production. En partant du constat qu'aucune des expériences poussées de libéralisation des marchés électriques ne démontre que les marchés décentralisés peuvent assurer un

développement adapté sur une trajectoire de mix technologique équilibré, on examine quelles imperfections de marché et quelles barrières de marché empêchent des choix optimaux d'investissement en production.

A côté d'une volatilité des prix très spécifique rendant difficile la création de marchés complets, le modèle théorique de marché décentralisé présente une impossibilité de transfert des divers risques d'investissement sur les consommateurs, contrairement au régime des entreprises verticales régulées en cost-of-service. La promotion de la concurrence de court terme conduit à des marchés qui privilégient les investissements en équipements de production qui présentent le meilleur profil de gestion de risque, notamment par une bonne corrélation entre la volatilité du prix de marché et du coût des inputs, au détriment d'équipements présentant un moindre coût de revient.

Dans la perspective de l'économie des coûts de transaction qui se centre sur la crédibilité des engagements longs dans des contextes de complexité transactionnelle et d'incertitudes, on développe une analyse des façons de sécuriser les investissements dans les différentes techniques de production par des arrangements verticaux entre producteurs purs et grands acheteurs, qu'ils soient gros consommateurs industriels ou fournisseurs.

Différents types de contrats de long terme entre producteurs et gros acheteurs (contrat à prix fixés et à quantités fixés, contrat à prix indexés, contrat tolling, option) offrent un éventail de mode de transfert des risques d'investissement sur les consommateurs. Mais il existe une condition complémentaire importante pour assurer la crédibilité de l'engagement des parties dans toutes les conditions de marché. Dans les cas des industriels, il s'agit de la réalisation, l'exploitation et la propriété en commun de grandes installations de production sur site avec un producteur, ou bien le développement d'une coopérative de production. Dans le cas de fournisseurs purs engagés dans des contrats longs associés à la réalisation d'un nouvel équipement par un producteur pur, la crédibilité repose sur l'appui qu'il pourrait trouver sur une base de consommateurs peu mobiles ou sur un monopole partiel de vente sur le segment de marché des ménages. Ces arrangements contractuels sont comparés à l'intégration verticale comme autre structure de gouvernance des relations entre les entités productrices

et les intermédiaires de marché. Elle intègre mieux en particulier les possibilités de développement de portefeuille d'équipements de différentes technologies.

L'investissement sous-optimal sur les marchés électriques oligopolistiques : la correction des effets de pouvoir de marché par un producteur bénévolent

Guy Meunier et Dominique Finon

Dans une analyse de jeux stratégiques de long terme sur un marché avec investissement, le papier analyse comment une entreprise bénévolente peut parvenir à corriger les effets de stratégies de restriction d'investissement. Dans un contexte d'industries électriques concentrées et de barrières à l'entrée, les firmes peuvent stratégiquement ne pas investir de façon adaptée et dans le bon mix de technologies. Associée à une stratégie de court terme de restriction de production, investir de façon sous-optimale permet d'accroître prix et profit et d'entretenir le pouvoir de marché de court terme. Quand ces stratégies visent les investissements en équipements de pointe pour accroître les périodes de tension offre-demande propice à la montée des prix aux extrêmes, la disponibilité du système peut être altéré. Quand elle vise à maintenir des prix élevés en base, elle conduit à investir en équipement de semi-base pour que cette technique à coût variable élevé soit la technique marginale en heure de creux.

Le papier analyse donc l'efficacité de la réponse politique qui consiste à mandater une firme pour qu'elle se comporte de façon bénévolente pour investir en capacité de production et produire et vendre de façon concurrentielle en follower de telle sorte que l'optimum social soit restauré. Un jeu dynamique en trois étapes (deux étapes d'investissement, la première par les oligopoleurs, la suivante par la firme bénévolente et une étape de production et de vente) est ainsi modélisé.

On montre que l'intervention de la firme bénévolente rapproche bien de l'optimum de long terme, mais de façon non triviale que le pouvoir de marché de court terme des firmes privées empêchera toujours la firme bénévolente de restaurer l'optimum de long terme. Contrairement aux résultats usuels des jeux avec engagement, c'est l'incapacité des firmes privées à s'engager sur un niveau de production

donné qui leur permet de conserver des profits strictement positifs. On établit que, pour un degré de concentration élevé et une élasticité-prix faible, les firmes privées sont capables de conserver un profit strictement positif. On établit ainsi que moins le nombre de firmes est élevé et plus on reste éloigné de l'optimum. Ces résultats sont une bonne indication de l'efficacité des politiques visant à contrer les restrictions d'investissement pour faire monter les prix.

Les politiques de la concurrence sur les marchés électriques en Europe

Ute Dubois

Ce papier part des résultats d'un Workshop organisé en décembre 2006 par le LARSEN sur les politiques de la concurrence. Il procède de plus à une synthèse critique des instruments d'évaluation de l'exercice de pouvoir de marché et des pratiques des politiques de concurrence européennes sur les marchés de gros d'électricité, marché spot et marché de contrats. En raison des spécificités du produit électrique, les politiques de concurrence se heurtent tout d'abord à des difficultés d'identification du pouvoir de marché potentiel et de son exercice réel, car il n'existe pas de méthode permettant de manière non contestable d'évaluer ex ante le risque d'exercice ou d'en détecter l'exercice réel à cause des spécificités du secteur.

Comme les autorités de concurrence s'appuient sur des méthodes d'intervention *ex post* (sanctions, injonctions, etc.) dont la décision de mise en œuvre est difficile, leur capacité à dissuader l'exercice d'un pouvoir de marché est relativement restreinte. Après ce double constat, l'article discute les évolutions des politiques de concurrence sur les marchés d'électricité au niveau européen.

L'enquête sectorielle de 2007 et les actions qui en découlent inaugurent une nouvelle pratique de la politique de la concurrence dans le secteur électrique. Une des sources principales de la jurisprudence et de l'évolution des pratiques et des règles est l'autorité de la concurrence européenne du fait de son pouvoir de contrôle, mais aussi de sa situation très particulière qui lui donne la possibilité de proposer des adaptations de la législation des marchés électriques. Au niveau européen l'action ne se situe plus seulement au niveau du contrôle des fusions et acquisitions,

mais s'étend à l'évaluation du fonctionnement des différents marchés. Cette action se traduit d'un côté par des décisions d'investigation sur certaines entreprises ainsi que sur des propositions législatives visant la dé-intégration verticale des réseaux dans le cadre du troisième paquet. Dès lors, on s'oriente vers une surveillance accrue des marchés électriques à l'aide d'instruments de supervision plus formels et sur une base plus continue.

Dominique FINON, directeur du Gis LARSEN

La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France

Faut-il corriger les effets de l'intégration du marché européen ?

Dominique Finon
CIRED
& LARSEN

Jean-michel Glachant
GRJM-ADIS
(Université Paris Sud)
& LARSEN

La réforme concurrentielle va inéluctablement engendrer une hausse de prix pour les consommateurs français lorsque le tarif règlementé sera supprimé. Cette hausse tient au mécanisme de formation des prix horaires sur le marché continental. Il permet aux équipements nucléaires existants de tous les producteurs européens de dégager une rente de rareté, mais sans pour autant que cela déclenche des décisions d'investissement nucléaire du fait de l'existence de barrières politiques. Le sacrifice des consommateurs français ne s'accompagnera donc pas de baisses ultérieures de prix, faute d'investissements. L'avantage recherché par l'intégration des marchés au bénéfice des consommateurs européens ne peut donc pas se réaliser. Les rentes de rareté dégagées par les équipements à bas coût de combustible existants ne reviennent qu'aux actionnaires des entreprises qui les détiennent, dont l'opérateur historique français. Le papier détaille cette analyse de la rente de rareté du nucléaire pour examiner ensuite différentes voies de compensation qui reconcilieraient les consommateurs français avec la dynamique de construction d'un marché européen concurrentiel. Ces systèmes de réallocation doivent être à la fois simples, réellement perçus comme une compensation des hausses potentielles de prix, et ne pas fausser radicalement le fonctionnement des nouveaux marchés.

Introduction

Les Français s'inquiétent de l'ouverture complète du marché de l'électricité à la concurrence engagée en juillet 2007. Ils connaissent bien les effets de la fin d'un monopole depuis la libéralisation des télécoms, il y a plusieurs années. Cette libéralisation s'est accompagnée de l'introduction de nouveaux services et d'une diminution continue des prix des communications. Les avantages l'ont donc emporté sur les inconvénients, en particulier la difficulté d'apprentissage de nouvelles pratiques de consommation et les risques d'une dépendance vis à vis d'un oligopole très concentré. Cependant, avec l'électricité, les avantages de l'ouverture complète sont moins clairs et les inconvénients sans doute plus nombreux. Les consommateurs ne peuvent attendre autant d'innovations, sauf un certain développement des offres de service bi-énergie (gaz et électricité). Mais surtout, ils doivent s'attendre en France à une hausse significative des prix quand seront supprimés les tarifs règlementés, sans que l'on puisse incrimer un mauvais fonctionnement du marché.

Des hausses similaires sur les marchés des industriels et des PME, ouverts à la concurrence depuis quelques années (1999 ou 2004), ont déjà attiré l'attention sur les effets de l'introduction d'un marché continental comme mécanisme de détermination des prix[1].

Devant les inquiétudes de l'opinion publique, les gouvernements successifs ont souhaité protéger différents groupes de consommateurs au fur et à mesure de l'ouverture successive à la concurrence, en maintenant jusqu'en 2010 des tarifs réglementés, séparés des prix de marché et rattachés aux coûts historiques de l'entreprise historique[2]. Cependant des dispositions permanentes de cette nature seraient contraires aux Directives européennes de libéralisation des marchés électriques, comme le Conseil Constitutionnel ou le Conseil d'Etat l'ont confirmé en 2006 et 2007. Après la disparition annoncée de ces tarifs réglementés en 2010, les ménages, les PME et les industriels s'aquitteraient donc des prix de marché, vraisemblablement plus élevés.

1 Ces prix de vente sont ainsi passés entre 2004 et 2006 de 29 à 50 €/MWh en moyenne annuelle en base. Les industriels qui avaient fait jouer leur éligibilité se sont alors plaints d'un écart croissant avec les tarifs réglementés, qui eux prolongeaient la trajectoire des anciens tarifs de l'ex-monopole public. Ces tarifs se situent actuellement autour de 40% en dessous du prix de marché pour les consommateurs qui n'ont pas fait jouer leur éligibilité.

2 Le gouvernement a aussi créé en 2007 le TARTAM, un « *tarif de retour* » pour les industriels et les professionnels ayant fait jouer leur éligibilité.

Ces hausses annoncées ne correspondent pas aux bienfaits attendus de l'ouverture à la concurrence our les consommateurs en France, alors que notre pays bénéficie depuis trois décennies d'une infrastructure industrielle d'équipements performants et désormais en grande partie amortis.

C'est que le marché français est maintenant associé à un marché plus vaste dont les fondamentaux industriels et économiques sont sensiblement différents. Dans ce nouveau cadre, la fixation des prix en France dépend directement du fonctionnement du marché électrique à l'échelle continentale.

Dans une première étape, nous montrerons que le niveau élevé des prix de l'électricité sur le marché français provient d'un « choc» de libéralisation qui fait apparaître une rente de rareté pour les équipements à bas coût de combustible déjà construits. Nous examinerons la perte de surplus du consommateur français qui en découle, et qui s'opère au bénéfice du producteur historique.

Dans une seconde étape nous chercherons à déterminer si cet effet devrait être compensé par une réallocation de la rente de rareté. Cette rente de rareté est, selon la théorie, une incitation à investir en équipements efficaces. Nous regarderons tout d'abord si l'ensemble du parc européen est suceptible de développer fortement les équipements nucléaires pour répondre aux signaux des prix de marché. Cette évolution semble peu probable, en raison des contraintes multiples très fortes qui s'opposent à l'installation de nouvelles centrales nucléaires dans nombre de pays européens. La rente de rareté du nucléaire devrait donc durer sans disparaître. En conséquence, dans une dernière étape, nous nous demanderons s'il existe des méthodes acceptables de réallocation de cette rente aux consommateurs français, soit par les prix, soit par les revenus.

---

3 David Spector (CEPREMAP) a attiré l'attention sur le mécanisme de formation des prix des marchés électriques horaires en dissociant l'effet de formation d'une rente de l'interaction stratégique entre entreprises dominantes. Il met en évidence la différence entre la rente de rareté des équipements à bas coût de combustible et la rente de monopole. D. Spector met l'accent dans son analyse sur une situation hypothétique future de réajustement du parc français par ré-investissement radical du parc nucléaire français pour les besoins français et étrangers. Dans cette situation le problème à analyser ne serait pas celui de la rente de rareté dont on débat dans ce papier, mais celui de l'exercice de pouvoir de marché du producteur nucléaire (ou des producteurs nucléaires qui résulteraient d'un démantèlement de l'opérateur historique). Le réinvestissement massif qui conduirait à une telle situation concurrentielle est totalement hypothétique, faisant de cette analyse un simple exercice de style (Spector D., 2006).

La « rente de rareté » formée par l'écart entre prix de marché et coût de l'opérateur historique

Précisons comment l'écart entre les prix du marché de gros et les prix de revient de court terme des équipements à bas coût d'opération couvre en partie une rente de rareté des équipements à bas coût de combustibles[3], et donc en premier lieu des équipements nucléaires.

Le prix de marché horaire reflète le coût du producteur marginal et signale la rareté des équipements

Comment se forment les prix de l'énergie dans un marché libéralisé ? Ils se forment sur un marché « *spot* » horaire par confrontation de l'offre et de la demande en vue d'une fourniture pour le lendemain. Dans ces confrontations, un prix d'équilibre de marché s'établit. Pour que l'offre et la demande se correspondent, il faut bien que le prix de marché satisfasse la proposition du producteur qui possède la dernière unité demandée sur un « *ordre de mérite* » des offres. Ces prix sont horaires (ou semi-horaires), et se renouvellent donc presque continuellement lors des 8 760 Heures de chaque année. Cependant ces prix sont aussi capables d'envoyer des signaux de rareté sur le long terme. C'est particulièrement le cas quand l'ensemble du parc des producteurs est structurellement inadapté dans sa répartition entre les différentes techniques de production, et que ce parc est donc « *sous-optimal* ».

Dans ce cas, les prix horaires s'établissent souvent à un niveau horaire élevé et poussent ainsi vers un niveau moyen annuel de plus en plus élevé, en incitant ainsi à investir dans les technologies ayant les structures de coût les plus favorables par rapport à ces niveaux de prix de marché. Le mécanisme de formation des prix sur les marchés de gros concurrentiels est donc différent de l'ancien système de tarification du monopole public. Celui-ci rattachait les prix aux caractéristiques de capacités qui étaient d'emblée supposées optimales à long terme, en tenant compte de la croissance anticipée des demandes horaires. Cet ancien système intégrait donc à l'avance dans le signal tarifaire la rareté future des différentes technologies. Il fixait le tarif horo-saisonnier au niveau du « *coût marginal de long terme* », rattachant ainsi le niveau du tarif au prix de revient anticipé des nouveaux équipements qu'il faudrait ajouter pour faire face à la croissance de la demande.

Sur ce premier point, le nouveau mécanisme de formation des prix sur les marchés de gros concurrentiels est donc différent de l'ancien système. Il s'y ajoute encore une autre différence décisive. Aujourd'hui le marché de gros français communique directement, sur chacune de ses heures quotidiennes, avec les marchés voisins d'Europe Continentale. Si nous oublions l'existence de certaines congestions sur les interconnexions à nos frontières, la fixation de nos prix de gros horaires s'effectue donc, le plus souvent, par rapport au coût de l'unité marginale appelée en Allemagne ou sur l'ensemble du marché continental, après échanges avec la France.

Quand une contrainte de congestion s'exerce effectivement à la sortie de la France vers l'Allemagne[4], on trouve au plus un différentiel de prix de 3 €/MWh entre ces deux pays. Sauf pendant les quelques dizaines d'heures les plus tendues, en hiver, où, du fait de l'importance du chauffage électrique, les besoins de puissance horaire en France conduisent à une réorientation des flux électriques vers l'entrée en France. Dans ce nouveau marché électrique de taille continentale, la centrale marginale « typique » qui influence directement la fixation des prix sur l'ensemble du marché est une centrale à gaz, ou une centrale au charbon. Selon les prix relatifs entre ces deux combustibles et celui du permis de CO_2 qui s'y rattache.

C'est donc, en pratique, le mécanisme concurrentiel normal des marchés européens continentaux qui engendre le « paradoxe prix-coûts » qui choque l'opinion publique française. Nous avons en France une production très majoritairement nucléaire, et donc à bas coût variable. Mais le mécanisme concurrentiel fixe nos prix horaires à un niveau plus élevé, presque identique aux prix allemands. On peut calculer que les centrales nucléaires françaises existantes seraient, sur un marché français isolé, les centrales marginales pendant environ 5000 heures par an (soit 60 % d'une année).

4 Bien sûr l'intégration des marchés physiques en Europe continentale n'est pas parfaite puisque les capacités de transport aux frontières (13 GW au total) ne sont pas illimitées et peuvent donc restreindre les échanges. Cependant les influences entre marchés subsistent. Même en cas de congestion, il se crée une différence de prix entre les pays qui se reflète dans la rente de congestion. En pratique, les congestions entre la France et l'Allemagne n'ont pas de caractère structurel. Et les prix entre la France et l'Allemagne restent corrélés pendant plus de 95% de l'année. Voir les rapports de l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz de la CRE : www.cre.fr. et divers études économétriques fouillées telles que : A. Galli & M. Armstrong (2005).

Tableau 1

Prix moyen de l'électricité sur le marché de gros français (Euros/MWh)

	2004	2005	2006
Creux (5 640 h)	28,1	46,5	49,3
Pointe (3 120h)	37,5	64,4	69,3
Moyenne pondérée	43,5	54,5	57

Source : Commission de Régulation de l'Energie, Rapports annuels, 2005, 2006 et 2007

Mais ceci supposerait d'établir des frontières hermétiques entre le marché français et les marchés voisins, et de faire fonctionner le parc nucléaire français en circuit fermé pour la seule demande française[5]. En fait, aujourd'hui, dans le parc électrique français en interdépendance avec tous les marchés électriques des pays adjacents, les centrales nucléaires françaises ne sont plus marginales en France qu'environ 1000 heures par an (soit 12% d'une année).

Le prix du marché continental s'est établi en moyenne à 50-55 €/MWh en base en 2005-2006. Il se plaçait donc très nettement au-dessus du coût complet du kWh d'une centrale nucléaire française construite dans les conditions antérieures (35 €/MWh environ). Et bien plus encore éloigné du seul coût de court terme du nucléaire (10 à 15 €/MWh). Puisque les coûts du nucléaire sont surtout des coûts fixes : des coûts d'investissement initial ou de gros entretien. Nous avons vu que la durée annuelle pendant laquelle le nucléaire français n'est pas marginal sur le marché continental (i.e. ne fixe pas directement les prix de marché) est beaucoup plus longue que sur un marché français isolé. Pendant cette longue période annuelle de 7760 heures, le consommateur français ne peut donc pas bénéficier directement du bas coût des équipements nucléaires existants. Cet avantage économique de l'offre nucléaire n'a pas pour autant disparu. Il s'est transformé en supplément de revenu pour le producteur électronucléaire français pour ses ventes au prix du marché en France et à l'étranger.

5 Cette optimalité (qui est bien sûr fictive car définie par rapport à un marché fermé) est le simple aboutissement d'une longue période de surdimensionnement du parc nucléaire français vis-à-vis du seul marché français, du fait de la croissance de la demande depuis les années quatre-vingt et aussi des hausses tendancielles du prix des combustibles.

Le rôle des mouvements de prix pour inciter à l'investissement dans un marché concurrenciel

Les prix horaires du marché de gros jouent un rôle économique de guidage du système à long terme en signalant les raretés et en incitant les producteurs à investir dans les technologies les plus appropriées pour maximiser leurs revenus à long terme. Ces prix horaires de gros sont des prix uniques de marché qui rémunèrent pendant chacune des tranches horaires toutes les technologies de production en service chez les producteurs. Les prix horaires sont rigoureusement les mêmes pour les différentes technologies en fonctionnement. Ils apportent donc des gains nets très différents aux producteurs en concurrence, selon les coûts des technologies qu'ils utilisent.

Dans l'ancien système de tarification du monopole public, les tarifs de long terme étaient calculés en relation avec un parc futur d'équipements optimisé pour les prévisions du marché français. La répartition physique de ce parc futur entre les différentes technologies était donc tirée directement des prévisions que le producteur faisait du niveau et de la structure futurs de la demande horo-saisonnière à moyen terme. En retour, les tarifs calculés par ce procédé permettaient au producteur en monopole de bénéficier, de façon prévisible, d'un surplus pour assurer le recouvrement des coûts de son parc en développement. Il pouvait ainsi minimiser son coût de long terme sur un programme intertemporel d'investissements et une combinaison de technologies calés l'un et l'autre sur ses propres prévisions[6].

Aujourd'hui, le mécanisme de formation du prix sur les marchés de gros diffère fondamentalement de l'ancien système pour le recouvrement des coûts fixes des nouveaux équipements. Et ce pour deux raisons.

En premier lieu, le prix du marché de gros horaire n'est pas fixé en niveau et en structure horaire et saisonnière. Il est déterminé sur chacune des 8760 tranches horaires par une offre marginale représentative du coût de fonctionnement le plus élevé parmi les différents équipements en fonctionnement sur chacune des tranches horaires. Le « *surplus ho-*

6 Dans les faits, on s'éloigne de ce principe quand on s'écarte de la trajectoire de développement optimal du parc, comme après l'apparition de surcapacité. On s'en éloigne aussi si les coûts marginaux de long terme s'éloignent trop des coûts moyens. Dans ce cas, il devient nécessaire pour permettre l'équilibre budgétaire d'appliquer aux coûts marginaux des péages positifs ou négatifs qui déterminent des tarifs horo-saisonniers de « second rang ». Quoi qu'il en soit, il y a cohérence entre ce type de tarification et la recherche d'une combinaison optimale des techniques dans le parc d'équipements.

raire » peut être défini comme l'écart entre le prix du marché et le coût de l'unité marginale sur cette tranche horaire. Chacun des prix de marché permet aussi de dégager un surplus pour tous les équipements en fonctionnement qui utilisent d'autres technologies que celle de l'équipement marginal. Ce surplus peut inclure une part de rente de rareté lorsque l'ensemble des moyens de production est sous-optimal. C'est le cas quand les technologies existantes dans ce parc ne sont pas dans une bonne proportion entre elles. En particulier lorsqu'il ne contient pas assez de technologies « bon marché » pour le niveau et la structure de demande auquel il faut répondre dans une perspective de long terme.

Ces surplus horaires sur les marchés ne sont pas choquants, ni en théorie ni en pratique, quand ils sont produits par des marchés concurentiels. Ils découlent du fait que les producteurs d'électricité doivent combiner plusieurs techniques différentes de production, et utiliser ces techniques différentes pour satisfaire des portions différentes de la demande horo-saisonnière. Ces surplus horaires ont au contraire une grande importance pour la viabilité économique des projets de nouveaux équipements. Car ce sont eux qui permettent de couvrir leurs coûts fixes ; c'est à dire le coût d'investissement de ces nouveaux équipements. Ces surplus horaires sont beaucoup plus élevés au moment des pointes de demande. Car les prix horaires y atteignent déjà 100-150 €/MWh, niveau du coût de recours aux moyens exceptionnels de pointe. Ils grimpent encore plus quand il y a rareté sur l'ensemble du parc pour couvrir les besoins en extrême pointe (jusqu'à 500€ ou 1000 € le MWh pour quelques demi-heures par an). Ces rentes horaires, en pointe, mais aussi celles en semi-base, contribuent ainsi au recouvrement des coûts fixes des équipements de base, notamment des équipements nucléaires non amortis.

En second lieu, le marché de référence n'est plus un marché français approvisionné par les équipements d'un unique opérateur national. Il s'agit désormais du marché continental. En conséquence, comme on l'a vu, pendant une grande partie de l'année, le prix du marché de gros est plus élevé que ce qu'il serait en France si le système français était isolé. L'intégration des marchés conduit donc « naturellement » à allouer des surplus supérieurs aux équipements à bas coût de combustible, en particulier aux équipements électronucléaires. Car les équipements marginaux des pays voisins recourent à des technologies différentes. Ce qui pousse les prix de marché à la hausse, par rapport à un marché français

fermé. On peut alors dire que le surcroît de prix horaire par rapport à une situation de marché français isolé indique que les équipements nucléaires sont devenus trop « rares » sur le marché continental. Et qu'une partie du surplus horaire reflète cette rareté.

2.3

Ces prix élevés ne sont pas un effet de l'imperfection de la concurrence

Le surplus de revenus de la production nucléaire française, consécutif à l'intégration des marchés, reflète donc l'existence d'une rente de rareté au niveau continental pour les différents marchés nationaux intégrés. Ce n'est donc pas l'existence d'un oligopole qui est la cause principale de la hausse des prix en France sous l'effet de la libéralisation des marchés.

Certains acteurs, notamment des gros consommateurs et la Commission européenne, soupçonnent un exercice de pouvoir de marché par des comportements parallèles ou par des ententes entre grands producteurs européens. Des enquêtes ont été réalisées ou sont en cours[7]. Mais quels que soient ces soupçons, D. Newbery, expert universitaire particulièrement reconnu sur les marchés électriques concurrentiels, confirme qu'on ne peut pas repérer facilement et directement un abus de pouvoir de marché dans le mouvement fondamental des prix des marchés électriques européens (Conférence EPRG-MIT de Londres des 27-28 Septembre 2007).

La montée des prix en 2005-2006 sous l'effet des hausses de prix du gaz et l'instauration du système de permis CO_2 reflète simplement les effets du mécanisme concurrentiel de formation des prix[8]. Le signal de rareté des prix élevés peut-il alors faire baisser les prix à long terme en déclenchant des investissements dans la technologie la moins chère ?

7 Certaines compagnies n'offrent peut-être pas sur leur marché principal toutes les quantités qu'elles pourraient produire à un coût marginal inférieur au prix du marché à certaines périodes. Mais, repéré uniquement en Allemagne par la récente enquête de la Commission, ce phénomène ne porte que sur des quantités marginales. Voir CEC, 2007.

8 Le renversement de tendance au milieu de l'hiver 2006-2007, qui s'est prolongé sur trois trimestres jusqu'à la fin de l'été 2007 est précisement un effet direct de ce mécanisme de formation des prix. Les prix en base sont repassés fréquemment en dessous des 35 €/MWh, et les prix en pointe en dessous des 50 €, en raison d'une demande horaire moindre du fait des bonnes conditions climatiques et d'une inflexion à la baisse du prix des combustibles et du CO_2. A plus long terme sachant que le prix du gaz vont rester élevés en raison de leur indexation sur les prix des produits pétroliers et que le système européen des permis va sans doute générer des prix de CO_2 plus stables et assez élevés, le prix marginal sur le marché européen doit rester relativement élevé.

Lorsque des prix durablement élevés signalent une rareté, les entreprises sont économiquement incitées à investir. Ces prix élevés marquent une sous-optimisation du parc de l'ensemble des producteurs de la plaque continentale, et notamment un « manque » d'équipements efficients à bas coût de combustible. Les producteurs pourraient-ils investir à l'avenir sur les marchés voisins dans ces technologies, notamment dans un contexte de prix de combustible élevés et avec des permis de CO_2 à rémunérer ? En étant patients, les consommateurs français et les consommateurs continentaux pourraient-ils bénéficier, sur le long terme, de prix plus bas avec l'entrée en service futur de ces nouveaux équipements ?

Pour atteindre le parc théoriquement optimal au niveau européen continental (au niveau de prix de 2005-2006), il faudrait approximativement un doublement de la part du nucléaire sur le marché continental afin de pour produire environ 60 % d'électricité nucléaire au lieu de 30% actuellement. Mais on ne peut pas raisonner ici avec une hypothèse de développement libre des capacités nucléaires.

Actuellement, l'acceptabilité sociale et politique du nucléaire est toujours très basse dans plusieurs pays européens. Ceci se manifeste par la lenteur de décisions de relance du nucléaire en Grande Bretagne, par des lois de « sortie du nucléaire » en Allemagne et en Belgique, un quasi-moratoire d'investissement aux Pays-Bas et en Espagne, et l'absence de toute production nucléaire en Autriche et en Italie. Les perspectives de moindre coût économique de long terme du MWh de nouvelles installations nucléaires et les anticipations de renforcement des politiques climatiques ne semblent pas être en mesure de déclencher une nouvelle dynamique d'investissement dans ces pays.

Il n'est pas non plus réaliste d'attendre que, dans les pays où le nucléaire est mieux accepté, les opérateurs doublent la capacité de leur parc actuel de réacteurs. Même sous l'incitation d'une profitabilité à terme très importante. Pour parvenir à doubler le parc existant, il faudrait que les gestionnaires des réseaux de transport opèrent rapidement des investissements massifs sur toutes les interconnexions, ainsi que sur toutes les lignes qui se rattacheraient aux nouvelles centrales. Ce qui est totalement inenvisageable pour deux raisons.

Une raison économique tout d'abord. Car il n'est pas prouvé qu'à cette échelle d'opération, le gain en coût total de production au plan européen ne soit pas plus que compensé par la hausse des coûts

de transport (investissement et pertes techniques). Compte tenu de l'augmentation des distances de transport des kWh produits et consommés en Europe. Une raison politique ensuite. Même dans les pays pro-nucléaires, et notamment en France, il semble improbable que les grands producteurs puissent développer un programme aussi gigantesque que le doublement du parc actuel et le déploiement des lignes de transport nécessaires. Fait pour les seuls besoins des pays limitrophes, même si permet de dégager une forte rentabilité pour les producteurs français, ce programme d'équipement ne serait vraisemblablement pas acceptable par l'opinion publique et par les diverses communautés directement impactées.

De fait, le nucléaire ne peut pas être considéré comme une technologie standard, neutre socialement et politiquement, comme le sont les unités en cycle combiné à gaz. Il en découle que la rente de rareté dont bénéficient en France les équipements nucléaires existants ne déclenchera pas ou peu d'investissement nucléaire supplémentaire, au moins pour les dix années à venir.

Dans ce contexte, les prix du marché continental devraient rester élevés, et la rente de rareté des équipements nucléaires existants subsisterait jusqu'à la fin de leur durée de vie, dans dix ou quinze ans pour les plus anciennes. Les consommateurs n'ont donc aucune perspective de baisse des prix de marché de gros en dessous de ce que seraient des tarifs réglementés bien ajustés, dans les conditions économiques, industrielles et réglementaires actuelles d'intégration du marché français au marché continental.

2.4

La perpétuation de la rente de rareté pose le problème de sa réallocation vers les consommateurs

En résumé les prix européens, en s'homogénéisant sur l'ensemble continental, posent un problème en France en raison des différences de composition des parcs de production des différents pays limitrophes. Il y a en quelque sorte transfert des effets de la sous-optimalité européenne vers le sous-marché français. Ce qui s'exprime par une rente de rareté qui en principe ne devrait être que temporaire.

Cette réalité oblige à se demander quel est l'usage qui pourrait être fait de la rente de rareté dans la durée puisque cette rente est appellée à se perpétuer. Elle serait dégagée en principe par les équipements nucléaires existants ainsi que par les équipements nucléaires neufs tant que le

système européen de production ne sera pas réoptimisé. Cette rente ne diminuera que si la production par la technologie nucléaire pouvait s'étendre en proportion dans le parc européen au dessus de son niveau actuel. Mais un tel développement n'est pas possible.

Si, par curiosité, on cherchait à calculer rapidement sur ces bases le montant de ce que serait la rente du nucléaire existant dans une situation où les tarifs règlementés auraient été supprimés, le montant serait de l'ordre de 3 milliards d'euros sur les ventes en France et de 1,6 milliards d'euros pour les ventes à l'étranger avec une rente unitaire moyenne de 20 €/MWh (reflétant la différence entre le prix moyen de marché de 55 à 58 €/MWh et le prix moyen annuel de 35 à 38 €/MWh sur un marché réoptimisé)[9]. Mais cette rente est très largement réduite par le fait qu'en France, presque toutes les ventes aux industriels et au secteur commercial s'effectuent aux tarifs règlementés et au tarifs de retour, sans parler des ventes aux ménages. Comme approximativement 10% des ventes s'effectuent à prix de marché selon les observateurs, la rente du nucléaire existant pour les ventes en France ne serait que de 300 millions. On voit donc au passage comment les tarifs règlementés peuvent agir dans le sens d'une réallocation de la rente dégagée par les ventes en France.

On en vient donc à se demander s'il ne faut pas réallouer la rente puisqu'elle ne remplit pas sa fonction d'incitation au réajustement du parc d'équipements des producteurs en concurrence. On devrait alors distinguer clairement les équipements anciens, déja existants au moment de la libéralisation, et les équipements neufs qui seront installés en France. La rente à réallouer une année donnée serait celle des productions des équipements existants. Celle des productions des équipements futurs devrait leur laissée à la discrétion des opérateurs qui investissemnt dans ces nouvelles installations. Celles-ci seront contruites pour répondre aux besoins de renouvellement des équipements nucléaires anciens, à la croissance des consommations sur le marché français, et pourraient également alimenter les besoins étrangers, participant ainsi au réajustement de l'ensemble du parc européen. Si le principe de calcul de la rente de rareté du nucléaire existant est relativement simple, sa réalisation est plus compliquée. On

9 On fait l'hypothèse complémentaire que pendant les 4000 heures de non-marginalité du nucléaire, 85% de l'électricité est produite par des équipements nucléaires.

multiplie tout d'abord la puissance disponible des capacités nucléaires existantes par la différence entre la durée optimale de marginalité du nucléaire (c'est-à-dire : la durée qui serait optimale dans un parc réoptimisé, par exemple 5000 heures) avec la durée de marginalité effective du nucléaire (environ 1000 heures). Et ensuite on multiplie cet écart de durée potentielle de production (soit 4000 heures) par la rente de rareté unitaire par kWh. La rente de rareté unitaire est la différence entre le prix effectif du marché (qui s'aligne sur le coût variable du kWh d'une centrale « cycle combiné gaz ») et le prix d'un marché hypothétique optimal en développement qui permettrait en moyenne annuelle le recouvrement des coûts fixes (c'est-à-dire le coût complet d'un équipement nucléaire qui serait ce prix de marché de référence)[10].

L'estimation de la rente de rareté doit se référer à une optimisation dynamique de long terme des parcs pour des marchés intégrés au niveau continental dans un environnement d'incertitudes et de risques sur la position économique respective de la production d'équipements existants (déterminée par leurs coûts variables) et sur celle de la production future de nouvelles centrales nucléaires. Cette estimation doit tenir compte de deux types d'incertitude : 1° la volatilité anticipable des prix des combustibles et du CO_2 le long d'une tendance de prix de long terme elle-même incertaine ; 2° l'incertitude du coût complet de production des nouveaux équipements nucléaires. Ces incertitudes doivent conduire à prendre en compte une prime de risque hypothétique dans le prix de référence aligné sur le coût complet d'un nouvel actif nucléaire.

Enfin dans l'hypothèse d'un calcul d'évaluation de la rente à réallouer une année donnée avant la disparition des tarifs règlementés (ce qui pourrait être le cas pendant une certaine période en France), il convient de dissocier la partie des ventes à prix de marché de celle à prix règlementés sur lequel l'opérateur historique détenteur des centrales nucléaires ne dégage pas de rente de rareté. Dans ce cas il bénéficie de la rente de rareté sur le segment totalement libéralisé et sur les exportations.

10 Soulignons que la rente de rareté doit s'évaluer en référence au coût complet des nouveaux équipements et non au coût de court terme de la production nucléaire en considérant que le producteur nucléaire doit garder une part du surplus pour le renouvellement futur de ses équipements. En bonne logique économique on doit se référer à la valeur de renouvellement des équipements dans une vision d'efficience de long terme.

La réallocation de la rente de rareté du nucléaire existant

Il n'y a pas de défaut économique intrinsèque à ce qu'un marché concurrentiel dégage des rentes pour les propriétaires d'un facteur rare (rentes pétrolière, foncière et immobilière; prix sur le marché de l'art, etc.). Mais, dans le domaine des marchés électriques, se pose un problème majeur pour l' « *Economie Politique* » des réformes concurrentielles.

Une question d'équité

En effet, l'avenir politique de la réforme électrique serait compromis en France si (presque) tous les consommateurs sans distinction en devenaient les principaux perdants, subissant des hausses de prix significatives et durables. Certes ces hausses apporteront aussi des gains record à l'entreprise historique qui est le principal producteur européen à bas coût de combustible. Sur le simple plan du calcul économique collectif, il n'y a là aucune perte pour l'économie française. D'autant moins que les ventes nettes d'EdF sur les marchés voisins se sont toutes fortement revalorisées en s'alignant sur les prix horaires du marché continental.

Le problème posé ici n'est pas un problème de théorie économique ou de calcul économique collectif défini en termes de coûts et d'avantages. C'est, au contraire, un problème typique d'acceptabilité sociale dû à un défaut d'équité. Il semble donc utile de chercher ce qui serait socialement légitime. Soit d'un point de vue pragmatique ou « cyniquement » amoral : le rachat des « avantages acquis » pour ne pas bloquer l'avancée des réformes. Soit d'un point de vue moral, au nom de l'équité. Il ne semble pas moral, même en économie de marché, que des réformes d'initiative publique favorisent ou favoriseront directement une minorité restreinte, même respectable et utile (en France les actionnaires de l'entreprise historique), au détriment de la quasi-totalité des clients de l'entreprise.

La nécessité d'une compensation apparaît d'autant plus légitime que dans les pays où les monopoles ont subi clairement des pertes sur la valeur de leurs actifs du fait de la libéralisation du marché électrique[11], les gouvernements ont décidé de mettre en place des compensations transitoires (aux Etats-Unis et en Espagne notamment). La perte que subiront tous

11 Ayant choisi leurs technologies et réalisé leurs équipements dans l'ancien système du monopole réglementé, elles ne pourront jamais recouvrer leurs coûts d'investissements du fait des prix de marché et des débouchés non garantis dans le nouveau système concurrentiel.

les consommateurs français quand la réforme concurrentielle leur sera complètement appliquée, apparaît être l'exact symétrique de cette perte dite « des coûts échoués » (*stranded costs*).

On peut estimer « équitable » de réallouer aux citoyens ou aux consommateurs tout ou partie de la rente de rareté dont bénéficie un opérateur historique, du fait d'un choc réglementaire résultant de l'action des pouvoirs publics, mais aussi parce que cette rente ne peut servir à investir dans le nucléaire pour réajuster le parc continetal. En soldant l'histoire antérieure d'EdF comme entreprise publique nationale, le choix public de compenser les consommateurs-citoyens marquerait la reconnaissance de la nation pour leur adhésion au programme de construction des centrales nucléaires et pour leur contribution passée au paiement de ces actifs de production. Ce serait un droit d'usufruit sur les actifs nucléaires existants, en grande partie amortis grâce à leur contribution.

Différents modes de réallocation de cette rente sont alors envisageables selon deux principes : une réallocation par le canal des revenus, ou une réallocation par les prix de l'électricité. Ils peuvent concerner l'ensemble des consommateurs, depuis le gros consommateur industriel jusqu'aux ménages, puisque tous sont concernés par la hausse des prix. Mais on pourrait choisir de s'en tenir aux seuls ménages, puisque ce sont les électeurs et qu'ils sont concernés en premier chef par la question de l'équité d'une réforme. Le choix du procédé de réallocation suppose d'arbitrer entre trois citères. D'une part la *perception* qu'en auraient les consommateurs. Puisque ceux sont eux qui doivent apporter à la réforme en cours leur consentement. D'autre part le *respect des principes de la réforme concurrentielle*. Et enfin la *simplicité* du dispositif à mettre en place.

3.2

La réallocation de la rente de rareté par les revenus

Une réallocation partielle de la rente par les revenus est déjà en place puisqu'elle s'opère indirectement par les mécanismes ordinaires de rémunération du capital et par la fiscalité sur les bénéfices de l'entreprise historique.

Parce que l'Etat français est le principal actionnaire du producteur historique (à 84,8%), la puissance publique récupère, via les dividendes, une partie significative du surplus perdu par les consommateurs. L'impôt sur les bénéfices y ajoute un complément substantiel, car la rente de rareté des équipements existants, évaluée par rapport à la valeur en renouvellement des équipements existants, s'ajoute aux bénéfices tirés des autres activités.

Les montants ainsi collectés par le budget de l'Etat pourraient ne pas se fondre dans les recettes d'ensemble des impôts et taxes. Ils pourraient servir directement au désendettement de la collectivité nationale, et ainsi aux générations futures, ou à des investissements spécifiques dans des grands équipements collectifs (logement social, transports urbains par exemple). Pour montrer aux consommateurs français qu'ils n'alimentent pas le puits sans fonds d'un Etat endetté, mais contribuent à des objectifs d'intérêt général à long terme, pour le bien commun. On peut aussi imaginer un fonds spécial d'actions de politique énergétique en activités de Recherche & Développement ou en incitations à l'efficacité énergétique. Cependant, cette modalité de redistribution de la rente de rareté permet-elle à la réforme concurrentielle en cours de conserver suffisamment d'appuis ? On peut se demander si la rémunération des actionnaires d'EDF et les impôts ordinaires sur les bénéfices l'entreprise sont des mécanismes redistributifs suffisamment éloquents du point de vue des consommateurs français.

Si tel n'était pas le cas, on pourrait aussi penser à une fiscalité exceptionnelle portant sur les revenus exceptionnels de l'opérateur possèdant les équipements nucléaires existants. Ce qui éviterait aussi de recourir à une réglementation durable des prix de l'électricité. L'imposition d'une taxe exceptionnelle sur les profits extraordinaires des entreprises est une pratique fiscale classique des Etats. C'est le cas dans le secteur pétrolier, en cas de hausse importante et durable du prix de marché du pétrole qui propulsent toujours les bénéfices des groupes pétroliers à des niveaux très supérieurs à des situations « normales » de prix.

Dans le domaine électrique en Grande-Bretagne, Tony Blair n'avait pas manqué de marquer son arrivée au pouvoir par une taxation exceptionnelle (*windfall profit tax*) des entreprises électriques nouvellement privatisées ayant bénéficié très largement du nouvau mode de régulation. Cette taxe a représenté 7,3 Milliards d'euros (valeur 1997), soit 23 % de la hausse de leur valeur boursière depuis la privatisation. L'équivalent en France, appliqué à la hausse des cours d'EDF depuis l'origine du titre, équivaudrait à 20 milliards d'euros.

Ces deux modalités que nous venons d'examiner sont sans doute les moyens les plus simples de réallouer la rente de rareté à la collectivité des citoyens. Elles pourraient aussi permettre de financer des objectifs publics de long terme, ou d'alléger d'autres charges d'imposition sur le revenu. Cependant, en empruntant les circuits budgétaires de l'Etat, elles peuvent

aussi n'avoir aucun effet sur les réactions des consommateurs vis-à-vis de la réforme concurrentielle.

Des solutions plus visibles et plus directes doivent donc être envisagées, telles que le partage des dividendes de l'entreprise avec les consommateurs, ou l'allégement de la fiscalité indirecte sur l'électricité.

Une première voie de ré-allocation directe consisterait à **attribuer gratuitement aux consommateurs d'électricité des titres non cessibles et sans droit de vote,** au prorata de leurs consommations, leur donnant droit à une partie des dividendes versés par l'entreprise. Différentes formules juridiques existent qui formaliseraient ce droit d'usufruit sur les actifs nucléaires existants lors de la libéralisation, et jusqu'à la fin de leur durée de vie. Ce procédé matérialiserait les droits historiques que de nombreux consommateurs français pensent avoir acquis sur le patrimoine d'actifs nucléaires développés et financés avant la réforme concurrentielle. Il faudrait alors définir la part des revenus de propriété de l'entreprise qui serait partagée entre les actionnaires ordinaires et les consommateurs - citoyens.

Une seconde voie, **l'allégement de la fiscalité indirecte**, semblerait encore plus attractive et simple pour les consommateurs - citoyens. Une réduction de la TVA sur l'électricité, par exemple de 17% à 5% serait perçue par les consommateurs comme une baisse de prix. Elle signalerait clairement la compensation qui leur est accordée. On sait que la TVA des restaurateurs vient d'être abaissée en France, avec l'accord de nos partenaires européens. Cette mesure sur la TVA serait financée implicitement par le versement de dividendes élevés à l'Etat et / ou la mise en vente d'actions de l'entreprise.

Remarquons que ces deux voies « directes » seraient centrées sur les ménages, les consommateurs « personnes physiques », dont l'accord est une composante socio-politique indispensable à la poursuite des réformes concurrentielles. De telles dispositions sont simples. De plus elles ne heurteraient pas les principes concurrentiels eux-mêmes, notamment les dispositions relatives au commerce intra-communautaire. C'est une des raisons de l'autorisation accordée à la réduction en France de la TVA des restaurateurs par les autorités européennes et les autres Etats membres.

3.3 La réallocation de la rente de rareté par les prix

Considérons maintenant quelles sont les différentes solutions de réallocation de la rente de rareté par les prix, et comment apprécier leur écart aux principes européens d'économie ouverte de marché.

Cette démarche de réallocation par les prix relève d'un principe politique voisin de celui sous-jacent à la démarche québecoise. Avec une production électrique à base de grands équipements hydrauliques, la situation de cette production est similaire à celle du parc français par rapport au marché continental de l'électricité. En effet, la proximité des marchés américains libéralisés de l'électricité permettrait à l'entreprise publique Hydroquébec de bénéficier d'une rente hydroélectrique si elle valorisait sa production sur ce marché. La loi sur la Régie de l'Électricité impose à Hydroquébec Production de vendre au fournisseur qui demeure en monopole de vente, Hydroquébec Distribution un très grand bloc de sa production à des coûts historiques[12]. La mise en œuvre de ce principe est facilitée par le fait que, contrairement à EDF, il a conservé le monopole de commercialisation[13]. En aval, les clients paient un tarif calculé en pondérant les coûts historiques de l'énergie patrimoniale et le coût des achats contractuels de l'énergie complémentaire. On leur laisse ainsi le bénéfice des productions hydrauliques patrimoniales. Transposer ce principe dans le système français n'est pas si simple puisqu'EdF n'a pas le monopole de vente.

Une première solution, typiquement de tradition française, est le maintien de tarifs règlementés[14]. Cependant il contraint fortement le développement de la concurrence entre fournisseurs ; de plus un maintien perpétuel des tarifs est reconnu illégal et anticonstitutionnel. D'autres modalités doivent donc être envisagées. A un degré maximal de distorsions apportées au fonctionnement du marché, on proposerait le maintien du monopole ou le retour au monopole du fournisseur historique pour les ménages (comme on l'envisage dans certaines parties de l'Est des USA, notamment dans le Michigan et l'Ohio) en imaginant un changement ultérieur des directives européennes. Autre solution, pour minimiser les distorsions apportées au fonctionnement du mar-

12 Les prix sont très bas puisque les coûts historiques ne se réfère pas à la valeur de renouvellement de ses équipements).

13 Ce bloc de 165 TWh correspondant aux productions existantes au moment de la loi couvre environ 93% de la consommation d'électricité du Québec. Le reste des ventes aux industriels et aux ménages est couvert par des achats réalisés par HQ Distribution par des contrats de long terme à prix non régulés attribués par enchères auprès de nouveaux producteurs ou d'HQ Production pour des productions par de nouveaux équipements. Il ya bien un effet de concurrence avec les débouchés vers les Etats Unis car les producteurs pourraient préférer diriger leurs futures productions vers les marchés nord-américain.

14 Nous n'entrerons pas dans le débat sur le tarif de retour pour les consommateurs qui ont fait jouer leur éligibilité.

ché, on pourrait préférer instaurer une tranche minimale de fourniture réglementée dans tous les contrats de vente aux particuliers ; comme cela est pratiqué en Californie, par exemple.

3.4

Le maintien des tarifs réglementés

Ces tarifs seraient alignés sur le coût marginal de long terme hérité du passé récent. Ils s'appuieraient sur le coût complet de production d'un équipement électronucléaire, après un réajustement du coût du capital, débouchant sur un tarif de 35-38 €/MWh[15]. Appliqués pour une période transitoire, éventuellement renouvelable, ils apporteraient une compensation très visible pour les consommateurs français inquiets de l'ouverture des marchés.

De tels prix supprimeraient le supplément de revenu de l'opérateur historique sur ce segment de marché, par rapport au prix de référence concurrentiel de long terme avec investissement contraint des producteurs dans les technologies à bas coût. C'est-à-dire par rapport aux prix qu'établirait le fonctionnement d'un marché continental avec entrave à l'investissement nucléaire à long terme.

Cela équivaudrait en fait la transposition du système québecois de vente d'énergie patrimoniale aux fournisseurs à un contexte de concurrence ouverte. Un bloc patrimonial nucléaire serait défini et vendu aux fournisseurs concurrents. Le volume vendu dans le cadre de ce bloc patrimonial ne pourrait en aucun cas excéder la production des équipements nucléaires installés au moment de la libéralisation du marché, après déduction d'un montant aux exportations et qui serait défini par le gouvernement et le régulateur. La vente porterait sur un produit « base » annuel à un prix administré. Ce dernier serait déterminé en référence du coût complet des équipements nucléaires à leur valeur de renouvellement du parc, et non pas en référence au coût historique selon l'approche québecoise.

15 Les prix de revient servant de référence aux tarifs règlementés sont à réajuster pour tenir compte des évolutions du calcul de la charge de service public et des prix de transport et de distribution résultant de la nouvelle réglementation concernant ces activités. Ils doivent également inclure une rémunération normale du capital, proche des règles de gestion financière d'entreprise pour des investissements orientés vers des ventes concurrentielles, qui est plus élevée que la rémunération antérieure. Ils sont notoirement sous-évalués, avec respectivement 24 €/MWh en tarif vert (vers les gros consommateurs), 28€ en tarif jaune (consommateurs moyens type PME-PMI) et 32 € en tarif bleu au lieu d'un prix de revient de référence qui se situerait plutôt vers 35-38 €/MWh. Ce qui réduit la rente de rareté que l'opérateur historique perçoit actuellement de ses ventes d'léectricité en France.

Récemment un système hybride de tarification mixte à destination des ménages a été proposé par la principale association de défense des consommateurs, l'UFC-Que Choisir (2007). Sans détailler le dispositif proposé, chaque ménage bénéficierait pour 80% de ses besoins, d'un prix règlementé aligné sur le coût complet du nucléaire (qui reflèterait un droit de tirage sur ces équipements) et le reste de ses achats d'électricité, qui correspondent à la période de pointe, sera payé au prix de marché. Mais les économistes font quatre objections majeures au procédé d'allocation de la rente de rareté par des ventes à tarifs règlementés sur tout ou partie du marché de détail.

La première est que le prix du marché de gros perdrait sa fonction de signal de rareté servant à attirer les décisions d'investissement en production. Comme nous l'avons déjà vu, le prix de marché actuel signale bien une rareté d'équipements à bas coût de combustible dans les autres pays du marché continental. Mais, et c'est une première réponse à l'objection, ce signal ne peut pas stimuler l'investissement nucléaire dans ces pays, en raison des multiples barrières à l'installation d'équipements nucléaires. Une seconde réponse est que ce procédé d'allocation est conçu de façon telle qu'il laisse au producteur français détenteur d'actifs nucléaires un surplus suffisant pour renouveler de son parc d'équipements nucléaires. Le prix réglementé doit être calé sur le coût prévisionnel de renouvellement des équipements nucléaires, en pratique celui de l'EPR de série. Car, dans une perspective d'optimisation du marché de long terme, le niveau de ce coût est le niveau du prix au-dessus duquel se dégage la rente de rareté[16]. Ce procédé éviterait aussi aux consommateurs de supporter les effets du prix du CO_2 quand la technologie principale du producteur dominant évite toute émission. Un principe similaire émane du contrat de long terme passé avec le consortium Exeltium de gros consommateurs français sur l'achat 18 TWh/an au prix de 38 €/MWh. Les consommateurs industriels refusaient de payer la rente CO_2 de la production nucléaire qui est une partie de la rente de rareté dégagée de l'intégration au marché continental.

La seconde objection est que des tarifs règlementés envoient les mauvais signaux aux consommateurs pour qu'ils rationalisent leurs usages en fonction des raretés d'équipements et des coûts marginaux de production

16 Rappelons que la rente de rareté signale la sous-optimisation du parc d'équipemets de production à l'échelle du marché continental. Si on séparait le systême français du marché européen, les prix français s'établiraient à des niveaux reflétant l'anticipation de besoins en de nouvelles centrales en base (nucléaire en renouvellement à partir de 2020) et celles en semi base (cycle combiné à gaz) avec lesquelles s'effectuent actuellement les entrées en production (GDF, Electrabel, SNET, Verbund Poweo).

sur le marché, qui serait donc le marché continental européen. En fait rien n'empêche les tarifs de conserver la structure horo saisonnière des coûts de l'opérateur historique comme c'est le cas actuellement. De plus et c'est là où la proposition d'UFC-Que Choisir prendrait son sens, on peut imaginer que les tarifs règlementés en période de pointe reflète les prix de marché pendant cette période horaire.

La troisième objection est que le maintien de tarifs réglementés vers les différents consommateurs joue comme une barrière à l'entrée pour des fournisseurs alternatifs pris dans un ciseau de prix car contraints de se fournir sur le marché de gros à des prix de marché ou de produire avec des équipements thermiques à des coûts variables supérieurs aux tarifs règlementés. De fait le problème est réel. Mais l'idée d'attribution de blocs de nucléaire patrimonial aux fournisseurs concurrents d'EdF répond à cette objection. C'est d'ailleurs ce que l'autorité de la concurrence française a décidé d'imposer en juin 2007 à la suite de la plainte du fournisseur Direct Energie[17]. Proposition a été faite d'organiser aux enchères l'attribution de blocs de production nucléaire à ces fournisseurs concurrents pour un volume délimité à un prix maximum défini en référence au coût de renouvellement du nucléaire existant. Solution de compromis qui permet de laisser une place à des fournisseurs concurrents.

La quatrième objection est que le maintien de tarifs réglementés vers les consommateurs industriels fausse également la concurrence en empêchant les entrées de nouveaux opérateurs. De plus au plan européen, les tarifs spéciaux aux industriels sont des prix préférentiels qui peuvent avoir pour conséquence de fausser la concurrence dans le commerce des produits entre pays. C'est une objection sérieuse qui invite à restreindre le champ de la réallocation au secteur commercial et des ménages.

Dans une logique de réforme concurrentielle, la manipulation réglementaire des prix de vente est a priori déconseillée et ne peut être au mieux que transitoire. Des dispositions dérogatoires à la fixation des prix par le marché sont bien prévues dans les Directives européennes, et également dans la Communication de la Commission européenne du début de l'année 2007 sur la poursuite de la libéralisation des marchés. Mais

17 Le conseil de la Concurrence a enjoint EdF de faire une proposition de fourniture d'électricité en gros ou toute autre solution techniquement et économiquement équivalente permettant aux fournisseurs alternatifs de concurrencer effectivement, sans subir de ciseau tarifaire, les offres de détail faites par EdF aux consommateurs d'électricité sur le marché libre. Décision n° 07-MC-04 du 28 juin 2007.

elles portent essentiellement sur les obligations de service public et la protection de l'environnement. Les premières concernent l'équité sociale, mais celle-ci, par nature, vise les consommateurs vulnérables ou pauvres au moyen de tarifs sociaux spéciaux.

Dans le cas de la question qui nous préoccupe ici, ce ne sont pas des cibles restreintes, mais la masse des consommateurs domestiques qu'il faudrait faire entrer dans un jeu de redistribution atténuant des effets négatifs de la réforme électrique. Nous avons indiqué précèdemment que la disparition des tarifs règlementés pourrait conduire à une hausse de 20 à 40% des prix, selon le type de consommateur (du domestique à l'industriel), et au bénéfice de l'ancien monopole historique français. A cet égard, les Directives européennes de 1996 et 2003 sur les marchés électriques représentent aussi, même en France, une légitimité juridique incontestable, qu'ont rappelée les positions récentes du Conseil Constitutionnel, du Conseil d'Etat et du Conseil de la Concurrence.

Le maintien du monopole de vente aux ménages

3.5

Pour limiter les problèmes de cohérence que pose le maintien actuel de tarifs règlementés sur tous les segments de marché libéralisés, on pourrait s'interroger sur les avantages d'un retour au monopole de vente aux ménages par les fournisseurs historiques, tandis que les tarifs règlementés seraient supprimés défintivement sur les autres segments de marché. Ce serait, bien sûr, un moyen simple de maintenir des prix administrés pour les ménages afin de les faire bénéficier de la rente de rareté du nucléaire existant. Mais ce dispositif est illégal dans le cadre de la seconde Directive européenne sur les marchés électriques de 2003.

Il existe aussi de nombreuses objections économiques des promoteurs de la réforme à un retour au monopole de fourniture. Le marché sera faussé dans sa cohérence d'ensemble. Les consommateurs domestiques ne pourront plus bénéficier d'aucun des bienfaits de la concurrence. Du fait de la faible attractivité de ce segment, les fournisseurs historiques n'investiront pas de manière appropriée.

Cependant deux aspects importants du coût-avantage de la concurrence de détail vers les ménages sont souvent ignorés ici. D'une part, à très peu d'exception près, les consommateurs domestiques n'ont jamais obtenu de gains substantiels et généralisés de la concurrence de détail. La pression de la concurrence ne s'y exerce qu'indirectement et de manière limitée (Green, 2004 ; Joskow 2006). La concurrence entre founisseurs ne joue

que sur les dépenses strictes de commercialisation et les marges de ce segment de la chaîne de valeur. Il faut, par exemple, au moins 1,5 million de clients domestiques pour rentabiliser l'entrée d'un nouvel opérateur dans l'activité de fourniture pour un marché comparable à celui de la France.

D'autre part l'efficience d'un marché électrique dans son architecture d'ensemble, englobant échanges de gros et de détail, ne gagne pas nécessairement à l'ouverture complète du marché final à la concurrence. Comme le soulignent nos collègues britanniques Green (2004) et Newbery (2002), l'ouverture complète n'apporte pas d'amélioration sensible de l'efficience de l'ensemble des marchés, car les mouvements de prix de gros ne sont pas transmis de façon réactive dans les prix de détail, à quelques rares exceptions prés. Ce qui empêche un ajustement précis de la demande aux mouvements de prix horaires. Bien sûr le maintien d'un segment en monopole de fourniture entraîne inévitablement des difficultés de réglementation des prix de détail payés par les ménages. Il n'est pas aisé d'estimer à l'avance et sur le long terme les coûts « raisonnables » de l'électricité de gros. Que celle-ci soit achetée pour revente par le fournisseur historique à son propre département de production, ou occasionnellement sur le marché de gros si les prix de court terme sont inférieurs à ses coûts[18].

Discuter d'un retour au monopole de vente d'électricité aux ménages est aussi quelque peu surréaliste après l'ouverture complète de la concurrence de détail au 1° juillet 2007. Mais un article récent de S. Littlechild (2007), le « père » de la concurrence de détail en Grande-Bretagne, vient de montrer, en juillet 2007, que les processus concurrentiels pour transmettre de « bons prix de détail » aux consommateurs domestiques pouvait résister au maintien du … monopole de fourniture … dans le Centre-Est des USA. Quid de l'Union européenne ?

3.6

Une tranche universelle réglementée dans les contrats de vente aux ménages

Une solution, moins radicale vis-à-vis du fonctionnement des marchés, serait de placer une tranche universelle de fourniture à prix règlementés

18 Sans contrôle strict du régulateur, il peut chercher à affecter une partie excessive de ses coûts fixes de production aux tarifs vers les ménages afin de pratiquer des prix plus compétitifs sur le segment commercial et industriel. Il pourrait aussi revendiquer auprès du régulateur que soit prise en compte une prime de risque pour l'installation de nouveaux équipements produisant pour la vente à la fois sur les segments concurrentiel et non concurrentiel. Le régulateur devra donc avoir une vision claire des coûts d'approvisionnement de long terme du fournisseur historique.

dans tous les contrats de vente aux ménages. Cette façon de réallouer la rente de rareté élargirait la règle européenne des tarifs sociaux au premier MWh de toutes les fournitures aux ménages, sans condition de revenu ou de consommation maximale. Connu sous le nom de tranche sociale, un tel système de tranche universelle existe en Italie et, sous une autre forme, en Californie. Il impliquerait de trouver des compensations pour les fournisseurs concurrents de l'entreprise historique détentrice des actifs nucléaires. On peut imaginer de reprendre ici l'idée d'un contrat de long terme entre l'opérateur historique et tous les fournisseurs, et qui engloberait les quantités correspondantes vendues en gros au coût complet de long terme de l'électricité nucléaire.

Conclusion

La mise en œuvre en France d'un régime de marché électrique pour satisfaire les objectifs d'intégration européenne, et pour ouvrir à EdF un champ européen d'expansion commerciale, industrielle et capitalistique, pourrait confronter la plupart des consommateurs français à des prix plus élevés, sans aucune perspective réaliste de baisse. Pour paraphraser une boutade récente de Marcel Boîteux (*Futuribles*, mai 2007), il ne s'agit plus d'ouvrir à la concurrence pour faire baisser les prix ; mais de supprimer la régulation traditionnelle et d'élever les prix pour permettre à la concurrence de s'installer sur le marché français.

Nous sommes convaincus qu'un système concurrentiel européen des industries électriques peut être efficace, malgré la complexité particulière des réformes à mettre en place. Mais nous considérons aussi qu'il faut répondre clairement aux inquiétudes et aux critiques adressées en France à l'évolution des prix sur les marchés depuis début 2005. La réforme concurrentielle devrait très vraisemblablement engendrer une hausse de prix pour les consommateurs français et on ne peut pas, en France, s'attendre à une baisse de prix à long terme.

Il n'y a pas de désastre ou de gaspillage économique fondamental à transférer durablement des revenus des consommateurs vers les producteurs quand le bon fonctionnement des marchés n'est pas en cause. Mais il y a un problème fondamental d'équité dans la « *political economy* » de la réforme concurrentielle, sachant qu'une politique

publique de ce type crée directement une rente au détriment de la quasi-totalité des consommateurs, dans un pays équipé au départ de centrales à bas coût de fonctionnement. Les consommateurs sont les perdants de la libéralisation. Leur sacrifice n'est ni ponctuel, ni transitoire.

Il apparaît donc légitime de chercher une compensation pour les consommateurs français qui serait à la fois simple, bien perçue comme une compensation de la rente, et qui ne fausserait pas radicalement le fonctionnement des nouveaux marchés. Il n'existe probablement pas de procédés qui aient toutes ces qualités à la fois. Le choix du pouvoir politique devrait alors se porter sur une compensation bien visible, et relativement durable. Ce qui permettrait au moins d'apaiser les craintes pesant sur la pérennité de la réforme européenne des marchés.

5

Références

CEC (2007), *DG Comp Inquiry Report on electricity and gas markets*, Bruxels.

Galli A. & Armstrong M. (2005). *Comparaison des prix spot de Powernext et EEX,*

http://www.powernext.fr/modules/PwnDl/download/files/fra/PWNX_Final_Fr_6.pdf

Green R. (2004), *Retail competition and electricity contracts*, CMI working Paper 33, Cambridge University.

Joskow P. (2006), "Markets for Power in the United States: An Interim Assessment", *The Energy Journal, Vol.* 27 n°1.

Littlechild S. (2007), *Municipal aggregation and competition in the Ohio energy sector*, August 2007, Judge Business School, Cambridge.

Newbery D. (2002) *Regulatory challenges to European electricity liberalisation*. CMI Working Paper 12, Cambridge University.

Spector D. (2006), *Electricité : Faut-il désespérer le marché ?*, Edition Rue d'Ulm, Paris.

UFC-Que Choisir (2007), *Electricité : étude du fonctionnement du marché et proposition d'une tarification mixte*, Paris, Décembre.

La concurrence de détail sur les marchés électriques

Fondements théoriques et limitations pratiques

Christophe Defeuilley

EDF R&D
& LARSEN

Les vues exprimées dans cet article n'engagent que leur auteur, qui s'exprime à titre personnel, et aucunement EDF.

L'introduction de la concurrence sur le segment de la vente de détail de l'électricité a suscité beaucoup d'attentes. Mais elle n'a pour le moment donné que des résultats mitigés. Cela est principalement dû aux conceptions théoriques, d'inspiration autrichienne, qui ont servies de soubassement à cette réforme. Les processus de décision des consommateurs, ainsi que le paradigme technique dans lequel s'inscrit ce segment d'activité n'ont pas été pris en compte de manière adéquate, ce qui a conduit à surestimer les effets attendus de l'ouverture à la concurrence. Les perspectives d'évolution de court et moyen terme des marchés de détail doivent être re-considérées dans le sens d'une plus grande stabilité : pas de généralisation du jeu concurrentiel, mais une segmentation durable entre clients actifs et inactifs ; peu de chances d'apparition d'innovations radicales susceptibles de bousculer les positions acquises des opérateurs en place.

1 Introduction

L'ouverture de la concurrence dans la vente de détail permet aux petits consommateurs (clients résidentiels, artisans et professionnels) de choisir leur fournisseur d'électricité. Cette mesure, initialement testée en Norvège, puis au Royaume-Uni, a été reprise et appliquée dans l'ensemble des pays de l'Union Européenne, dans certains Etats américains, en Australie et en Nouvelle-Zélande. Elle constitue l'un des éléments marquants des réformes du secteur électrique, un de ceux ayant suscité le plus d'attentes. L'introduction de la compétition aurait dû permettre que s'installe une dynamique d'innovation, de renouvellement des offres et de remise en cause des positions acquises des opérateurs historiques. Or, un retour d'expérience (d'une dizaine d'années pour certains pays) montre que les résultats attendus ne sont pas toujours au rendez-vous. Quel diagnostic peut-on en tirer ? Faut-il y voir une conséquence d'une série de blocages, variables selon les contextes nationaux, ayant jusqu'à présent empêché cette dynamique de faire pleinement sentir ses effets ? Ou au contraire faut-il considérer que les impacts de l'ouverture à la concurrence de détail ont été surestimés, les arguments économiques ayant justifié ce choix étant mal étayés ?

Cet article penche pour la seconde hypothèse. Voici pourquoi. L'introduction de la compétition a largement été inspirée par des conceptions issues d'un courant d'analyse économique, l'école autrichienne[1]. Cette approche a marqué le secteur électrique de son empreinte par l'intermédiaire des travaux de M. Beesley et S. Littlechild, deux économistes appartenant à ce courant de pensée et qui ont été largement associés à la définition et la conduite des réformes (Helm D., 2003)[2]. En privilégiant une analyse des mécanismes concurrentiels centrée sur le rôle de l'entrepreneur, la

1 L'école autrichienne tient son nom de la nationalité de ses principales figures de proue (Menger, von Mises, Hayek). Sans méconnaître les différences profondes existantes entre économistes appartenant à ce courant et les évolutions notables qui l'ont traversé depuis les travaux fondateurs de Carl Menger (1871), nous présentons ici une version simplifiée des conceptions *autrichiennes* les plus marquantes du fonctionnement des mécanismes concurrentiels.

2 M. Beesley (1924-1999), professeur à la London Business School, spécialiste de l'économie des transports, conseiller auprès de l'autorité de régulation de l'électricité (1989) et du gaz (1994), *trustee* de l'*Institute of Economic Affairs*. S. Littlechild, ancien professeur à l'université de Birmingham, membre de la Monopolies and Merger Commission (1983-1988), directeur général de l'autorité de régulation de l'électricité (1989-1998), *research fellow* à l'université de Cambridge, consultant. La relation entre les idées de l'école autrichienne et les réformes britanniques est explicitement reconnue par S. Littlechild (2002a) lui-même.

théorie autrichienne véhicule une vision du marché dénuée d'épaisseur comportementale et technique. Ce faisant, elle omet de prendre en compte plusieurs phénomènes structurants qui modifient les effets que l'on peut attendre de l'ouverture à la concurrence sur le niveau des prix, l'amélioration des offres et le déploiement d'innovations.

L'article s'organise de la manière suivante. Après avoir présenté les arguments avancés par l'école autrichienne en faveur de l'ouverture à la concurrence (§ 2), puis dressé un état des lieux des marchés de la vente de détail de l'électricité en Europe (§ 3), sont analysés les facteurs qui expliquent le décalage entre la situation actuelle et les attentes formulées initialement (§ 4). Quelques remarques conclusives suivent, qui insistent sur la nécessité de reconsidérer les perspectives d'évolution des marchés de détail dans le sens d'une plus grande stabilité à court-moyen terme (§ 5).

Soubassement théorique

2

L'introduction de la concurrence dans la vente de détail n'allait pas de soi. Deux des principales fonctions traditionnelles du détaillant, qui expliquent qu'il puisse tirer un profit de son activité, échappent largement au fournisseur d'électricité.

D'une part, l'intermédiation, à savoir l'organisation du transport et de la distribution des marchandises du producteur vers le consommateur, n'est pas de son ressort. En effet, l'acheminement de l'électricité répond à certaines contraintes à la fois techniques (quasi-absence de possibilité de stockage, obligations de tenue et de modulation des niveaux de tension) et économiques (caractère de monopole naturel des réseaux de transport et de distribution). Ce sont donc les transporteurs et les distributeurs, et non les fournisseurs, qui prennent en charge l'organisation de l'intermédiation.

D'autre part, la transformation et la mise en valeur (présentation et conditionnement, association avec d'autres biens) sont, a priori, assez limitées pour un bien aussi homogène en qualité que l'électricité. C'est la raison pour laquelle la vente de détail représente une faible fraction des factures totales d'électricité. Ces spécificités ont trois effets qui jouent en défaveur de l'introduction de la compétition :

• En premier lieu, la faible consommation unitaire des ménages, conjuguée à la part réduite qui est laissée à la vente par rapport aux autres

segments d'activité (production, acheminement) conduisent à restreindre la demande potentielle à laquelle peut répondre le commercialisateur.

• En deuxième lieu, l'intermédiation étant traditionnellement réalisée par les anciens monopoles de production et/ou de distribution, le marché de la commercialisation doit être crée *ex nihilo*. Les clients, attachés de longue date à leurs opérateurs historiques, n'ont pas spontanément toutes les cartes en main pour exercer leur liberté de choix. Les démarches qui accompagnent tout changement de fournisseur occasionnent des dépenses, qui peuvent être décomposées en trois grandes catégories : coûts de recherche (identification des offreurs, comparaison de leur proposition), coûts d'apprentissage (des relations avec le nouveau fournisseur, de suivi des évolutions du marché) et coûts de transaction (contractualisation, renégociation). L'ensemble de ces coûts, définis comme des coûts de changement, sont en partie liés au fait que chaque client, lorsqu'il entre en relation avec un fournisseur, s'engage dans un investissement spécifique. Les biens et les services qui lui sont associés peuvent conduire à ce qu'un produit, identique *ex ante* à un autre, s'en différencie *ex-post* par l'usage qui en est fait (Klemperer P., 1987). La création comme le dénouement de cette relation client-fournisseur génèrent des coûts, qui rendent la demande plus inélastique au prix. Ainsi, les coûts de changement agissent comme des barrières à l'entrée pour les nouveaux entrants.

• En troisième lieu, l'homogénéité du produit rend difficile toute différenciation des offres et d'ajout de services, donc de création de valeur ajoutée[3].

Demande potentielle restreinte, coûts de changement jouant comme des barrières à l'entrée, possibilité limitée de différenciation du produit : l'équation économique et financière des fournisseurs d'électricité semble difficile à résoudre, les anticipations sur la rentabilité future de leur investissement, qui conditionnent leur décision d'entrée sur ce marché, étant a priori peu favorables.

Dès lors, est-il vraiment utile d'ouvrir le marché de détail à la concurrence ? Les bénéfices à en attendre pour les consommateurs seraient minces et les risques de devoir subir des coûts additionnels élevés, notamment si certains nouveaux entrants parviennent à exercer un pouvoir de marché. Ne faudrait-il pas s'orienter vers d'autres solutions, comme

3 Les deux premiers arguments jouent moins pour les clients industriels (notamment électro-intensifs), qui du fait de l'importance de leur consommation unitaire, supportent des coûts de changement moins élevés en proportion du volume d'électricité à fournir.

le proposent notamment B. Hogan (2000), L. Ruff (1999) ou P. Joskow (2000) ? Par exemple en donnant à l'opérateur historique le rôle d'offrir aux clients résidentiels un service de base transmettant l'évolution des prix de gros, ce qui permettrait aux consommateurs de bénéficier de la compétition en amont tout en étant protégés des "vicissitudes" de la compétition en aval. Les fournisseurs alternatifs pourraient néanmoins entrer sur le marché, moins pour dupliquer ce service de base que pour tenter de vendre des services à valeur-ajoutée. Cela aurait le double avantage d'éviter de faire supporter aux clients des coûts additionnels (le service de base jouant comme une protection et comme un étalon facilitant la comparaison avec les propositions des nouveaux entrants) tout en orientant les efforts des fournisseurs, donc le jeu compétitif, vers un enrichissement qualitatif de l'offre (Joskow P., 2000).

Malgré ces objections, les Etats membres de l'Union Européenne, la Norvège et d'autres pays de l'OCDE ont choisi de procéder à une ouverture totale du marché de la fourniture, y compris pour les petits consommateurs. Cette décision a été largement inspirée par les conceptions autrichiennes du fonctionnement des mécanismes concurrentiels. Examinons les principaux arguments qui ont été avancés pour justifier de l'intérêt d'une telle mesure.

L'introduction de la compétition doit être la plus large possible, y compris là où cela semble a priori le plus difficile à organiser. Car cela aura pour effet de mettre en oeuvre un double processus d'exploration / découverte de l'information et d'innovation. Voici comment. L'approche autrichienne considère que les marchés sont plongés dans un environnement d'incertitude radicale et de modification permanente des préférences des agents, des dotations en ressources et des possibilités techniques (Kirzner I., 1997a). L'incertitude radicale, source d'ignorance et frein à la diffusion des informations, est à l'origine de nombreuses imperfections : rentes de situation, exercice de pouvoir de marché, inefficacités productives ou allocatives. Ces imperfections se traduisent par l'existence de profits supra-normaux dans certains secteurs d'activités ou certaines zones géographiques.

Cherchant à maximiser leur profit, les agents économiques qui ne sont pas installés sur ces marchés vont tenter d'y pénétrer afin de profiter des opportunités de profit additionnel qu'ils pourront exploiter. Pour cela, ils s'engagent dans des processus de recherche d'informations pour découvrir quels sont les marchés les plus prometteurs, et pour identifier

par quels moyens ils pourront démanteler les barrières à l'entrée qui les empêchent parfois d'y accéder. Ces nouveaux entrants tenteront également de bousculer les positions acquises en mettant en œuvre des processus innovants qui pourront avoir comme effet d'éroder les avantages compétitifs dont bénéficient les entreprises en place et de redéfinir les conditions d'exercice de la concurrence dans le secteur considéré.

Comme on le voit, l'approche autrichienne accorde un rôle central à ces nouveaux entrants entrepreneurs, qui forts de cet esprit d'entreprise, seront prompts à enclencher et à animer le jeu concurrentiel (Hayek F., 1945 ; Kirzner I., 1997b).

C'est ce qui doit se passer sur le segment de la vente de détail de l'électricité. Les nouveaux entrants doivent être en mesure non seulement de révéler quels sont les véritables coûts de la commercialisation d'électricité (auparavant agrégés avec ceux de la production et de la transmission), mais également d'identifier les zones géographiques ou les niches de clientèle supportant des prix plus élevés que la moyenne. Ce faisant, ils pourront déceler l'existence des rentes de situation et l'exercice de pouvoirs de marché se traduisant par une hausse artificielle des coûts de changement qui accroissent l'inertie des consommateurs, donc augmentent la segmentation des marchés (Waddams-Price C., 2004). La découverte de ces obstacles au changement, l'identification des mécanismes précis qu'ils mettent en jeu, conduiront les nouveaux entrants à diligenter des actions correctrices afin d'en réduire le niveau. Parallèlement, ils s'engagent dans des processus d'innovation susceptibles d'une part, de réduire les coûts qu'ils supportent, et d'autre part, de se différencier de leurs concurrents en proposant aux clients les solutions techniques et les offres commerciales les mieux adaptées (Littlechild S., 2002a).

Dans cette perspective, la fonction de la vente de détail ne se limite pas à apporter de la valeur-ajoutée par rapport à la vente en gros. Son utilité ne peut pas être uniquement mesurée en procédant à une analyse coûts / bénéfices, qui mettrait en regard l'ensemble des coûts engendrés par l'ouverture à la compétition (adaptation des systèmes de facturation et de gestion des clients, traitement des données issues du distributeur, coûts d'acquisition des clients) avec les bénéfices attendus en termes de gains d'efficience. Car l'introduction de la concurrence dans la vente de détail à des effets qui vont au-delà du seul segment de la commercialisation (Littlechild S., 2000). Les nouveaux entrants peuvent choisir de nouvelles sources d'approvisionnement, orienter les efforts de dé-

veloppement technologique dans de nouvelles directions, introduire de nouvelles pratiques (en matière de gestion de la clientèle, de contrats et de politique de prix) et de nouveaux modèles d'activité. Leur entrée sur le marché questionne la pertinence des choix organisationnels et technologiques adoptés par les opérateurs historiques.

De ce point de vue, l'idée de donner à l'opérateur historique le rôle de fournir un service de base dont les caractéristiques sont fixées de manière réglementaire ne pourrait avoir que des inconvénients. Cela restreindrait l'espace dévolu au jeu concurrentiel en tenant l'opérateur historique à l'écart des incitations qu'elles véhiculent. La concurrence de détail permettrait donc d'enclencher un processus de changement dynamique redéfinissant les opportunités et les contraintes qui pèsent non seulement sur le fournisseur, mais également sur les autres acteurs de la filière.

Deux conclusions peuvent en être tirées. D'une part, une régulation tarifaire assurant le transfert des prix de gros aux clients finaux n'est pas en mesure de répliquer la dynamique concurrentielle et d'aboutir aux mêmes résultats puisqu'il y manque l'essentiel, à savoir la logique entrepreneuriale. D'autre part, l'évaluation ex-ante des effets à long-terme de l'introduction de la dynamique concurrentielle souffre d'une très forte indétermination : il n'est pas possible de prédire jusqu'où iront ces effets (impacts sur les prix, les structures industrielles) ni quelles orientations (direction, intensité) pourront prendre les processus d'innovation (Littlechild S., 2002b).

Etat des lieux

L'ouverture du marché dans la vente de détail de l'électricité a-elle permis d'enclencher cette dynamique portée par de nouveaux entrants, stimulant des processus d'innovation, bousculant les opérateurs historiques et assurant un renouvellement de l'offre ? Pour en qualifier du mieux possible les effets, passons en revue plusieurs indicateurs qui, pris ensemble, peuvent donner une idée des impacts réels de l'introduction de la compétition.

Un taux de changement peu élevé

Le premier indicateur est le pourcentage de clients actifs sur le marché, c'est-à-dire ceux qui font la démarche d'exercer leur liberté de choix. Il se mesure en additionnant plusieurs grandeurs : les clients ayant changé de fournisseur

(exprimant un taux de changement), ceux ayant renégocié leur contrat avec l'opérateur historique (sans pour autant changer de fournisseur), et ceux qui s'informent, comparent les offres en présence, sans avoir pour autant traduit leurs intentions en actes. Malheureusement, une partie des clients actifs relèvent de catégories peu ou pas observables : essentiellement celles qui ne mènent pas à un changement de fournisseur (Loomis D., Malm E., 1999). Il est donc difficile d'estimer avec précision le pourcentage de clients actifs sur les marchés de détail de l'électricité[4]. Compte tenu des informations disponibles, nous ne pouvons nous appuyer que sur la seule sous-catégorie des taux de changement pour estimer le « degré d'activité » des clients[5]. Voici ce que l'on constate.

Les parts de marché des opérateurs historiques dans la vente de détail se situent entre 85% et 95% dans la plupart des pays européens (Glachant J.M., 2005)[6].

Globalement, les clients changent peu de fournisseur, les entreprises en place souffrent peu de la concurrence exercée par les nouveaux entrants. En Italie, au Danemark, en France, en Allemagne, aux Pays-Bas, en Belgique, les taux de changement restent inférieurs à 10%. Ils sont légèrement supérieurs à 10% en Finlande et en Espagne. Seuls trois pays ont des taux de changement supérieurs à 20%, deux pays scandinaves (la Suède et la Norvège) et la Grande-Bretagne, qui fait figure d'exception dans le panorama européen : fin 2005 45% des clients avaient quitté leur opérateur historique (et 48% dans le gaz) depuis l'ouverture à la concurrence, introduite en 1999 (OFGEM, 2006).

Tableau 1

Taux de changement en Europe (fin 2005)

Pays	Date d'ouverture des marchés	Taux de changement
Grande-Bretagne	1999	45%
Suède	1999	32%
Norvège	1997	25%
Espagne	2003	13%
Finlande	1998	11%
Belgique	2003	9%**
Pays-Bas	2004	8%
Allemagne	1998	6%
France	2004*	4%
Danemark	2003	4%
Italie	2004*	n.c.

* Hors résidentiels (ouverts à partir de juillet 2007)
** Flandre uniquement.
Chiffres 2005. Sources : régulateurs nationaux, opérateurs.

Des dynamiques d'évolution contrastées

A priori, on pourrait considérer que ces taux de changement peu élevés sont liés au caractère relativement récent de l'ouverture des marchés, les premières années ne pouvant donner que de piètres résultats, compte tenu de l'inexpérience des clients, d'ajustements stratégiques éventuels effectués par les nouveaux entrants et d'imperfections possibles des dispositifs de régulation. A cette aune, les taux de changement devraient croître avec le temps, à mesure de la réduction des barrières à la mobilité qui entravent l'intensification du jeu concurrentiel. Or, ce n'est pas ce que l'on constate. Pour s'en convaincre, examinons la progression des taux de changement d'une année sur l'autre, dans les trois pays où ceux-ci ont atteint des niveaux significatifs.

En Grande-Bretagne, la chronique d'évolution du marché de détail fait apparaître deux périodes assez distinctes : 1999-2001 et 2002-2006. Sur la première période, près de 32% des clients (soit 8,5 millions) choisissent de quitter leur opérateur historique, ce qui représente en moyenne environ 240 000 départs par mois. Cette forte hémorragie se ralentit à partir de 2002 : 3,6 millions de clients optent pour une offre alternative entre le début 2002 et la fin 2006, ce qui correspond en moyenne à 60 000 départs mensuels (OFGEM, 2007). Le rythme de changement net est divisé par quatre. En Suède, l'évolution des taux de changement nets ne semble pas suivre la même trajectoire. Le nombre de clients quittant leur opérateur historique se situe entre 150 000 et 300 000 en moyenne par an entre 2000 et 2005 (soit entre 3% et 6% de l'ensemble des clients résidentiels), sans que les variations annuelles dessinent une inflexion dans le sens d'une diminution ou d'une progression tendancielle sur la période (Littlechild S., 2006). La situation norvégienne est assez similaire, aucune évolution tendancielle ne semble s'esquisser, les années à plus forte activité se succédant à des années plus atones, même si, globalement, le rythme de changement apparaît

4 Seuls, à notre connaissance, deux pays, la Norvège et la Suède, donnent des informations sur les taux de re-négociation des clients auprès de leur opérateur historique : 5% pour le premier, 18% pour le second (Nordreg, 2005).

5 On parle ici de taux de changement net : pourcentage de clients ayant quitté l'opérateur historique depuis l'ouverture du marché (en valeur cumulée). Il est inférieur au taux brut, qui mesure tous les mouvements : clients qui ont changé plusieurs fois de fournisseur ou qui sont retournés chez l'opérateur historique.

6 En revanche, les industriels optent plus souvent pour des fournisseurs alternatifs : leurs parts de marché dans la commercialisation oscillent entre 35% à 50% selon les pays.

plus faible qu'en Suède, avec une moyenne annuelle de 2 à 3% de départs sur la période 1997-2005[7].

On peut en conclure que, d'une part, les dynamiques d'évolution des marchés de détail ne sont pas identiques d'un pays à l'autre, et que, d'autre part, les taux de changement nets n'augmentent pas mécaniquement dans la durée.

3.3

Pas de diminution des coûts de changement

La concurrence devrait conduire à une réduction tendancielle des coûts de changement, conséquence des efforts engagés par les nouveaux entrants pour découvrir les segments de marché les plus lucratifs et y pénétrer, et des effets d'apprentissage qui permettent aux clients de réduire les risques et les incertitudes entourant leur processus de décision[8].

Cette réduction des barrières à la mobilité devrait donc se traduire, d'une part, par l'augmentation du nombre de clients actifs, et d'autre part, par un mouvement de convergence des prix vers le coût marginal de l'entrée[9]. Or, encore une fois, ce n'est pas ce que l'on constate. En Grande-Bretagne, pays où la mobilité des clients est la plus forte, les prix ne convergent pas. En effet, le différentiel entre le prix moyen proposé par l'opérateur historique et la meilleure offre moyenne des fournisseurs alternatifs ne connaît pas de réduction significative depuis 2000 : il se maintient dans une fourchette comprise entre 12% et 17% (OFGEM, 2007).

Ce résultat suggère qu'il existe en réalité deux marchés de détail : un « marché actif », regroupant les clients qui ont déjà changé au moins une fois de fournisseur et un « marché inactif » qui rassemble les clients qui sont encore fidèles à leur opérateur historique. Ces deux marchés ont des caractéristiques particulières et ne réagissent pas de la même manière aux signaux-prix. Leurs évolutions apparaissent largement décorrélées.

On en donne une illustration. En Grande-Bretagne, comme en Norvège et en Suède, la mobilité qui s'exerce à l'intérieur du « marché actif » s'est accélérée lors d'épisodes de tension sur les prix (notamment en 2006

7 Sources : Statistics Sweden, www.scb.se ; Norwegian Water Resources and Energy Directorate, www.nve.no.

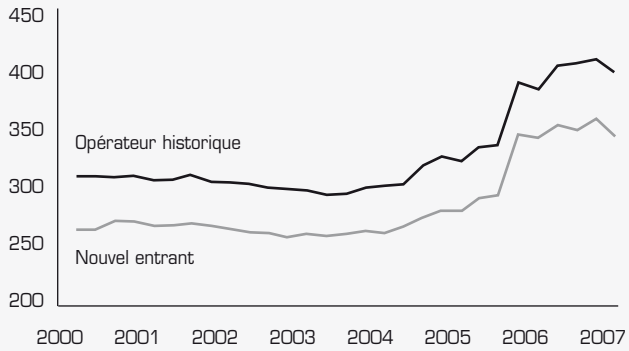
8 Accumulation de l'expérience, meilleures informations et connaissances des techniques de comparaison, des processus de changement et des routines de résolution des problèmes.

9 L'électricité étant un bien homogène, nous faisons l'hypothèse que des différences importantes de qualité dans la nature du produit ou les formes de commercialisation ne peuvent pas expliquer cet écart de prix.

Figure 1

Différentiel de prix entre opérateur historique et meilleure offre

Comparaison de la facture moyenne d'un opérateur historique et de la meilleure offre alternative moyenne d'un nouvel entrant.
En livres sterling.
Source : OFGEM, 2007



pour le premier, pendant l'hiver 2002-2003 pour les seconds) sans qu'il n'y ait de contagion vers les clients inactifs, qui n'ont pas quitté en plus grand nombre leur opérateur historique pendant ces périodes. Cette inertie donne la possibilité aux opérateurs historiques, qui bénéficient d'une base de clientèle installée, de maintenir des prix élevés sur une partie de leurs clients, sans pour autant que ces derniers soient incités à exercer leur liberté de choix[10].

L'échec des nouveaux entrants « commercialisateurs »

L'ouverture à la concurrence s'est accompagnée dans la plupart des pays par un double mouvement d'entrée. D'une part, l'entrée de nouveaux acteurs, start-up créées pour l'occasion, indépendants des grands groupes énergétiques, et dont l'activité est centrée sur l'activité de vente au détail. D'autre part, l'entrée d'opérateurs historiques : groupes gaziers pénétrant sur le marché électrique national, voire opérateurs électriques régionaux concurrençant leurs homologues présents sur d'autres zones du territoire. Le premier groupe d'acteurs a globalement échoué à se faire une place dans le paysage concurrentiel : ils ne sont parvenus ni à attirer un nombre significatif de clients, ni à viabiliser leur modèle d'activité.

Au Royaume-Uni, à leur apogée (1999-2001), ces commercialisateurs indépendants n'ont réussi à conquérir qu'environ 500 000 consommateurs, soit 2% du marché (Littlechild S., 2005). Dans les autres pays, les résultats

10 La discrimination entre clients actifs et inactifs se fait essentiellement sur la base de l'offre qui leur est proposée. En Grande-Bretagne, le *dual fuel* (33% des 45% de clients ayant quitté leur opérateur historique ont adopté ce type d'offre), en Scandinavie, le type de contrats (durée, formule d'évolution tarifaire).

ont été encore moins convaincants. A quelques exceptions près, ils n'ont pas réussi à survivre plus de quelques années ; ils ont disparu ou se sont fait racheter par les opérateurs historiques électriques ou gaziers[11]. Dans les pays les plus actifs, l'essentiel du jeu concurrentiel est maintenant animé par les nouveaux entrants « historiques » (gaziers, électriciens régionaux).

3.5

Des innovations à la marge

Les premières années qui ont suivi l'ouverture à la concurrence ont vu le développement de nombreuses expérimentations, dont certaines marquaient une rupture par rapport à l'existant et offraient des potentialités de redéfinition des frontières du marché en amorçant une convergence avec d'autres activités : nouveaux canaux de commercialisation (vente par internet) et offres combinées (vente couplée d'énergie, de téléphone et d'accès à internet). Ces tentatives, ambitieuses, n'ont pas rencontré le succès escompté.

Depuis 2000-2001 environ, les innovations qui semblent devoir s'imposer durablement sont de portée plus limitée : vente d'électricité et de gaz (*dual fuel*) et/ou élargissement de la gamme des formules contractuelles (durée, type de paiement, origine de l'électricité, structures tarifaires) et des services associés (suivi de consommation, conseil) (Littlechild S. 2006 ; OFGEM, 2007)[12]. Ces innovations, qui augmentent indéniablement les choix des consommateurs, ne se traduisent pas pour autant par des transformations drastiques des caractéristiques (attributs, propriétés) et des performances du bien proposé à la vente. De ce fait, elles n'ont pas permis d'entraîner un bouleversement des conditions d'exercice du jeu concurrentiel en disqualifiant auprès des consommateurs les choix techniques et commerciaux des opérateurs historiques.

11 A cela des raisons essentiellement industrielles et financières. Dénués d'actifs de production et dans l'impossibilité d'obtenir des couvertures financières adaptées, ces entreprises étaient exposées aux évolutions des prix de gros (voir Defeuilley S., Meunier G., 2006) et courraient de gros risques, mettant en péril leur viabilité financière. C'est la raison pour laquelle les derniers commercialisateurs indépendants adoptent des stratégies d'intégration vers l'amont.

12 Jusqu'à présent, l'innovation principale en Grande-Bretagne a été l'introduction des offres *dual fuel*, la règle des 28 jours (possibilité pour chaque client de changer de fournisseur tous les 28 jours) empêchant le développement de certaines innovations dans les structures tarifaires, les durées de contrat et les incitations aux économies d'énergie (OFGEM, 2007). L'abandon de cette règle est actuellement à l'étude. En Scandinavie, les innovations ont essentiellement concernées la durée et le prix des contrats : contrats de un à trois ans à prix fixes, contrat à prix variables en Suède ; contrat à prix fixe d'un an ou plus, contrat indexé sur les prix de gros en Norvège (Nordreg, 2005).

Un bilan mitigé s'expliquant par des présupposés théoriques incomplets

Jusqu'à présent, la concurrence dans la vente de détail de l'électricité n'a pas permis de concrétiser les espoirs portés en elle. Deux éléments, qui devaient jouer un rôle moteur dans la dynamique concurrentielle, semblent avoir été surestimés : l'efficacité des mécanismes de découverte de l'information sur la pertinence des choix et la vigueur des processus d'innovation.

Information et décision

La découverte de l'information et son exploitation, devrait conduire, d'une part, à une égalisation des prix, d'autre part, à leur évolution tendancielle vers le coût marginal de l'entrée. Nous constatons cependant que des différentiels de prix entre fournisseurs subsistent sur les marchés de l'électricité, y compris des années après l'introduction de la concurrence. L'approche autrichienne présuppose, de manière implicite que les consommateurs, guidés par la maximisation de leur utilité, effectue des choix rationnels. Ils répondent parfaitement (ou à tout le moins de manière satisfaisante s'ils ne sont dotés que d'une rationalité limitée) aux incitations et aux informations véhiculées par les signaux-prix.

Or les travaux menés dans le champ de l'économie comportementale et de la théorie du choix tendent à remettre en cause cette affirmation (Rabin M., 1998 ; Kahneman D., 2003). En effet, les décisions des consommateurs peuvent être affectées par l'existence de biais qui provoquent des écarts entre les choix qu'ils devraient prendre pour maximiser leur utilité et ceux qu'ils prennent effectivement.

Les processus conduisant à opérer un choix sont moins simples qu'il n'y paraît (McFadden D., 1986). Ils découlent des préférences exprimées par les consommateurs et des protocoles de décision qu'ils mettent en œuvre. Ces préférences dépendent elles-mêmes de valeurs d'ordre général (degré d'altruisme, attitude morale) et des perceptions qui sont faites des gains à l'échange. A leur tour, ces perceptions se construisent à partir de plusieurs éléments. En premier lieu, elles se fondent sur l'expérience passée de chaque consommateur et sur des données factuelles qu'il a gardé en mémoire, notamment pour des choix similaires (par exemple, un changement de fournisseur dans d'autres secteurs d'activité : banque, assurance, téléphone).

En second lieu, elles s'établissent à partir des informations disponibles sur le type de choix envisagé et sur les attributs du bien ou du service concerné (nombre d'offres concurrentes, degré de comparabilité entre produits, permanence des offres, qualité de la prestation). Ainsi, la manière dont les consommateurs appréhendent leur participation aux transactions marchandes affecte leur décision d'exercer ou pas leur possibilité de choix (McFadden D., 2001).

Difficile d'y voir l'expression d'une simple aversion pour le risque. En effet, les écarts évoqués plus haut ne renvoient pas uniquement aux perceptions (et donc à des évaluations de risques), ils sont également causés par l'application de protocoles de décision inadaptés, qui peuvent provoquer des anomalies. Les expériences menées en laboratoire ont permis d'en identifier plusieurs types. La décision peut être prise à partir d'une information parcellaire ou qui a été mal interprétée ; d'une présentation *ad-hoc* des alternatives de choix ; d'une routine établie depuis longtemps ou d'un objectif de gain que l'on s'est soit-même donné ; d'une prime accordée au *statu quo* (Rabin M., 1998, Kahneman D. et *al*., 1991)[13]. Il faut noter que les effets d'apprentissage ne permettent pas toujours de réduire ou d'éliminer ces anomalies. D'une part parce que les routines sont souvent bien établies et qu'il peut exister une forte inertie qui pousse les consommateurs à ne pas en changer, même lorsqu'elles sont inadaptées. D'autre part parce qu'un consommateur, face à une information nouvelle infirmant la validité d'un choix, pourra avoir tendance à en minimiser la portée ou à l'ignorer (Rabin M., 1998).

Les perceptions des risques liés à l'exercice de la liberté de choix et les biais dans les processus de décision peuvent réduire l'incitation des consommateurs à changer de fournisseur ou les conduire à faire des choix erronés. C. Wilson et C. Waddams-Price (2007) montrent que les consommateurs britanniques ayant opté pour un nouveau fournisseur d'électricité ne s'approprient qu'entre 37% et 44% des gains dont ils pourraient bénéficier. Seulement 14% à 18% des clients

13 C'est la célèbre expérience dite des « tasses » (mugs), maintes fois reprise, affinée et commentée. Elle permet de montrer que, dans une situation caractérisée par une absence de coûts de transaction et en information parfaite, le possesseur d'un actif (ici un mug) accorde une valeur à l'objet qu'il détient bien supérieure au prix qu'est prêt à payer un acheteur potentiel. Ce qui suggère qu'il existe un biais lorsqu'on possède un bien ou lorsqu'on est engagé dans un choix. Même en l'absence de tout coût de changement, les agents demandent plus d'argent pour se séparer d'un bien qu'ils sont prêts à payer pour acquérir ce même bien (voir Kahneman D. et *al*., 1991).

Figure 2

Processus de choix

Source : d'après McFadden D., 1986

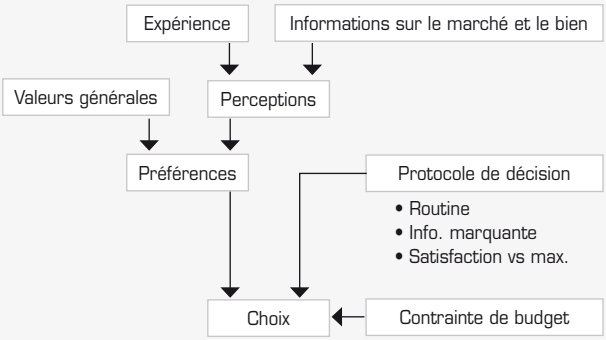


Tableau 2

Comportements de choix sur le marché britannique de l'électricité. Résultats de deux enquêtes

* En moyenne sur l'ensemble de l'échantillon.
Source : Wilson C., Waddams-Price C., 2007

	Enquête 2005	Enquête 2000
Population de l'enquête	2027	3417
Nombre total de switchers	310	523
Nombre de switchers exploités	154	318
Gains potentiels max. (£ par an)*	49,04	43,02
Gains réalisés (£ par an)*	17,9	19,4
Gains réalisés / potentiels	37%	44%
Proportion de switchers choisissant la meilleure offre	18%	14%
Proportion de switchers choisissant une offre plus chère (gains négatifs)	31%	25%

choisissent le fournisseur qui leur propose le prix le moins élevé, alors que 25% à 31% changent pour un fournisseur plus cher que leur opérateur historique.

Ces résultats, issus de deux enquêtes menées en 2000 et en 2005, ne semblent pas pouvoir s'expliquer, ni par l'existence de préférences hétérogènes (tous les clients interrogés ont changé de fournisseur pour bénéficier de prix plus bas), ni par de mauvaises anticipations de l'évolution de leur consommation unitaire, ni par des pratiques « agressives » de vente (ventes forcées). Les deux enquêtes montrent également que l'expérience accumulée n'est pas d'un grand secours pour s'approprier plus aisément les gains potentiels qu'offrent la mobilité.

Les clients ayant changé de fournisseur de gaz avant de changer de fournisseur d'électricité n'effectuent pas des choix plus avisés (Wilson C., Waddams-Price C., 2007)[14].

Même si les fournisseurs en concurrence agissent de manière à réduire les barrières à la mobilité, il est possible que les consommateurs n'y répondent pas entièrement. Leur décision est en partie conditionnée par les perceptions qu'ils se font des risques qu'ils encourent et par les protocoles de choix qu'ils utilisent. Des agents averses au risque, qui suivent une routine de choix immuable, ou qui accordent une prime au statu quo peuvent rester inactifs alors même qu'il est dans leur intérêt de changer de fournisseur. C'est la raison pour laquelle il existe une segmentation du marché de détail entre clients actifs et clients inactifs.

On en tire deux conclusions relatives à la dynamique du marché de détail de l'électricité :

• L'amélioration de l'information et sa dissémination n'est pas, en soi, un facteur suffisant pour élargir la base de clients actifs, réduire les coûts de changement et enclencher une dynamique d'approfondissement du jeu concurrentiel. La survenance d'un choc de prix largement relayé par les médias (cas de la Norvège et de la Suède à l'hiver 2002-2003, de la Grande-Bretagne en 2006), si elle incite les clients déjà actifs à changer de fournisseur en plus grand nombre, ne provoque pas de mouvements massifs chez les clients inactifs.

• Les effets d'apprentissage jouent de manière non-univoque sur la mobilité des clients. Plusieurs cas de figure peuvent se présenter : certains clients déjà actifs améliorent au fil du temps l'efficacité de leur prise de décision, se tiennent informés, explorent le marché et réagissent aux variations de prix. Leur aversion pour le risque, initialement faible, diminue. D'autres clients actifs, ayant fait un mauvais choix ou ayant rencontré des difficultés lors du changement de fournisseur, renoncent à la mobilité après avoir exercé leur liberté de choix. Leur aversion pour le risque, initialement faible, augmente. De leur côté, les clients inactifs peuvent être confortés dans leur décision de ne pas changer

14 Enquêtes effectuées en 2000 et 2005 portant respectivement sur 3417 consommateurs (dont 523 ont changé de fournisseur) et 2027 consommateurs (dont 370 ont changé de fournisseur), représentatifs de la population. Seuls les consommateurs ayant changé de fournisseur a) pour bénéficier de baisse de prix, b) sans espérer d'impact des prix sur l'évolution de leur consommation, c) sans avoir subi d'influence ou de persuasion d'un vendeur dans leur choix, ont été pris en compte dans l'échantillon.

de fournisseur par le caractère dynamique et réactif du marché, qui rend leur prise de décision plus incertaine (Giulietti M. et al., 2005). Ils accorderont une prime plus élevée au statu quo. Leur aversion pour le risque, initialement forte, augmente[15].

On retrouve ici une des caractéristiques centrales des processus de choix, qui expliquent bien des biais : les agents interprètent les informations nouvelles qui leur parviennent dans un sens qui conforte leur décision initiale. Les clients actifs considéreront qu'un marché fluctuant, marqué par de fréquentes évolutions de prix, leur donnent de nouvelles opportunités de gains tandis que les clients inactifs y verront le signe d'une complexité accrue. Ils y trouveront tous deux la confirmation du bien-fondé de leur choix. Ce type de réaction ne favorise pas la fluidité du marché. Au contraire, elle est susceptible de renforcer progressivement la segmentation et de figer les positions prises par les différentes catégories de clients.

Innovation, opportunités technologiques et formes d'apprentissage

L'innovation est le second élément qui est censé jouer un rôle moteur dans la dynamique concurrentielle. L'innovation devrait conduire les entreprises à réaliser des efforts de recherche et développement, à mettre en oeuvre de nouveaux processus de production et à vendre de nouveaux biens et services permettant une amélioration des offres. Nous constatons cependant que la vente de détail de l'électricité est un secteur où les innovations ne sont pas, jusqu'à présent, de nature à bouleverser le jeu concurrentiel et à donner, au moins temporairement, un avantage décisif à une entreprise au détriment des autres.

Là encore, les postulats de l'approche autrichienne, qui suggèrent que l'intensité du jeu concurrentiel favorise l'apparition et la diffusion d'innovations[16], apparaissent incomplets.

L'innovation ne dépend pas seulement du degré d'ouverture du marché à la concurrence. D'autres facteurs entrent en ligne de compte,

15 Cet antagonisme dans les réactions des clients face au choix pourraient être aggravé par les pratiques de certains opérateurs qui, pour réduire les incitations des clients à changer de fournisseur, décideraient de œuvre des stratégies visant à augmenter artificiellement les difficultés de choix et de comparaison des offres (Wilson C., Waddams-Price C., 2007).

16 Nous reprenons ici la première conception schumpéterienne, qui fait jouer aux nouveaux entrants un rôle déterminant dans la mise en œuvre de processus d'innovation, conception qui est implicitement reprise par S. Littlechild (2005) pour justifier l'introduction de la concurrence de détail dans l'électricité (en particulier lorsqu'il insiste sur le rôle central des nouveaux entrants comme vecteurs de développement et de pénétration d'innovations).

en particulier la nature de la technologie concernée et l'intensité des mécanismes d'apprentissage. Les opportunités technologiques ou scientifiques exploitables qui pourraient déboucher sur des innovations ne sont pas identiques selon les secteurs. La distance existante entre la base de connaissance sectorielle et les grandes innovations radicales (issues de découvertes scientifiques, donnant naissance aux nouveaux paradigmes technologiques capables de modifier en profondeur les conditions de production) influence les possibilités d'amélioration technique dans chaque domaine d'activité (Dosi G., 1988). En outre, les processus d'innovation dépendent de mécanismes d'apprentissage que les entreprises elles-mêmes et les autres parties prenantes du secteur mettent en œuvre (par la pratique et par l'usage). L'existence de ces mécanismes d'apprentissage explique l'aspect cumulatif de nombreux processus d'innovation, qui conduit à ce que la direction prise par le changement technique soit souvent fortement conditionnée par les choix initiaux.

Il est possible, à la suite de S. Breschi et al. (2000) d'identifier à grands traits les comportements d'innovation en fonction des caractéristiques de base de la technologie et de l'intensité des mécanismes d'apprentissage. Les secteurs dans lesquels il existe peu d'opportunités technologiques ou scientifiques, mais des possibilités d'appropriabilité et de mise en œuvre de mécanismes d'apprentissage (internes et externes) s'orienteront vers des processus innovants d'accumulation, le plus souvent portés par de grandes entreprises en place. Par contre, les secteurs plus proches de la frontière technologique, où l'appropriablité n'est pas garantie et l'apprentissage moins déterminant verront l'éclosion de processus d'innovation portés par le développement de nouvelles technologies, introduites par les nouveaux entrants. Soulignons qu'un secteur appartenant à la première catégorie peut basculer dans la seconde à l'occasion d'une rupture technologique majeure (Malerba F., 2000).

Dans quelle catégorie peut-on ranger l'activité de vente d'électricité ? Notons tout d'abord que la vente de détail est en grande partie tributaire des conditions techniques du système de production et de transmission de l'électricité. Les processus innovants qui pourraient s'y développer sont donc largement subordonnés aux trajectoires d'innovation du système électrique, eux-mêmes porteurs d'externalités (en termes de choix de filière, de dimensionnement et de localisation des infrastructures et des équipements). Il existe des interdépendances et une forte complémentarité entre les choix en production et ceux en transmission. Ces

interdépendances tendent à orienter le progrès technique et les efforts d'innovation dans la même direction : concevoir et faire fonctionner des unités centralisées de production dont le rendement énergétique s'améliore et dont les coûts marginaux de long terme diminuent, servis par des réseaux aux capacités d'acheminement accrus.

Même si, depuis quelques années, les efforts de R&D s'orientent également vers le développement de moyens de production décentralisés, de solutions de stockage massif et d'une profonde re-définition du rôle et des fonctionnalités des réseaux, qui se caractérisent notamment par l'intégration de technologies issues de l'électronique de puissance et de systèmes intelligents de comptage, de gestion de l'information et de communication (Jamasb T. et al., 2006 ; EU, 2006). En tout état de cause, compte tenu de la durée de vie des équipements et des infrastructures en place et des fortes complémentarités qui les lient, la pénétration d'une ou plusieurs technologies de rupture, si elles étaient commercialisables à un horizon de temps rapproché, devrait se faire de manière très progressive.

Ensuite, les processus innovants dans le secteur électrique sont eux-mêmes largement impulsés non par les entreprises électriques, mais par les fournisseurs d'équipements (Jacquier-Roux V., Bourgeois B., 2002). C'est le cas dans la production comme dans les réseaux, où dominent quelques grandes entreprises internationales qui conçoivent, adaptent et commercialisent les équipements.

Peu d'opportunités technologiques ou scientifiques exploitables à court-terme et forte dépendance vis-à-vis des fournisseurs d'équipements, les entreprises électriques s'orientent plutôt vers des processus innovants d'accumulation, nourris par des mécanismes d'apprentissage, tendant à renforcer le paradigme technologique en place. Cela passe non seulement par des interactions avec les fournisseurs, mais aussi par le développement par les entreprises électriques de routines d'amélioration par l'usage permettant des gains d'efficacité dans le rendement des équipements et des baisses de coûts fixes et variables. Dès lors, si l'on se place à l'intérieur du paradigme en vigueur, ce sont plutôt les principales entreprises en place, bénéficiant d'une surface financière suffisante, capable de faire jouer des économies d'échelle et pouvant s'appuyer sur une base de compétences qui adoptent le plus rapidement les nouvelles technologies et déclenchent les processus d'innovation et d'amélioration technique par l'usage (Joskow P., Rose N., 1990). Ce qui ne sera pas forcément le cas des

nouveaux entrants, qui peuvent être incités à adopter des technologies éprouvées, leur aversion pour le risque étant plus importante et leur capacité à bénéficier d'éventuelles économies d'apprentissage moins forte (Jamasb T., Pollitt M., 2005).

Dans ce contexte, on comprend pourquoi l'ouverture à la concurrence sur le marché de détail n'apparaît pas comme un facteur déterminant pour impulser une nouvelle vague d'innovation et créer les conditions d'une rupture technologique majeure. D'une part, les nouveaux entrants sur le marché électrique ne sont pas le principal vecteur d'innovation. D'autre part, le segment de la vente peut difficilement se soustraire aux choix effectués en amont. Il apparaît difficile pour des entreprises de commercialisation de s'abstraire de ces contraintes, quel que soit le talent et l'imagination des entrepreneurs qui souhaitent entrer sur le marché. Pour autant, la vente de détail peut voir émerger des processus innovants partiellement autonomes du paradigme technologique dans lequel elle s'inscrit. En effet, l'innovation dans les services – et la vente d'électricité en est un – met en jeu d'autres ressorts : mobilisation de compétences et de savoir-faire, interaction avec les clients, solutions apportées à des problèmes spécifiques, etc. Les processus innovants se caractérisent ici comme des mécanismes combinant amélioration des techniques et des compétences (Gallouj F., Weinstein O., 1997).

Les nouveaux entrants en commercialisation disposent donc d'une capacité d'innovation s'ils parviennent à engager un processus de recombinaison des compétences et des techniques utilisées pour la vente de l'électricité : importation de techniques génériques ou spécifiques mises en œuvre dans d'autres secteurs d'activité (technologies de l'information, gestion de la clientèle), incorporation de nouveaux services (conseils, maîtrise et modulation de la demande), définition de standard d'usage et de tarification (forfait), etc. A plus long-terme, si le système électrique évolue vers l'intégration de plus en plus poussée de technologies de production décentralisée, associée à des réseaux faisant appel aux techniques de l'information et de la communication, les opportunités en matière de commercialisation pourraient s'élargir considérablement (différenciation du produit électricité, gestion dynamique de la demande, services associés). Il semble donc exister un espace pour l'innovation dans les services de vente de détail de l'électricité, mais cet espace apparaît contraint par un ensemble de facteurs liés au paradigme technologique en vigueur dans le secteur électrique.

Conclusion

Dans cet article, nous avons tenté de comprendre pourquoi l'ouverture à la concurrence dans la vente de détail dans l'électricité n'avait pas obtenu les résultats escomptés. Il met en lumière les limites du postulat central de l'approche autrichienne, à savoir que le jeu concurrentiel enclenche des procédures de découverte de l'information et des processus d'innovation conduisant à une stimulation de l'offre et à une baisse des prix, pour autant que les marchés soient effectivement ouverts et que la liberté de choix des consommateurs puissent s'exprimer.

Deux éléments n'ont pas été suffisamment pris en compte : la complexité des déterminants de choix (perceptions et protocoles de décision), qui expliquent que de nombreux agents restent inactifs même lorsqu'ils ont intérêt à quitter leur opérateur historique ; le paradigme technologique en vigueur dans le secteur électrique, qui limite les possibilités qu'ont les nouveaux entrants de réaliser des innovations susceptibles de bousculer le jeu concurrentiel. Les perspectives d'évolution de court et moyen terme des marchés de détail doivent être re-considérées dans le sens d'une plus grande stabilité : pas de généralisation du jeu concurrentiel, mais une segmentation durable entre clients actifs et inactifs ; peu de chances d'apparition d'innovations radicales susceptibles de bousculer les positions acquises des opérateurs en place et d'inciter les clients inactifs à faire jouer leur liberté de choix.

Références

Beesley M., Littlechild S. (1983), "Privatization : principles, problems and priorities", *Lloyds Bank Review*, vol. 53.

Beesley M., Littlechild S. (1989), "The regulation of privatised monopolies in the United Kingdom", *Rand Journal of Economics*, vol. 20.

Breschi S., Malerba F., Orsenigi L. (2000), "Technological regimes and schumpeterian patterns of innovation", *The Economic Journal*, vol. 110.

Defeuilley C., Meunier G. (2006), "La gestion du risque d'une commodité non-stokable : les limites d'une couverture financière", *Economie et Sociétés*, série Economie de l'Energie, n° 10/11.

Dosi G. (1988), "Sources, procedures and economic effects of innovation", *Journal of Economic Literature*, vol. 26.

EU (2006), *European Smartgrids technology platform,* European Union, Directorate General for Research, Brussels.

Gallouj F., Weinstein O. (1997), "Innovations in services", *Research Policy*, vol. 26.

Giulietti M., Waddams-Price C., Waterson C. (2005), "Consumer choice and industrial policy : a study of UK energy markets", *The Economic Journal*, vol. 115.

Glachant J.M. (2005), "Les marchés de détail dans le secteur électrique : un tour d'horizon. 1ere partie : les résultats de la concurrence de détail", GRJM, Université Paris Sud, Sceaux.

Jacquier-Roux V., Bourgeois B. (2002), "New networks of technological creation in energy industries : reassessment of the roles of equipment suppliers and operators", *Technology analysis & strategic management*, vol. 14.

Jamasb T., Pollitt M. (2005), "Deregulation and R&D in network industries : the case of the electricity industry", Faculty of Economics, University of Cambridge, Cambridge.

Jamasb T., Nuttall W., Pollitt M. (2006), *Future electricity technologies and systems*, Cambridge University Press, Cambridge.

Joskow P. (2000), "Why do we need electricit retailers ? Or can you get it cheaper wholesale ?", discussion draft, MIT, Massachusetts.

Hayek F. (1945), "The use of knowledge in society", *American Economic Review*, vol. 35.

Helm D. (2003), *Energy the state and the market. British energy policy since 1979*, Oxford University Press, Oxford.

Hogan B. (2000), "Making markets in power", The Cantor Lecture, London.

Kahneman D. (2003), "Maps of bounded rationality : psychology for behavioural economics", *American Economic Review*, vol. 93.

Kahneman D., Knetsch J., Thaler R. (1991), "Anomalies : the endowment effect, loss aversion and status quo bias", *Journal of Economic Perspectives*, vol. 5.

Kirzner I. (1997a), "Entrepreneurial discovery and the competitive market process : an Austrian approach", *Journal of Economic Literature*, vol. 35.

Kirzner I. (1997b), *How markets work. Disequilibrium, entrepreneurship and discovery*, IEA Hobart paper 133, Institute of Economic Affairs, London.

Klemperer P. (1987), "Markets with consumer switching costs", *Quarterly Journal of Economics*, vol. 102.

Littlechild S. (1999), *Privatisation, competition and regulation*, 29th Wincott Lecture, Institute of Economic Affairs, London.

Littlechild S. (2000), "Why we need electricity retailers : a reply to Joskow on wholesale spot pass-through", Faculty of Economics, University of Cambridge, Cambridge.

Littlechild S. (2002a), "Competition in retail electricity supply", *Journal des Economistes et des Etudes Humaines*, vol.12.

Littlechild S. (2002b), *Regulators, competition and transitional price controls : a critique of price restraints in electricity supply and mobile telephones*, Institute of Economic Affairs, London.

Littlechild S. (2005), *Smaller suppliers in the UK domestic electricity market : experience, concerns and policy recommandations*, OGFEM report, London.

Littlechild S. (2006), "Competition and contracts in the Nordic residential electricity markets", *Utilities Policy*, vol. 14.

Loomis D., Malm E. (1999), "Active market share: measuring competitiveness in retail energy Markets", *Utilities Policy*, vol. 8.

McFadden D., (1986), "The choice theory approach to market research", Marketing Science, vol. 5.

McFadden D. (2001), "Economic choices", American Economic Review, vol. 91.

McFadden D. (2006), "Free markets and fettered consumers", AEA Presidential Address, AEA annual Congress, Boston.

Malerba F. (2000), "Sectoral systems of innovation and production", *Research Policy*, vol. 31.

Mollard M. (2007), *Théorie des coûts de changement et analyse de la concurrence de détail dans l'électricité. Le cas britannique*, Thèse de sciences économiques, Université Paris Sud, Sceaux.

NordReg (2005), *Supplier switching in the Nordic countries*, Nordic Energy Regulators, Helsinki.

OFGEM (2006), *Domestic retail market report*, OFGEM, London.

OFGEM (2007), *Domestic retail market report*, OFGEM, London.

Rabin M. (1998), "Psychology and economics", *Journal of Economic Literature*, vol. 36.

Rose N., Joskow P. (1990), "The diffusion of new technology : evidence from the electric utility industry", *Rand Journal of Economics*, vol. 21.

Ruff L. (1999), "Competitive electricity markets. One size should fit all", The Electricity Journal, vol. 12.

Schumpeter J. (1934), *The theory of economic development*, Harvard Economic Studies, Cambridge.

Schumpeter J. (1942), *Capitalism, socialism and democracy*, Harper, New-York.

Waddams-Price C. (2004), "Spoilt for choice ? The costs and benefits of opening UK residential energy markets", CSEM WP 123, University of California, Berkeley.

Wilson C. Waddams Price C. (2007), "Do consumers switch for the best supplier?", CCP WP 07-6, University of East Anglia, Norwich.

Gestion du risque et intégration verticale dans l'électricité

Christophe Defeuilley
EDF R&D
& LARSEN

Guy Meunier
CIRED
& LARSEN

Les vues exprimées dans cet article n'engagent que leurs auteurs, qui s'expriment à titre personnel, et aucunement EDF.

Alors que les réformes entreprises depuis une quinzaine d'années devaient conduire à un renouvellement des formes de régulation, des modes de coordination et des structures industrielles, les systèmes électriques restent organisés autour de groupes verticalement intégrés, laissant peu d'espace au développement des transactions décentralisées. L'objet de cet article est de montrer que cette situation est moins la conséquence de facteurs institutionnels que des spécificités physiques propres à l'électricité, qui la différencie de la plupart des autres commodités. La non-stockabilité et la faible transformation du produit accentuent le profil de risque, ce qui joue à la fois comme un frein au développement des produits de couverture de court-terme et comme une incitation à une intégration verticale poussée.

Introduction

Les réformes qui touchent le secteur électrique redessinent les structures industrielles, les formes de régulation et les modes de coordination précédemment en vigueur. Dans ce nouveau contexte, les échanges décentralisés sont appelés à jouer un rôle prépondérant. L'évolution d'un secteur historiquement organisé autour de prix administrés et d'une structure industrielle verticalement intégrée en situation de monopole vers un « idéal-type concurrentiel », nécessite que plusieurs facteurs soient réunis. Il faut tout d'abord s'assurer de la qualité et la pertinence des « architectures de marché » élaborées pour organiser les échanges et sécuriser les transactions. Il est également nécessaire que se développent des instruments financiers permettant de couvrir les risques créés par la fluctuation des prix (Stoft S. *et al*, 1998). Enfin, de nouveaux acteurs doivent pouvoir entrer sur les segments concurrentiels pour y exercer une pression sur les entreprises en place, en profitant de la diminution des barrières à l'entrée institutionnelles et techniques, traditionnellement importantes dans le secteur électrique. Une relation d'interdépendance dynamique pourrait alors s'enclencher entre l'expansion des activités des nouveaux entrants, la progressive substitution des échanges décentralisés aux transactions internes et le développement des marchés.

Or, quinze ans après les premières réformes, cette transformation tarde à se concrétiser. Après une phase caractérisée par l'émergence de nouveaux entrants, porteurs de modèles d'activité innovants, ces dernières années ont vu la quasi-disparition des commercialisateurs « purs » (non adossés à des actifs physiques en amont). Les instruments financiers de couverture du risque se sont peu développés. La structure industrielle, qui se stabilise autour d'oligopoles verticalement intégrés, laisse peu d'espace au développement des transactions décentralisées. Quel diagnostic peut-on faire de cette situation ? Faut-il la considérer comme transitoire, liée à l'apprentissage de nouveaux modes de fonctionnement et à la résolution graduelle des problèmes engendrés par la mise en place des architectures de marché (Hogan P., 2002) ? Ou bien est-ce là un phénomène structurel et durable, les spécificités du secteur électrique faisant obstacle à une coordination essentiellement décentralisée des échanges ?

Dans cet article, nous montrons que les caractéristiques physiques de l'électricité (absence de stockabilité, faible transformation), en aggravant

les risques auxquels sont confrontés les intervenants sur le marché, sont les facteurs principaux qui, d'une part, font obstacle au développement d'un marché à terme actif et liquide et qui, d'autre part, favorisent une intégration verticale poussée des structures industrielles. Cette analyse s'appuie sur une comparaison avec les secteurs des commodités qui, bien que partageant certains points communs avec l'électricité (produit standard et homogène, secteurs intensifs en capital), s'en différencient par la stockabilité de leurs productions et le degré de transformation du produit le long de la chaîne de valeur[1].

L'article s'organise de la manière suivante. Après avoir mis en exergue l'utilisation limitée qui peut être faite des produits financiers de couverture (section 2), sont développés les facteurs qui expliquent le recours à l'intégration verticale comme modalité de gestion des risques dans les commodités et dans l'électricité (section 3).

2 Les marchés à terme, une couverture partielle des risques

Les marchés financiers proposent des outils de gestion du risque. Du point de vue de l'efficience collective, il est préférable (moins coûteux) de déléguer la gestion du risque aux acteurs des marchés financiers, qui sont les mieux placés pour effectuer les opérations nécessaires, développer de nouveaux produits et contribuer à en déterminer le prix. L'utilisation des produits à terme s'est largement répandue dans les secteurs des commodités, conduisant à l'émergence de marchés financiers liquides et actifs et générant un volume prodigieux de transactions. Ce n'est pas encore le cas dans l'électricité, même si des produits de couverture sont échangés sur une base régulière. Après avoir présenté les raisons principales qui expliquent l'utilisation croissante des marchés à terme dans les commodités, nous verrons ce qui en limite le développement dans l'électricité.

1 Malgré un emploi fréquent dans la littérature, le terme de commodité, n'a pas de définition clairement établie (Geman H., 2005). Dans la suite de l'article, nous entendons par commodité l'ensemble des biens qui sont échangés en grande quantité entre de nombreux acteurs et partageant des caractéristiques et des standards communs. Ce sont ces standards qui définissent la commodité, et non des qualités inhérentes au produit, l'identité du producteur ou l'origine géographique. Actuellement, plusieurs dizaines de commodités s'échangent de par le monde, des produits de l'agriculture, aux métaux, en passant par les produits énergétiques, les plastiques ou le fret maritime (CRB, 2005).

Les commodités, des marchés liés dans l'espace et le temps

Faible élasticité de l'offre au prix, effet amplificateur des évolutions de la demande, sensibilité aux aléas : les commodités, au-delà des spécificités propres à chacune d'entre elles, réunissent un ensemble de facteurs qui favorise d'importantes fluctuations de prix. L'ampleur de ces variations, qui dépend de l'horizon de temps considéré, forme un profil de volatilité. A (très) court terme (de l'infra-journalier à une période de quelques semaines), les prix des commodités varient relativement peu, les possibilités de stockage atténuant les évolutions brusques consécutives à des chocs sur les fonctions d'offre ou de demande. A un terme plus éloigné (de quelques mois à plusieurs années), les variations des prix prennent un caractère cyclique (Cashin P. & Mc Dermott J., 2002). Cette cyclicité est entretenue par des épisodes successifs de sous-capacité et de sur-capacité (Crowson P., 2001).

Ce n'est pas tant la variabilité que le caractère incertain de l'évolution des prix qui pose problème pour le producteur, le commercialisateur ou le trader. Pour réduire leur exposition aux fluctuations de prix, qui introduit un aléa sur leurs revenus, ils sont incités à se couvrir en utilisant des produits à terme. C'est-à-dire qu'ils s'engagent dans un contrat qui prévoit la vente ou l'achat d'une production à une échéance de temps différé à un prix fixé à l'avance[2].

En pratique, un intervenant n'est pas certain de trouver une contrepartie à son opération de couverture au bon moment et au bon endroit, ainsi il utilisera un contrat à terme qu'il dénouera avant expiration pour réaliser une transaction locale au moment le plus opportun. Il bénéficiera alors d'un revenu (quasi) certain et sera peu affecté par l'évolution des prix entre les deux dates.

On note :

$S(t)$, le prix spot à l'instant t,

$f(t,T)$, le prix d'un contrat à terme contracté en t de terme T,

$b(t,T)=f(t,T)-S(t)$, la base.

2 On distingue deux types de contrats à terme. D'une part, les *forward*, échangés sur les marchés OTC, marchés bilatéraux qui s'organisent directement entre acheteurs et vendeurs, par l'intermédiaire de courtiers ou via des plate-formes d'échange (hubs), généralement localisées à des nœuds de production, de transit ou d'importation. D'autre part, *les futures*, qui s'échangent sur des bourses organisées, où les transactions se réalisent sur une base multilatérale et anonyme. La standardisation des *futures* et l'existence d'une chambre de compensation permettent d'éliminer le risque de contrepartie. Les contrats peuvent alors s'échanger plus facilement avant leur terme (très peu donnent lieu à livraison physique), ce qui n'est pas le cas des *forward*.

Le revenu R de l'intervenant est le suivant, avec t la date de début des opérations, T l'échéance à laquelle il prévoit de vendre, et $T\text{-}j$ la date à laquelle il vend effectivement, annulant ainsi sa position

En t il vend un contrat à terme : $f(t,T)$
En $T\text{-}j$ il annule sa position ($-f(T\text{-}j,T)$) et vend sur le spot ($S(T\text{-}j)$)
$R=[S(T\text{-}j)-f(T\text{-}j,T)]+f(t,T)=f(t,T)\text{-}b(T\text{-}j,T)$
Avec $b(T\text{-}j,T)=\text{-}S(T\text{-}j)+f(T\text{-}j,T)$

Ces opérations de couverture sont rendues possibles par l'étroite liaison qui existe entre prix spot et prix à terme, à la fois au niveau spatial et temporel.
Les marchés sont géographiquement liés entre eux par le coût du transport, ce qui permet d'utiliser des contrats à terme en un lieu donné pour couvrir des opérations qui s'effectuent ailleurs. Les liaisons entre marchés régionaux sont d'autant plus étroites que le marché du transport est fluide, ouvert et réactif et que la tarification qui s'y applique permet de révéler la rareté de la ressource. Cela crée les conditions d'émergence d'un marché mondial, où s'établit un prix unique de référence, même si les échanges physiques restent des transactions de proximité[3]. Il faut considérer les principales bourses de commodités comme des nœuds d'échange locaux, qui, pour des raisons historiques et institutionnelles, sont parvenues à se transformer en des structures organisées capables de fixer des prix de référence pour l'ensemble du marché. C'est la raison pour laquelle les volumes physiques qui y transitent sont modestes [4].
Prix spot et prix à terme sont également liés dans le temps par les anticipations des acteurs et par le stockage. Selon la théorie du déport normal le prix à terme serait un estimateur du prix spot en T étant donné les informations disponibles en t, biaisé par l'aversion au risque des acteurs. La différence entre le prix *future* $f(t,T)$ et l'espérance des anticipations du prix spot $S(T)$ représente la valeur que les acteurs donnent à la couverture.

$$f(t,T)=E[S(T)/info_t]\text{-}prime\ de\ risque \qquad (1)$$

3 Prix de référence unique, ou co-existence de plusieurs prix régionaux, mais fortement corrélés les uns aux autres par le coût du transport (pétrole, charbon).

4 En 2003, moins de 8% de la production mondiale de cuivre a transité par les bourses organisées, dont 6% sur le LME à Londres, qui fixe le prix mondial de référence. Grâce à un réseau de dépôts agréés situés en Asie, Europe et Amérique du Nord, acheteurs et vendeurs actifs sur le LME livrent ou prennent livraison des commodités à différents endroits du monde. Ces points constituent donc des ramifications au nœud d'échange local qui a historiquement servi de point de départ à la bourse.

Cette analyse de la relation entre spot et *future* est complétée par la théorie du stockage, qui établit une relation entre le prix à terme $f(t,T)$ et le prix du spot au moment de la signature $S(t)$, en considérant qu'un acteur peut choisir d'acheter sur le spot et de stocker jusqu'en T ou de se couvrir avec un contrat d'échéance T. Deux éléments établissent le sens de cette relation : d'une part, le coût du stockage et, d'autre part, la valeur attribuée à ce stockage (*convenience yield*). Cette valeur correspond aux bénéfices nets attendus de la détention de produits qui peuvent être immédiatement mis sur le marché. C'est la valeur de la disponibilité. Compte tenu de la rigidité des activités de production, de transport et de vente, la détention de stocks permet de répondre à une hausse imprévue de la demande ou de supporter plus facilement un problème d'approvisionnement. En notant cy le *convenience yield* exprimé comme le taux de bénéfice à détenir un stock à un instant[5], cs le coût instantané de stockage exprimé aussi comme un taux, et r le taux d'intérêt courant, en absence d'arbitrage, on a la relation :

$$f(t,T)=S(t)\,e^{(r+cs-cy)(T-t)}$$

En linéarisant : (2)

$$f(t,T)=S(t)\ [1+r(T-t)+cs(T-t)-cy(T-t)]$$

Le schéma suivant illustre cette cohésion temporelle des prix : la demande s'accroît entre t et $t+1$ (fig 1a), ce qui augmente les prix. Cette hausse est anticipée par les intervenants. En t le prix du *future* est de $f(t,t+1)=E(S(t+1))\text{-}prime<E(S(t+1))$, situation de déport normal expliquée par l'aversion au risque des producteurs. Les intervenants forment des stocks en t : la variation de stock est positive. Ils anticipent à l'aide du *future* qu'ils pourront revendre une part de leur stock en $t+1$: la variation de stock devient négative. L'existence de stock a deux impacts : d'une part la variation des prix due à la variation de la demande est moindre qu'en absence de stock (dans ce cas les prix seraient à l'intersection des courbes de demande et d'offre sur la figure 1a) et d'autre part les prix du *future* et du spot en t et en $t+1$ sont liés entre eux. Si l'augmentation de prix est liée à une modification durable de la demande, les producteurs adapteront leur offre (figure 1b) en modifiant les quantités de facteurs fixes.

5 Le bénéfice à détenir la commodité entre t et t+dt est S(t).cy.dt.

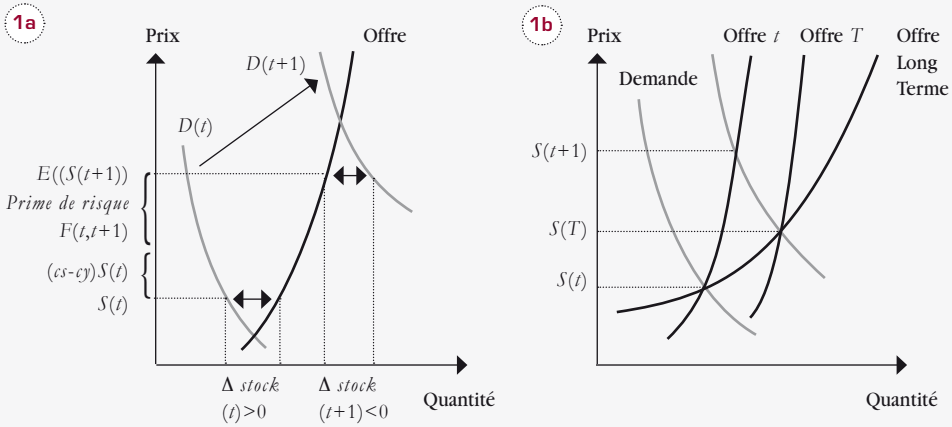


Figure 1a et 1b

Variation de la demande et prix spot et prix future

Source : Defeuilley C., Meunier G. (2006)

Selon que le prix à terme $f(t,T)$ est supérieur ou inférieur au prix spot $S(t)$, la situation est qualifiée de report (*contango*) ou de déport (*backwardation*). Les intervenants annulant généralement leur position et vendant sur le spot à un moment différent du terme du contrat future initial, il existe un risque de base. La valeur de la base est liée aux possibilités d'arbitrage par le stockage entre $f(t,T)$ et $S(t)$, comme l'illustre l'équation (2). Le risque de base est donc lié au niveau général des stocks, qui conditionne la valeur que chaque acteur attribue à la détention d'actifs physiques, et à leur coût.

Evoluant entre deux termes (coût du stockage et *convenience yield* marginaux), aux évolutions opposées (le coût marginal du stockage est supposé croître avec les stocks), la valeur de la base est soumise à des forces de rappel qui en limitent la variation (Giraud P.N., 2003). Ce risque de base se réduit à mesure que l'échéance du contrat se rapproche $f(t,T)$ tend vers $S(t)$ quand t tend vers T, parce que, d'une part, les informations sur l'état du monde sont progressivement incorporées dans les prix et, d'autre part, parce que le coût du stockage baisse tendanciellement à mesure que s'approche l'expiration du terme.

Le mouvement de convergence entre les deux prix (spot et à terme) permet le développement des opérations d'achat et de vente des produits à terme avant leur échéance. Cela contribue à la « financiarisation » du

marché : les acteurs sur le physique mettent en oeuvre des stratégies de couverture en utilisant des *futures* qu'ils annulent avant terminaison, créant ainsi les conditions d'émergence d'un marché purement financier d'achat et de vente de contrats à terme. C'est la raison pour laquelle des marchés à terme de commodités liquides et actifs ont pu se développer en s'appuyant sur la multiplication des transactions purement financières, n'impliquant pas de livraison physique.

Cela n'a cependant pas permis d'étendre l'horizon temporel de la gestion de risque. Qu'ils soient utilisés avant échéance ou pour livraison physique, *futures* et *forward* ne proposent pas de couverture supérieure à quelques années[6].

Sur un intervalle de plusieurs années, les acteurs ne peuvent plus se fonder que sur leurs anticipations pour déterminer ce que seront les prix de marché à l'échéance du contrat et établir leur position en conséquence (le stockage ne joue plus de rôle). Or, l'anticipation à un horizon éloigné s'avère un exercice particulièrement difficile.

Plus le terme est éloigné, plus le risque d'erreurs est important, en raison de l'augmentation des sources d'aléas et du manque d'information pour fonder la prise de décision. Pour parvenir à anticiper sans risque d'erreur trop manifeste, il faudrait en effet être capable de prendre en compte l'ensemble des variables qui jouent un rôle dans l'évolution tendancielle des prix (fondamentaux guidant l'offre et la demande). Il faudrait également pouvoir représenter l'impact sur les prix des chocs ou des retournements liés à des stratégies d'acteurs ou à des modifications brutales des conditions de marché consécutives à l'irruption d'évènements imprévus. Devant ces difficultés, les acteurs du marché (producteurs, commercialisateurs ou traders) renoncent la plupart du temps à proposer (ou à acquérir) des contrats à terme à échéance éloignée.

Il existe néanmoins une base théorique à l'utilisation de *future* de court terme pour se couvrir des évolutions de prix à échéance de plusieurs années. Différents modèles proposent des solutions théoriques pour évaluer la rentabilité future d'un investissement du type gisement ou mine, et pour construire un portefeuille de couverture établi à partir d'une succession de contrats à terme de courte durée (voir Lautier D. & Galli A., 2001 ; Schwartz E. & Smith J., 2000 ; Schwartz E., 1998).

6 L'échéance la plus éloignée proposée par le LME pour les commodités dont il assure la cotation est de 63 mois. Les contrats OTC signés pour des durées supérieures à cinq ans semblent être relativement rares.

Cependant, force est de constater que les agents répugnent à les mettre en application. Ce qui suggère que les modèles théoriques disponibles ne permettent pas (encore) de fonder une stratégie de couverture adéquate des risques sur le long-terme.

2.2

Electricité, la non-stockabilité segmente les marchés

La production d'électricité doit à tout moment suivre les évolutions de la consommation, sans que des possibilités de stockage (hormis l'eau pour certaines installations de production hydraulique) puissent jouer de rôle-tampon avec le niveau de demande instantanée. Cette caractéristique de non-stockabilité entraîne une différenciation du produit électricité dans le temps et dans l'espace (Newbery D., 2002)[7] et oblige à ce qu'un agent centralisateur, le gestionnaire de réseau de transport (GRT), centralise les informations techniques nécessaires à la bonne gestion du réseau et s'assure que toutes les transactions s'équilibrent en temps réel (Pignon V. & Glachant J.M., 2005 ; Wilson R., 2002).

En l'absence de stockage, et compte tenu de la rigidité de l'offre, les évolutions de court terme sont essentiellement dues aux variations de la demande. Celle-ci se caractérise par deux singularités. En premier lieu, elle est dérivée d'une demande en aval qui connaît de nombreux paramètres de variation : l'heure, la saison, la température, la nébulosité, les habitudes culturelles et les évènements de société. En second lieu, la demande sur les marchés de gros est fortement inélastique au prix, au moins à court terme[8]. Ces deux caractéristiques favorisent des variations de prix fréquentes et importantes, en particulier lorsque la quantité demandée approche les limites des capacités de production, l'offre étant elle aussi fortement inélastique. L'absence de stockage empêche les commercialisateurs et les producteurs de mieux répartir consommation et production dans le temps.

Ces éléments expliquent d'une part, l'extrême volatilité des prix constatée sur les marchés de gros de l'électricité, qui est plus forte que dans les commodités, et, d'autre part, leur profil inhabituel de variation,

7 L'électricité échangée à une heure donnée rend compte de conditions d'offre et de demande particulières. C'est un produit qui voyage mal. Cela est dû, d'une part, aux contraintes liées au transport d'électricité (limites thermiques et de stabilité) et, d'autre part, au manque d'interconnections entre systèmes électriques nationaux.

8 Cette inélasticité est atténuée dans le cas des industriels gros consommateurs d'électricité qui peuvent réagir aux signaux-prix envoyés par le marché en ajustant partiellement leur demande à certaines heures.

qui se caractérisent par des pics particulièrement forts et des évolutions de très court-terme très prononcées. Alors que dans les commodités, les variations intra-périodiques peuvent être considérées comme des variations de second ordre autour d'une tendance, dans l'électricité les variations infra-journalières peuvent être supérieures à des variations hebdomadaires ou mensuelles.

Non seulement les prix de l'électricité sont fortement variables, mais beaucoup de facteurs de variation sont difficilement prédictibles. Côté demande, si certains facteurs d'altération présentent un caractère connu (évolutions saisonnières, journalières ou hebdomadaires) d'autres ne le sont pas, comme les changements brusques de température. Coté offre, les conditions de production dépendent également d'éléments prévisibles (contraintes de disponibilité, plan de maintenance) et d'autres qui le sont moins (pluviométrie affectant brusquement le niveau des barrages, force du vent conditionnant la production d'origine éolienne, évolution des coûts des combustibles ou du prix du CO_2, indisponibilités fortuites, etc.). L'absence de stockage rend impossible les arbitrages entre marché spot et marchés *future*[9]. Sans arbitrage inter-temporel, la cohésion du système de prix $S(t)$, $f(t,T)$ et $S(T)$ est moindre : le prix spot n'est plus lié par le stockage aux prix *future* et spot à terme. Seule persiste la relation des anticipations et de l'aversion au risque entre $f(t,T)$ et $S(T)$. Ces anticipations sont formées à partir des informations disponibles en t, qui permettent aux intervenants de choisir entre l'achat au prix $f(t,T)$ connu et l'achat aux prix $S(T)$ incertains.

Les méthodes employées pour chercher à déterminer quel sera le prix spot à terme $S(T)$ consistent, soit à reconstruire les courbe d'offre et de demande, soit à utiliser un modèle statistique avec des variables explicatives. Mais dans le cas de l'électricité ces modèles ne semblent pas suffisamment performants pour guider efficacement les acteurs dans la formation de leurs anticipations. D'une part, le lien entre $S(t)$ et $S(T)$ est assujetti à de nombreux aléas. D'autre part, les informations pertinentes pour la détermination du prix spot ne sont connues qu'à des échéances très rapprochées. Les conditions climatiques sont très incertaines à un terme de plus de quelques jours et la disponibilité des moyens de production n'est pas toujours une information certaine. Même si le prix

9 Seules les centrales hydroélectriques dites Stations de Transfert d'Energie par Pompages (STEP) permettent de réaliser un tel arbitrage en pompant l'eau lorsque les prix sont bas et en produisant de l'électricité lorsque les prix sont élevés.

future est un estimateur du prix spot à terme, spéculer entre *future* et spot reste extrêmement risqué, y compris pour un horizon temporel de très court terme.

De plus la notion de base perd de sa pertinence dans le cas de l'électricité. La non-stockabilité et la structure temporelle de l'information empêchent une convergence forte de $f(t,T)$ vers $S(T)$. Une opération de couverture similaire à celles généralement effectuées sur les marchés de commodités n'est pas réalisable. Un producteur et un consommateur, désireux de couvrir la vente ou l'achat d'électricité ne pourront pas utiliser un *future* à un terme différent de la date où la fourniture doit avoir lieu. Ainsi, les opérateurs ne vont pas acheter de contrat *future* pour le dénouer avant son terme au moment où ils décident d'intervenir sur le spot local.

Les caractéristiques de l'électricité n'incitent pas les intervenants sur les marchés à acheter et vendre des contrats à terme avant livraison physique. Cela limite la « financiarisation » du marché. Les échanges portant sur ce type de produits ne connaissent pas le même développement que sur les marchés des commodités. La raison principale tient à la non-stockabilité de l'électricité, qui, d'une part, segmente les marchés, et d'autre part, contribue à augmenter la volatilité des prix. Cette forte variabilité, associée au relâchement de la cohésion du système de prix, rend particulièrement aléatoire les opérations de couverture dénouées avant échéance.

Cela n'empêche pas les intervenants sur les marchés électriques de proposer des contrats à terme avec livraison physique pour des horizons de temps relativement courts (jusqu'à trois ans)[10]. Les producteurs, commercialisateurs et traders sont susceptibles de s'engager dans ce genre de transaction dans la mesure où, pour ces échéances, un certain nombre d'éléments fondamentaux affectant l'offre et la demande (donc le niveau des prix) sont, sinon connus, du moins prédictibles avec une marge d'erreur acceptable. Par contre, les marchés de l'électricité, comme les marchés de commodités, ne proposent pas de contrats à terme à échéance plus éloignée. Et ceci pour des raisons identiques. La couverture des risques sur un horizon plus lointain doit prendre d'autres formes.

10 Il existe des contrats à terme jusqu'à 6 ans sur la bourse allemande de l'électricité (EEX) mais il semble que les contrats supérieurs à trois ans soient très peu liquides et leurs prix sont décorrélés de ceux des contrats de un à trois ans. Les contrats supérieurs à un an font l'objet de peu d'échanges sur Powernext, la bourse française, qui proposent des contrats jusqu'à échéance trois ans. En 2007, 85% du volume des futures transitant sur Powernext sont limitées à des échéances mensuelle ou trimestrielle (Powernext, 2007).

Gestion du risque et intégration verticale

Dans les secteurs des commodités et de l'électricité, les investisseurs (producteurs, commercialisateurs, transformateurs) ne peuvent pas complètement s'en remettre aux instruments de marché pour réduire l'incertitude qui entoure leurs décisions. Ils adoptent donc des stratégies qui s'organisent autour, d'une part, d'une forte concentration ; et d'autre part, d'une intégration verticale plus ou moins poussée, qui réduit leur exposition aux fluctuations de prix.

Les commodités : forte concentration et intégration verticale partielle

La plupart des marchés mondiaux des commodités métalliques et énergétiques sont dominés par quelques grands groupes. Hormis pour le charbon et l'acier, les parts de marché mondiales des cinq principaux producteurs oscillent entre 35% et 90% (et au-delà de 50% pour les dix principaux) (voir tableau suivant). Elles sont plus importantes encore si l'on considère les capacités d'exportation et/ou les stocks. Notons ici que la concentration concerne essentiellement les segments amont des chaînes de valeur des marchés de commodités, extraction, production et première transformation des matières premières (nous reviendrons plus loin sur ce point).

La concentration dans les commodités est une tendance forte et ancienne. Plusieurs éléments, de nature différente, y contribuent. En premier lieu, le secteur minier se caractérise par une structure de coûts particulière. D'une part, il existe de fortes économies d'échelle : dimensionnement des équipements, infrastructures de transport et de transformation des matières premières. D'autre part, la qualité variable des gisements (conditions d'exploitation, teneur en minerai), favorise l'apparition de « rentes différentielles », qui rendent compte de l'hétérogénéité, d'un gisement à l'autre, de la rentabilité des activités d'extraction. Cela introduit un facteur discriminant entre les firmes, qui agit comme un moteur à la concentration. Ces « rentes différentes » permettent à certaines firmes, adossées des gisements dont les coûts d'exploitation sont très bas, de s'engager dans un processus cumulatif de croissance, celui-ci se faisant éventuellement au détriment de leurs concurrents moins bien dotés, qu'elles sont alors en capacité d'absorber.

Secteurs	Top 5	Top 10	Principaux groupes mondiaux
Charbon	14%	24%	Peabody, Rio Tinto, BHP
Acier	20%	28%	Arcelor Mittal, Nippon Steel, POSCO
Cuivre	36%	57%	Codelco, BHP, Phelps Dodge
Or	41%	50%	Barrick, AngloAmerican, Newmont
Minerai fer	41%	56%	Vale, Rio Tinto, BHP
Aluminium	53%	70%	Rio Tinto, Rusal, Alcoa
Pétrole*	56%	68%	Aramco, NIOC, INOC
Nickel	61%	70%	Norilsk, Vale, BHP
Uranium	65%	90%	Cameco, Rio Tinto, Areva
Diamant	92%	n.d.	AngloAmerican, Alrosa, Rio Tinto

Tableau 1

Structure industrielle sur quelques marchés des commodités

Parts de marché de la production totale mondiale. Chiffres 2006, sources : entreprises, BRGM, Mining Journal, the Economist.
* Réserves prouvées 2003

En deuxième lieu, la taille confère un avantage aux firmes dans un environnement d'évolutions cycliques des prix : meilleure rentabilité en haut de cycle et plus forte résistance lors des épisodes durables de prix déprimés, possibilité de tirer partie des opportunités d'investissement et de capter d'autres « rentes différentielles » en investissant à contre-cycle, coût du capital moins élevé. La taille peut ainsi donner les moyens de réaliser des opérations de croissance externe dans de meilleures conditions.

En troisième lieu, les opérations d'acquisition sont souvent motivées par la volonté d'augmenter les capacités de production et les réserves exploitables sans courir les risques et les aléas liés à la prospection et à la réalisation de touts les équipements et infrastructures nécessaires à l'exploitation des gisements miniers[11].

La concentration se traduit soit par des fusions / acquisitions d'entreprises opérant sur le même marché, soit par la constitution de conglomérats diversifiés (BHP, Rio Tinto, AngloAmerican, Vale), qui prennent des positions de premier plan dans différentes matières premières et dans certains produits énergétiques (charbon, notamment). Cette stratégie de diversification vise d'une part, à assurer une meilleure exploitation des gisements (beaucoup d'entre eux sont poly-métalliques). D'autre part, cela permet de répartir les risques, les opportunités et les dépenses d'investissement sur des marchés

11 Sans oublier d'autres motifs se trouvant à la lisière du champ du raisonnement économique stricto sensu : volonté du management de garder son indépendance en faisant croître la taille de son entreprise, la rendant ainsi moins facilement OPAble ; activisme des banques d'affaires qui proposent des acquisitions ou des rapprochements aux entreprises et à leurs actionnaires.

dont les cycles de prix ne sont pas toujours synchrones (Crowson P., 2001). Selon les estimations fournies par PwC, il y a eu plus de 3500 opérations de fusions / acquisitions dans le secteur minier entre 2005 et 2007, pour un montant total de 362 milliards de dollars (PwC, 2008). Le mouvement a tendance à s'accélérer ces toutes dernières années, à la suite de l'envolée des prix des commodités depuis 2003, suggérant que les investisseurs anticipent une poursuite durable du mouvement de hausse.
La concentration s'accompagne, dans le secteur des commodités, par une intégration verticale que l'on peut qualifier de partielle ou d'incomplète[12]. En effet, les structures industrielles que l'on rencontre sur la plupart des marchés concernés se caractérisent par : des producteurs (en petit nombre) qui élargissent leur périmètre d'activité en s'implantant en aval (seconde transformation, commercialisation), mais uniquement de manière ciblée, concurrencés, sur ces segments de marché, par des entreprises spécialisées, de taille plus modeste (en grand nombre).

Schématiquement, la filière industrielle des commodités se décompose de la manière suivante (Crowson P., 1998) :

- extraction/production ;
- première transformation de la matière première brute en commodité ou produits semi-finis,
- seconde transformation en produits finis et commercialisation à destination des clients finaux industriels,
- transport et stockage liant entre eux les trois stades précédents et assurant la fourniture aux clients finaux.

Les stades a) et b) sont au cœur des activités des grands producteurs, qui investissent quelquefois, de manière ponctuelle, dans les stades aval, c) et d). La seconde transformation à destination des clients finaux est le fait d'entreprises spécialisées, que nous appellerons ici transformateurs commercialisateurs, aussi désignées sous le nom de *smelters*.
Quelles sont les raisons qui expliquent que les grands producteurs ne s'intègrent que partiellement en aval ? Alors qu'a priori, ils sembleraient avoir

12 L'intégration verticale est définie comme une forme d'organisation comprenant au moins deux processus de production liés entre eux : l'output du processus amont étant employé par le processus aval ou l'input du processus aval étant obtenu par le processus amont. Les bénéfices de l'intégration sont évalués par la différence entre les coûts d'organisation de ces deux processus de production médiatisés par le marché ou par l'organisation. Lorsqu'une partie de l'output amont n'est qu'une partie de l'input aval, il s'agit d'intégration partielle, ou incomplète (Perry M., 1989).

de fortes incitations à s'y développer de manière systématique. En effet, cela pourrait leur éviter d'être trop dépendants des transformateurs non intégrés pour écouler leur production, réduisant ainsi les risques liés à des déplacements de marge au gré de l'évolution des conditions de marché. L'incitation à l'intégration devrait être forte, le transformateur représentant l'essentiel des débouchés du producteur. Ce dernier devrait donc faire preuve d'une forte aversion pour le risque dans l'organisation de ses transactions avec l'aval. L'intégration permettrait aussi aux producteurs d'intervenir dans le développement commercial, afin de promouvoir de nouveaux usages et de lancer des produits innovants (alliages, matériaux composites, etc.) susceptibles de les différencier de leurs rivaux et de faire face à la concurrence d'autres commodités, soutenant par la même la demande qui leur est adressée (Giraud P.-N., 1983).

Pour autant, tous les producteurs ne sont pas complètement intégrés vers l'aval. En voici la raison principale. Les commodités, seules, ou sous forme d'alliages, sont utilisées par des centaines de secteurs industriels et donnent lieu à la réalisation de milliers de produits finis qui sont incorporés dans les processus de production d'innombrables entreprises. La diversité des débouchés et l'étendue des marchés auxquels s'adressent les producteurs constituent donc une limite à leur stratégie d'intégration aval. Les coûts, en termes d'investissement à mobiliser pour proposer des produits finis adaptés à tous ces marchés seraient bien trop importants pour justifier une stratégie d'intégration verticale complète. D'autant plus que les usages se modifient en fonction des évolutions technologiques et des phénomènes de substitution entre matériaux. En conséquence, ce type de stratégie n'aura que peu d'effets de forclusion : la capacité à créer des barrières à l'entrée et à augmenter les coûts des rivaux en s'intégrant se heurte à la multiplicité des marchés et au nombre des concurrents réels ou potentiels (Salinger M., 1988). Dans leur stratégie d'intégration vers l'aval, les producteurs se concentrent donc sur les produits, zones et secteurs d'activité à haute valeur-ajoutée ou considérés comme stratégiques.

De leur côté, les transformateurs / commercialisateurs n'ont pas besoin de s'adosser aux producteurs. Deux raisons principales y concourent.

En premier lieu, les transformateurs / commercialisateurs ont intérêt à diversifier leurs approvisionnements, de manière à pouvoir incorporer dans leur processus de production des matières premières de qualité différente et des matières premières secondaires (issues du recyclage) en fonction des commandes qu'ils doivent honorer. Sauf lorsqu'ils sont

dans des situations d'approvisionnement tendues et risquent de se faire imposer des conditions d'achat très défavorables des matières premières qu'ils transforment. Dans ce cas, ils pourraient être conduit à investir en amont si les marchés ne jouent plus leur rôle[13].

En second lieu, les transformateurs / commercialisateurs n'ont pas besoin de s'intégrer vers l'amont pour s'approvisionner. Ils disposent de l'alternative des contrats à terme disponibles sur les marchés financiers (marchés organisés ou relations bilatérales). Ces contrats leur permettent se couvrir contre les risques de fluctuations des prix entre le moment où ils acquièrent la commodité pour la transformer et celui où ils vendent leurs produits à leurs clients finals (Marquet Y. & Esquerre P., 2002).

Parce que :

- les marchés sont fluides, liquides et liés géographiquement entre eux, ce qui réduit les risques de ruptures d'approvisionnement ou de tensions durables,
- les produits achetés à terme couvrent la totalité de leurs besoins anticipés, ce qui leur permet de s'assurer contre l'ensemble des risques-prix encourus lors de l'achat de matières premières. Sauf en cas de mauvaises anticipations. Toutefois, ce risque apparaît limité : les commercialisateurs / transformateurs sont en mesure de connaître avec une marge de précision assez fine les quantités de matières premières dont ils auront besoin pour assurer les commandes de leurs clients (ceux-ci s'engageant sur des quantités de produits finis). Et dans le cas contraire, ils ont toujours la possibilité de jouer sur les stocks de matières premières dont ils disposent pour ajuster les quantités aux besoins exprimés.
- l'évolution des prix d'achat des commodités peut être partiellement ou totalement répercutée sur les clients finaux d'une période sur l'autre.

13 Mais cela suppose d'être en capacité de dégager des moyens financiers conséquents pour acquérir les savoir-faire et les gisements d'une société d'exploration-production. Notons que la hausse des prix des principales commodités, si elles venaient à se poursuivre durablement, pourrait provoquer des tensions de plus en plus fréquentes sur les conditions d'approvisionnement, provoquant une révision des choix stratégiques de certains transformateurs indépendants. Arcelor Mittal donne un exemple, certes isolé, mais significatif d'une stratégie d'intégration verticale (de la production d'acier vers la production de minerai de fer et charbon) réalisée à cause d'une part, de la forte concentration des principaux producteurs de minerais de fer, en capacité de peser sur les prix mondiaux et d'autre part, du risque de rupture d'approvisionnement en charbon à coke. Mais contrairement aux transformateurs / commercialisateurs, Arcelor Mittal, premier aciériste mondial, dispose de capacités financières suffisantes pour investir en amont.

De ce fait, les transformateurs peuvent s'assurer d'un revenu (quasi) certain sur un cycle de production de quelques mois, en achetant leurs matières premières à terme (à prix fixes) après avoir négocié les conditions de vente avec leurs clients (quantité, prix, calendrier de livraison)[14].

Cette espérance de revenu (quasi) certain n'élimine pas pour autant tous les risques auxquels ils sont confrontés. En particulier les risques consécutifs à l'adoption d'une mauvaise stratégie de couverture, qui peut les désavantager par rapport à des concurrents mieux inspirés. En effet, si les conditions de marché évoluent brusquement à la suite d'un choc, se traduisant par une baisse sensible du prix spot, le transformateur ayant contractualisé à terme va devoir payer ses matières premières plus chères que ses concurrents qui ont choisi de se couvrir partiellement ou qui ne disposent d'aucune couverture.

Cependant, cette éventualité ne remet pas en cause l'intérêt d'une utilisation des contrats à terme : les conditions générales de concurrence entre transformateurs / commercialisateurs sont telles qu'elles leur permettent d'adapter leur stratégie de couverture sans mettre en péril leur équilibre financier. En effet, en cas de retournement du marché, le transformateur pourra, soit revendre son contrat sur le marché et acheter au prix spot, voire racheter un nouveau contrat à terme (s'il veut réduire son exposition à la baisse des prix), soit maintenir son engagement (s'il préfère sécuriser les quantités à fournir), quitte à ne pas modifier les prix de vente à ses clients finaux. Dans le premier cas, la perte subie pourra être absorbée, dans le second cas, le transformateur ne verra pas sa clientèle partir à la concurrence. Parce que les transformateurs / commercialisateurs présents sur le même segment de marché ne se concurrencent pas seulement en prix. De part leurs activités, ces entreprises réalisent des opérations industrielles de transformation, incorporent des savoir-faire et des innovations, enrichissent le contenu technologique des produits qu'ils commercialisent. Ils opèrent de la sorte une différenciation avec les produits de leurs concurrents. La compétition ne se faisant pas uniquement sur les prix, les conditions d'approvisionnement, si elles restent importantes pour l'équilibre financier des transformateurs / commercialisateurs, ne sont pas leur seul levier d'action.

14 A portefeuille de clients donné, le revenu des transformateurs / commercialisateurs est (quasi) certain puisque les erreurs d'anticipation sont minimes et peuvent être corrigées en jouant sur les stocks de matière première qu'ils détiennent. Les opérations de stockage et déstokage impactent le revenu via le coût du stockage et le convenience yield.

Cela leur donne la possibilité de s'engager dans des stratégies de couverture du risque sans crainte d'être disqualifié par rapport à la concurrence d'autres commercialisateurs / transformateurs optant pour des stratégies différentes ou par rapport à de grands producteurs ayant investi sur certains segments aval. Cela leur permet également de s'engager dans des contrats à horizon temporel plus éloigné, en concluant des contrats bilatéraux de moyen-terme avec des producteurs, afin de sécuriser les conditions d'achat de leurs matières premières. Sur les marchés de commodités, les transformateurs / commercialisateurs sont donc en mesure de gérer leur approvisionnement sans être obliger de s'intégrer vers l'amont[15].

L'électricité : forte concentration et intégration verticale poussée

Malgré le processus de libéralisation, qui s'est traduit par l'ouverture des marchés et a stimulé l'entrée de nouveaux concurrents tant en production qu'en commercialisation, on constate également une tendance à l'augmentation du degré de concentration. Les parts de marché des cinq principaux groupes électriques européens sont passés de 48% à 57% entre 1998 et 2004 (de 62% à 72% pour les 10 plus importants)[16]. Selon les estimations fournies par le Cerna, il y a eu 81 opérations de fusions / acquisitions de valeur supérieure à 100 millions d'euros dans le secteur électrique et gazier en Europe entre 2005 et 2007, pour un montant total de 156 milliards d'euros (Lévêque F., Monturus R., 2008).

Dans l'industrie électrique, la taille facilite l'exploitation des économies d'échelle occasionnées par le déploiement de grands systèmes techniques intensifs en capital (en production et en transmission). Elle permet également de faire jouer des effets de série pour certaines technologies, de créer de meilleures conditions d'achat auprès des fournisseurs, d'assurer le foisonnement des consommations, ce qui garantit un meilleur étalement de la courbe de charge et un ajustement des réserves (Joskow

15 Il faut néanmoins souligner que la couverture ne peut jamais être complète, c'est-à-dire rendre absolument neutre toute évolution du prix des matières premières sur la rentabilité du transformateur / commercialisateur. En effet, une hausse des prix amont conduira à une augmentation du fonds de roulement du transformateur, qui impactera négativement son cash flow disponible, au moins de manière temporaire, d'une année sur l'autre.

16 Parts de marché exprimées en ventes d'électricité, calculées dans l'espace de l'Union Européenne à 15 pays membres. L'élargissement à 27 ne change pas les résultats de manière sensible.

P., 1996). Le secteur électrique se caractérise par la présence de complémentarités qui créent de forts besoins de coordination entre les différents segments de la chaîne de valeur (localisation et dimensionnement des ouvrages, définition d'un mix de production efficient, planification des opérations de maintenance, prévision de consommation, ajustements des variations imprévues des niveaux de production et de demande) (Kwoka J., 2002 ; Joskow P., 1996 ; Chao H-P. *et al.*, 2005).

La plupart de ces nécessités accrues de coordination sont liées au caractère non-stockable et difficilement transportable de l'électricité. Historiquement, les acteurs du secteur, placés en situation de monopole, ont répondu à ces besoins en adoptant des structures verticalement intégrées (production – transport – distribution - vente). Avec le processus de dérégulation sont apparues de nouvelles modalités de coordination permettant de répliquer certaines des complémentarités autrefois réalisées à l'intérieur des organisations (GRT prenant en charge les aspects de planification, de renforcement des réseaux et de qualité de fourniture ; marchés d'ajustement assurant l'équilibre instantané offre - demande).

Cependant, l'incitation à l'intégration verticale demeure. Cela est attesté, d'une part, par le poids grandissant des groupes verticalement intégrés dans le paysage concurrentiel (qui ont tendance à construire des positions amont – aval équilibrées), d'autre part, par les difficultés rencontrées par les commercialisateurs « purs » à s'implanter durablement sur le marché et à rentabiliser leurs activités (Littlechild S., 2005 ; Boroumand R., 2008).

Les instruments qui permettraient aux acteurs de réduire leur exposition face aux fluctuations de prix (produits à terme, produits dérivés) font défaut. Du fait des spécificités de l'électricité, producteurs et commercialisateurs se trouvent dans des situations de risques plus marqués que leurs homologues opérant sur les marchés de commodités.

En amont, un producteur d'électricité qui ne dispose pas d'un volet de vente certain est soumis aux même aléas et aux même risques qu'un producteur de commodité[17]. Cependant, l'incitation à l'intégration est plus forte dans son cas, le segment aval de commercialisation de l'électricité étant moins hétérogène. La relative stabilité des utilisations du courant électrique, la faible transformation des produits, les possibilités de forclu-

17 La plupart des Independant Power Producers (IPP) encore en activité disposent de contrats d'achat garantis sur le long terme leur permettant de rémunérer leurs activités en minimisant leurs risques. Ces contrats sont généralement conclu avec des commercialisateurs pour couvrir une partie de leurs besoins (voir supra) ou de grands clients industriels.

sion sont autant de facteurs qui peuvent inciter le producteur d'électricité à s'intégrer en aval plus complètement qu'un producteur de commodité.

Mais c'est en aval que ce fait la différence. Un commercialisateur peut difficilement s'en remettre aux produits à terme disponibles sur les marchés financiers pour gérer son approvisionnement. Quelles en sont les raisons ?

Le commercialisateur cherche à sécuriser les conditions de son approvisionnement en électricité *a minima* sur une période de quelques mois (intervalle entre deux modifications des prix payés par ses clients résidentiels). En théorie, il dispose sur les marchés financiers de produits de couverture qui lui permettent d'acheter à terme l'électricité dont il a besoin. Pour ce faire, il peut acquérir des blocs horaires, voire semi-horaires, d'une puissance nominale d'un MW. Ces blocs horaires, des rubans de « base » ou des produits de « pointe », permettent de répliquer au mieux la forme de la courbe de charge agrégée prévisionnelle de son portefeuille clients. Cependant, il fait face à deux types de contraintes qui réduisent sa capacité à se couvrir sur l'ensemble de ses besoins.

D'une part, le commercialisateur doit satisfaire, heure après heure, une partie de la demande de quantité nominale inférieure à 1 MW. Cette « dentelle »[18] ne peut pas être couverte par des produits à terme et doit donc faire l'objet d'intervention sur le marché à des échéances très rapprochées.

D'autre part, il est soumis à la forte imprévisibilité de la demande qui lui est adressée, situation qui rend difficile les exercices d'anticipation auxquels il doit se soumettre. Comme nous l'avons déjà souligné, la demande d'électricité est soumise à des variations qui ne peuvent pas être entièrement prévues. Au fur et à mesure que la livraison s'approche, le commercialisateur devra recourir à des produits standards sur le marché à terme pour affiner sa couverture. Il restera donc toujours une partie de ses besoins, mal apprécié, qui devra conduire à des achats (ou à des ventes) de blocs à des échéances très rapprochées, donc à des niveaux proches ou équivalents à ceux des prix spot. Sauf en cas très improbable d'anticipation parfaite, la couverture complète n'est pas possible, le commercialisateur devra s'en remettre au marché pour gérer les aléas affectant sa demande.

18 Nom donné à la partie résiduelle de la consommation qui ne peut pas être couverte suffisamment à l'avance par empilement de blocs négociables (année, mois, semaine, jour pour le lendemain).

Ces deux contraintes, sont fortement liées à l'absence de stockage : le fait que le stockage ne puisse pas jouer son rôle traditionnel de tampon oblige, d'une part, le commercialisateur à répondre en temps réel aux besoins de ses clients ; et d'autre part, à faire face à une demande difficilement prévisible.

Ainsi, un commercialisateur qui s'engage sur un volume de fourniture d'électricité avec ses clients sur une base semi-annuelle ou annuelle ne pourra donc pas se couvrir sur la totalité du risque-prix en signant un contrat d'achat à terme. Et de surcroît, la partie non couverte de sa consommation peut représenter une forte proportion de ses revenus. D'une part parce que le profil de volatilité des prix de l'électricité se caractérise par une forte variabilité journalière et la survenance d'épisodes de pics. D'autre part parce que les interventions qu'il devra faire sur le marché (à l'achat ou à la vente) le seront au moment les plus défavorables. Il devra acheter sur les marchés de gros lorsque les prix atteignent des niveaux élevés et vendre lorsque les prix sont déprimés, ces deux variables étant positivement corrélées. C'est lorsque les clients soutirent beaucoup sur le réseau que les prix sont élevés. L'assurance d'un revenu (quasi) certain fait ici défaut.

Cette incertitude prend d'autant plus d'importance que l'équilibre financier des commercialisateurs d'électricité est très dépendant du bien-fondé de leur stratégie de couverture. Ce qui est moins le cas des transformateurs / commercialisateurs de commodités.

Le commercialisateur d'électricité qui se trouve dans une situation où sa stratégie de couverture n'est plus adaptée aux conditions de marché (par exemple avec des achats à terme à prix supérieurs au prix spot) devra modifier sa politique de prix à destination de ses clients. Il devra répercuter les évolutions des conditions de marché, quitte à supporter la perte consécutive au différentiel entre prix du produit à terme et prix spot. Dans le cas contraire, il risque de subir une hémorragie de ses clients, qui trouveront sur le marché des fournisseurs leur proposant de meilleures conditions (que ce soient des commercialisateurs « purs » ayant opté pour une autre stratégie de couverture ou des commercialisateurs intégrés en amont). Cette volatilité de la clientèle est la conséquence directe de la faible transformation que subit le « bien » électricité entre les stades amont et aval. Les commercialisateurs, même s'ils tentent d'enrichir leur offre, en proposant des services associés et une variété de contrats, incorporent peu de facteurs « différentiants » au service dont ils assu-

rent la fourniture (valeur-ajoutée, innovations). Dès lors, la concurrence entre fournisseurs se fait essentiellement sur les prix, qui dépendent en grande partie de l'à propos de leurs stratégies respectives de couverture. La prééminence de la concurrence par les prix, la difficulté d'opérer de réelles différenciations, rend les clients plus volatiles et sensibles aux offres des concurrents (Defeuilley C., Mollard M., 2008)[19].

Pris entre l'impossibilité d'une couverture complète et la pression d'une concurrence en prix, le commercialisateur est fortement incité à chercher une alternative à l'utilisation d'instruments financiers pour gérer ses risques. Même s'il peut acheter un future et compléter sa couverture en se dotant d'un moyen de production de pointe pour la période horaire de plus forte volatilité, le vendeur d'électricité a intérêt à se couvrir physiquement - non seulement sur la « dentelle », mais également sur le reste de sa fourniture. En effet, en élargissant sa stratégie de couverture physique, le commercialisateur aura la possibilité d'amortir ses coûts fixes sur un nombre d'heures plus important et d'être moins dépendant des épisodes de pics de prix et donc de l'incertitude du revenu net horaire (le différentiel prix de marché - coûts marginaux de court terme) pour couvrir ses dépenses d'investissement. Proportionnellement aux nombres d'heures d'appel, l'investissement dans un moyen de production de pointe (TAC) est plus important que celui d'un moyen de production fonctionnant en (semi) base (CCGT). Le choix est donc lié à l'espérance du nombre d'heures de fonctionnement, qui dépend a) de la probabilité d'avoir suffisamment d'heures pendant lesquelles les prix de marché sont plus élevés que les coûts marginaux de l'une et l'autre technologie, b) de la queue de distribution des prix pendant ces heures (Romano E., 2006). Théoriquement, le commercialisateur a la possibilité de restreindre sa stratégie de couverture physique uniquement à la « dentelle » en utilisant des produits dérivés (options « put ») susceptibles de couvrir ses besoins de fourniture de pointe avec un prix d'exercice correspondant aux coûts marginaux[20]. Il pourrait alors réduire les incertitudes concer-

19 Les commercialisateurs « purs » sont des nouveaux entrants sur le marché. Ils ont construit leur portefeuille en attirant des clients actifs, bien informés, peu averses au risque, désireux d'obtenir de meilleures conditions de fourniture que celles proposées par leur opérateur historique. Ces clients, difficiles à conserver, volatiles, sont sensibles aux offres des concurrents, ce qui n'est pas toujours le cas des clients qui sont restés fidèles à leur opérateur historique.

20 En l'espèce, le commercialisateur pourrait faire l'acquisition d'un droit (et non d'une obligation) de vendre la production de son unité de pointe à un prix donné (« strike price »), qui sera exercé si ce prix (ici le coût marginal de production) passe au dessus du prix de marché.

nant les amortissements des coûts fixes de son unité de production. Cependant, les spécificités du marché de l'électricité rendent les options particulièrement coûteuses, d'une part, parce que s'adressant à des besoins spécifiques, elles sont peu liquides, d'où des risques de contrepartie élevés. D'autre part, les prix de marché étant très volatils, leur valeur est difficile à évaluer (Romano E., 2006)[21]. Pour ces raisons, les options sont peu utilisées sur les marchés de l'électricité.

Le commercialisateur n'est donc pas incité à investir (déploiement commercial, création d'une marque, publicité, coûts d'acquisition des clients) s'il ne détient pas le contrôle d'actifs en amont susceptibles de couvrir l'essentiel de ses besoins.

4

Conclusion

Les marchés électriques sont pourvus de deux spécificités physiques qui les singularisent : la non-stockabilité et la faible transformation du produit entre l'amont et l'aval. L'absence quasi-générale de stockage est un frein à l'utilisation des produits de couverture de court terme par les commercialisateurs. De son côté, la faible transformation réduit leurs possibilités de s'affranchir, même partiellement, de leurs conditions d'approvisionnement pour déterminer leur politique de prix à destination des clients résidentiels. Ils sont donc incités à se tourner vers la solution de l'intégration verticale. En particulier, les commercialisateurs ont intérêt à organiser une couverture « physique » de leurs besoins en investissant dans des moyens de production leur permettant de limiter leur exposition aux fluctuations des prix de marché. L'exemple du secteur électrique suggère donc que les décisions en matière d'organisation industrielle dépendent en partie des choix effectués par les entreprises en matière de stratégies de gestion du risque. Si l'intégration verticale découle de considérations techniques ou transactionnelles (importance des coûts fixes, spécificité des actifs) propres au secteur considéré, elle dépend également des possibilités offertes par le marché financier en matière de couverture.

21 Rappelons que la valorisation d'un produit dérivé à la Black & Scholes se fonde sur quatre hypothèses : a) les marchés ne connaissent aucune friction, b) la distribution du sous-jacent est log-normale, c) le taux d'intérêt est certain et constant, d) les opérations d'échange sont possibles à tout instant : le marché est parfaitement liquide (Sévi B., 2005).

Références

Boroumand R. (2008), "Le fournisseur pur d'électricité : un modèle économique viable ?", working paper LARSEN, Fontenay-aux-Roses, *à paraître*.

Cashin P. & McDermott J. (2002), "The long-run behavior of commodity prices : small trends and big variability", *IMF Staff Papers*, Vol. 49, No.2, International Monetary Fund, Washington.

Chao H.P., Oren S., Wilson R. (2005), "Restructured electricity markets : re-evaluation of vertical integration and undbundling", Harvard Electricity Policy Group, Harvard.

CRB (2005), *The CRB commodity yearbook 2005*, John Wiley, Hoboken.

Crowson P. (1998), *Inside mining. The economics of the supply and demand of minerals and metals*, Mining Journal Books Limited, London.

Crowson P. (2001), "Mining industry profitability ?", *Resources Policy*, vol. 27

Defeuilley C., Mollard M; (2008), "La dynamique de la concurrence avec coûts de changement. Enseignements tirés de marché britannique de l'électricité", working paper LARSEN, Fontenay-aux-Roses, *à paraître*.

Geman, H. (2005), *Commodities and commodity derivatives*, Wiley Finance series, Wiley, New-York.

Giraud P.-N. (1983), *Géopolitique des matières premières*, Economica, Paris.

Giraud, P.-N. (2003), *Economie des commodités*, miméo CERNA, Paris.

Hogan P., (2002), "Electricity market restructuring : reform of reforms", *Journal of Regulatory Economics*, vol. 21.

Joskow P. (1996), "Introduction competition into regulated network industries : from hierarchies to markets in electricity", *Industrial and Corporate Change*, vol. 5.

Kwoka J. (2002), "Vertical economics in electric power : evidence on integration and its alternatives", *International Journal of Industrial Organization*, vol. 20.

Lautier D. & Galli A. (2001), "Un modèle des prix à terme des matières premières avec rendement d'opportunité asymétrique" , *FINECO*, vol. 11.

Lévêque F., Monturus R. (2008), Mergers & Acquisitions within the European Power and Gas Sectors Cases and Patterns, Cerna, Ecole des Mines, Paris.

Littlechild S. (2005), *Smaller suppliers in the UK domestic electricity market : experience, concerns and policy recommandations*, OGFEM report, London.

Marquet Y. & Esquerre P. (2002), *Le London Metal Exchange. Spécificités et perspectives stratégiques*, DMPH, Ministère de l'Economie, Paris.

Newbery D. (2002), "Regulatory challenges to european electricity liberalisation", Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge.

Perry M. (1989), "Vertical integration : determinants and effects", in Schmalensee R. & Willig R. (eds.), *Handbook of Industrial Organization*, North Holland, Amsterdam.

Powernext (2007), *Bilan d'activité des marchés 2007*, Powernext, Paris.

Pignon V. & Glachant J.M. (2005), "Nordic congestion arrangement as a model for Europe ? Physical constraints vs. economic incentives", *Utilities Policy*, vol. 13.

PricewaterhouseCoopers (2008), *Mining deals. 2007 annual review*, PwC.

Romano E. (2006), *Analyse économique de la décision d'investissement dans une centrale à turbine gaz à cycle combiné*, EDF R&D, Clamart.

Salinger M. (1988), "Vertical mergers and market foreclosure", *Quarterly Journal of Economics*, vol. 103.

Schwartz E. (1998), "Valuing long-term commodity assets", *Journal of Energy Finance & Development*, vol. 3.

Schwartz E. & Smith J. (2000), "Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices", *Management Science*, vol. 56.

Sévi B. (2005), *Marchés à terme et marches dérivés. Du paradigme concurrentiel aux comportements stratégiques et application aux bourses européennes d'électricité*, thèse de doctorat, Université Montpellier I, CREDEN, Montpellier.

Stoft S., Belden T., Goldman C., Pickle S. (1998), A *primer on electricity futures and other derivatives*, Laurence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley.

Wilson, R. (2002), "Architecture of Electric Power Markets", *Econometrica*, vol. 70.

Investment risk allocation in restructured electricity markets The need of vertical arrangements

Dominique Finon
CIRED
& LARSEN

Yannick PEREZ
GRJM-ADIS
(Université Paris Sud)
& LARSEN

None of the far-reaching experiments in electricity industry liberalization proved able to ensure the timely and optimal capacity mix development. The theoretical market model features failures attributable to the specific volatility of prices, the difficulty of creating complete markets for hedging, and we focus on this failure in this paper, the impossibility of transferring the various risks borne by the producer onto suppliers and consumers in order to allow development of capacity. Promotion of short term competition by mandating vertical de-integration tends to distort investments in generation by impeding efficient risk allocation. In the line followed by Joskow (2007), we develop an empirical analysis of the way of securing investments in generation by vertical arrangements between de-integrated generators and large purchasers, suppliers or consumers. Empirical observations of risk analysis show that the adoption of these arrangements may prove necessary. Various types of long-term contracts between generators and suppliers (fixed-quantity fixed-price contract, indexed price contract, tolling contract, financial option) appear to offer effective solutions of risk allocation. Vertical re-integration appears to be another effective way to allocate risk. But it remains an important complementary condition to efficient risk allocation: that retail competition is sticky or legally limited in order to transfer a large part of risks to consumers on the different market segments.

Introduction

During the design of the market electricity reforms, the issue of investment in generating capacity generally received insufficient attention in the reference model for reforms. This model is a vertically and horizontally de-integrated industry facilitating entry and allowing effective competition on each market from wholesales to retail sales. Regulation tends to limit vertical integration and long term contract between producers and suppliers, and between suppliers and consumers and to incite historic producers-suppliers to divest in generation in order to limit the classical incumbents' advantages and to ease entries in view of effective competition.[1] The canonical business model in generation is the merchant plant, a stand alone producer which sells all this production on short term markets and without long term contract at fixed price and develops its new capacities under project financing by non recourse debt.

This insufficient attention was starkly highlighted by the crises on electricity markets that were partly due to inadequate capacity and by the focus of generators' investment decision on gas generation technologies which could create an excessive specialization of the technology mix. Then after these crises, theoretical and practical considerations on generation investment largely focused on incentives to develop peak generating capacity and ensuring a reserve margin to guarantee reliability, i.e. short-term security of supply. An abundant literature develops on this issue, in particular on the different ways of capacity payment (see for instance Oren, 2003, Cramton & Stoft, 2006; De Vries, 2007; Joskow, 2007).

But little attention was paid to the conditions for other investments in base load and semi-base load equipments, because of a strong belief in the quality of the price signal on the hourly markets and the subsequent incentive that infra-marginal rents of low variable cost equipments constitute to invest in

1 In the first post-reform period in the United Kingdom the regulator imposes constraints on vertical integration in generation (no more than 15% in own generation assets within their own area. Europe is not different. In 2005 and 2007, the Directorate General of Competition of European Commission underscores that incumbents' vertical integration generation-supply and the historic suppliers' long-term sales contracts create a risk of foreclosure (European Commission; 2005a, 2007). In some of the liberalised US markets there are regulatory restrictions on long-term purchase contracts to provide an incentive for the suppliers to minimize their purchase cost of wholesale electricity in relation to the changing conditions of the market (Joskow, 2002; 2006). In California in the first reform the regulator had imposed straight divestiture of the generation assets and forbade long term purchase contracts to the three former utilities for a transition period of five years, right up to the crisis which provoked the bankruptcy of two of them.

the same technology (see for instance hunt and Shuttleworth, 1997 ; Oren, 2003 and 2008). In particular basic principles of risk management applied by competitors end in untimely development and non-optimal technology mix distorted in favour of low capital intensive and high fuel cost technologies as CCGT which can self-hedge. For the government and the regulator their development do not present the same risks for the whole system as inadequacy of total capacity and its impact on system reliability, but their excessive development contribute to increase the volatility of market price and to move away the optimal technology mix.

Problems also arise if insufficient attention is paid to the institutional and organizational conditions conducive to investment in different generation technologies by devising an efficient allocation of investment risks across the stakeholders able to bear them. In particular given the difference in both capital intensiveness and possibility to risk hedging, technology of combined cycle gas turbine (CCGT) appears to be unduly favoured in the competitors' investment choices at the expense of more capital intensive equipments, such as coal thermal and nuclear plants, while the respective expected levelized costs would show a significant advantage in the most probable scenarios of gas price evolution and CO_2 cost internalisation policies. Investments in the latter technologies are more risky for the producers and they need to have possibility to allocate part of their investment risks on the suppliers or the consumers by vertical arrangements. But in the de-integrated market model which was, and is still considered as, the reference of electricity reforms, these arrangements which are propitious to investments in various technologies are impeded by regulation or undermined by the specific characteristics of competition on the wholesale and retail markets.

In this de-integrated market model, the consequence will be a non timely development of capacities and a non-optimal orientation of the overall technology mix in the different liberalized electricity markets as new equipments will be added to the fleet of the competitors to follow the demand growth and to replace the old ones at the end of their working life. As shown by R. Green (2006), if the mix of capacity is wrong and characterised by a lack of base-load equipments, marginal price will be unduly high during a large part of the year comparatively to a situation with an optimal mix; and finally it will be at the expense of the social surplus, the loss of the consumers being higher than the supplement of net profit of the producers.

We address here the organizational unsuitability of the de-integrated market model and the necessity to adapt it to long term issues of generation

investment allowing not only adequate capacity development, but also optimality of the future technology mix. We shall refer to Transaction Cost Economics (Williamson, 1985, 1995) to explain the suitability of combinations of vertical arrangements to allow better investments decisions by competitors and we introduce financial considerations as central determinants for the needs of vertical arrangements, because of the complexity to manage risks in electricity markets.

In the second section, we analyse the theoretical and practical hurdles to investment that arise in the de-integrated market model, and we show that inadequate investment risk allocation can create barriers to entry in generation activity and more generally to investments. The third section identifies the conditions allowing vertical or quasi-vertical arrangements to be set for workable allocations of investment risks, in particular the way that investors could meet credible counterparts. Fourth section integrates the need of vertical arrangements in the issue of vertical re-integration in liberalized market.

Finally in the annex we bring some empirical observations on institutional and organisational conditions of generation investments in experience of different electricity markets since liberalization. We show all the successful generation investments have been the case of vertically integrated producers, or of long term contracts with consumers (suppliers, industrial customers), and that pure producers (the so-called merchant plants) without securing vertical arrangements are the exception, not the norm. These empirical observations are first motives to question the premises of the suitability of the decentralized electricity market model for reaching optimal technology mix and capacity adequacy.

Risk allocation as barrier to investment in generation in the decentralised market model

2

It is worthwhile to remind the simplicity of risk allocation in the former model of vertical monopolist utility and cost of service regulation. In this model utilities taking the decisions to invest in generation were comfortably insulated from the risk associated with those decisions. Given the cost-of-

service regulation, their costs and risks of investment were carried on the consumers. So they built plants with debt financing at the bond-market rate and without risk premium. The rationales to change this cost-of-service regulation are well-known. Criticisms addressed to this regulation have begun with Averch &Johnson (1962). They show that this system encouraged the use of the most capital intensive technologies, and with this structure, the accent was placed on the increase in the capacity and not on the search for productivity. To counterbalance these limits, the industrial organization must be de-integrated as well as vertically and horizontally, to allow for effective competition by facilitating new entry in generation with capacity investment and in the retail activities.

In this reference business model for generation the merchant plant, in which an independent generator owns a portfolio of assorted production technologies and sells its electricity on short term market. It does not own a supply business and a portfolio of customers, or at the most only very partly. To identify failures which limit investment in electricity markets, we first consider the underlying four premises on generation investment by the de-integrated market players in the reference market model of a liberalized electricity industry. In the second sub-section, we will determine if the premises are sound approximations of the risk management problem of investors in electricity industry. Then, third sub-section will synthesize the obstacles in term of risk management applied to long term contracting in the generation of electricity.

2.1 The four beliefs of investment decisions and risk allocation in the reference model

In the line of the new paradigm of investment risk allocation in the liberalised electricity market proposed by Chao, Oren and Wilson (2008)[2], we stress four beliefs concerning the efficiency of risk management along the chain of business activities :

1 . . . The former vertical integration of utilities regulated in cost of service

2 These authors develop in this paper a relevant and realistic revision of their hypothesis, given that they were the academics who promote the most de-integrated design of power markets in a very rigorous and formalized way in numerous papers (see for instance Chao and Huntington, 1998; Wilson, 2002).
We add the fourth belief on the role of intermediary of the suppliers in risk management by substituting it to the supposed willingness of the consumers to manage their own risks in their purchase of electricity that Chao, Oren and Wilson (2008) consider, in particular in relation to the reliability of supply, that arbitrarily we put in a secundary position in order to focus on the problem of the technology mix of the system and the preference for fuel diversity.

can be replaced by bilateral contracts between generators and retail suppliers and large customers, assisted by organised markets for spot trading. Investment decision and technological choices will take place based on electricity price signal without regulation interferences.

2…Generators could obtain capital on comparable terms directly from financial markets without relying on arrangements with suppliers which could transfer risks to their customers; such as formerly regulated utilities could do with its assured cost recovery. Innovative structure finance would offer new ways to finance new generation equipments in "project finance", i.e. without non-recourse debt and very high leverage of 80% of debt and only 20% of equity.

3… A rapid and adequate development of markets for financial instruments will offer all the means for hedging risks of generators, suppliers and consumers, besides physical contracting. Various alternatives for managing market risk for producers by specific long-term financial contracts—long term options, contracts for differences, swaps—all play a role in securing investments in generation (Chao and Huntington, 1998). Moreover long term future markets would have an important informational function on the market fundamentals and the revenue advantage to invest in generation in the future. This hypothesis of complete market would give substance to Arrow-Debreu theoretical model of decision-making under risk in electricity markets for short-term and long term decision coordination and efficient choices (Arrow et Hahn, 1971). Institutional counterparts of the full set of markets of the Arrow-Debreu model would be organised future markets, but also claims on the profit of the companies (i.e. shares in those companies). These go a way towards hedging instruments to share and hence reduce the costs of risks.

4…Consumers which in current terms, cover suppliers and large consumers, compete to buy electricity by bilateral forward contracts to different generators among which entrants and on the power exchanges by managing their risks by portfolio strategy. Downstream, suppliers have to manage a portfolio of different types of contracts with specific time-spans and price formulas adapted to the different segment of clienteles, with volume risks inherent to their customers' switching. They are supposed to harmonise risk management between their portfolio of sourcing and their portfolio of sales contracts.

The suppliers and large consumers which are well informed and wish to hedge such risks are supposed to express their preference for technology

mix and fuel diversity. When realised at the level of the overall market, it helps to limit the price volatility and offer possibility that capital intensive and low fuel cost equipments make the price on the hourly markets during some long annual period (Roques et al., 2005). When individually realised by consumers, they will hedge either by long term fixed price contracts with specialised producers by low fuel cost equipment or by physical and financial contracts with gas producers.

Going further in the Arrow-Debreu model direction as Roques et al. (2005) suggest, another hedge would be for consumers to hold shares in different specialised generating companies, in particular nuclear generation company which would earn extra profit during period of higher price, these extra-profit from the shares offsetting the higher costs of electricity purchase, or coal generation companies (if nuclear companies development is restricted by political constraints).

In this new paradigm, the revenues of any particular plant, the new as the existing ones, will be determined each hour by the market price determined by the balance between demand and capacity, the marginal cost of the last generating equipment and eventually by the market power of competitors, the effects of such factors on prices being supposed to be foreseeable in average.

Investment cost recovery for new plant will be allowed by generation gross margin (i.e. the difference between power prices and fuel costs) during each hourly market along the year, when the equipment is not among the marginal plants and hourly price is not aligned on its variable cost.[3] So a competitive market would give the right signal for investments when capacity development must respond to demand growth and old plants obsolescence and it would allow the fixed costs to be recovered.

2.2 Pitfalls and limits

First Belief. The first belief is that market signals were deemed effective for guiding investors and producers' choices to an optimal technology mix with regard to the seasonal loads. The market ensures inter-temporal optimality thanks to hedging instruments. The interplay of complete and well-informed markets would lead to optimal investment choices, like those of a regulated monopoly, while also yielding the benefit of incentives to long term efficiency by market pressures, in particular in timely capacity

3 It is common to name infra-marginal rent the gross price-cost margin.

Technology	Gas turbine 100 MW	CCGT 400-600MW	Coal 2x 700MW	Nuclear 1500MW	Renewables Wind farm 200MW
Capital Size per unit	Very low €20 million	Low €100-200 millions	Large €700-1000 millions	Very large €2-3 billions	Medium €300 millions
Lead time	Very short	Short	Long	Long	Medium
Capital cost share	Low	Low	High	Very high	Very high
Regulatory risk on construction cost	Low	Low	High	High	Medium
Fuel cost share	Very high	High	Medium	Low	Nil
CO2 cost	Medium	Medium	High	Nil	Nil
Fuel price risk	High	High	Medium	Low	Nil
Market price risk	High (Volatily in peak)	Low (correlated to fuel price)	Medium	High (if trend of low gas price)	High

Table 1

Characteristics of cost and risks of different electricity generation technologies

Source. Adapted from IEA/NEA, Comparison of electricity generation costs, 2005

developments (Hunt, 2002). But generators and investors are confronted not only to a problem of cost minimization, but to a problem of combining return maximising and risks minimizing when choosing an equipment in a stock of technologies to invest (Gas Turbine, CCGT, Coal, Nuclear or Wind Farms). For simplification purpose in the comparison given by table 1, we put aside here some specific risks under the control of the regulators and the policy makers[4]. We concentrate on a limited set of economic risks: the risks on cost under the control of the company (construction cost, operation performance), and the risks that the investor must know how to manage t before deciding to invest and ask loans to lenders, namely the fuel price risk, the electricity price risk and the volume risk related to the wholesale competition and the demand variability.

The conclusions we stress from Table 1 are the following :

• Gas generation (gas turbine & CCGT) has relatively low cost of capital which reduces financial exposure, and generation tends to be quite flexible to follow the load on the market. Moreover when gas price

4 These risks concern changes of market rules, environmental regulation, uncertainty on equipment sitting with possible important implications for investment costs, revenues and financing conditions....

increases, CCGT tends to become the marginal equipment on the hourly market, and "makes" the electricity marginal price during a part of the year. This has two opposite effects: a good correlation between gas price and electricity price during part of the year, but conversely if investment has been decided for supplying base-load, a risk of bankruptcy when the equipment is much less called when gas price increases sharply because of higher price bid offer, what is called the dispatchability risk;

• On the opposite coal plants are very capital intensive but the fuel cost is relatively low and coal price a low volatility. They are therefore more exposed to the financial risks of whether they can repay the capital based on the volume and price of electricity off taken from the project.

• So it is for mostly up-front capital investment in nuclear or renewable. With high operating leveraging, i.e. high net cash flows, small changes in revenues have large effects on profitability. So they have greater needs of risk management than the costs of CCGT with a low ratio of investment and capital costs.

To sum up, investments in the highly capital-intensive equipments (coal generation, nuclear plants, hydraulic plants, renewable) are hampered and distorted by excessive volatility, whereas they do not benefit from correlation between fuel input cost and electricity price, as do the CCGT plants.

Second belief. Consistently with this belief, lenders have adopted this method of project financing of merchant plants, but without securing vertical arrangements. The lender's collateral resides in the projected cash flow of the project and the resale value of the production asset. Originally, because of the confidence in the market mechanisms, the lenders who demand de-integrated structures and the greatest transparency for the market rules are so confident about the functioning of the new electricity markets that they do not require collateral in the form of long-term contracts guaranteeing the project's revenues. Merchant plants were supposed to have revenues by spot sales (on energy and operating reserves markets) or short term contracts. Loans are granted to a firm specifically created on the basis of its expected cash flow without being secured by a PPA at fixed price, or by risk management by a diversified assets portfolio[5]. The investor will take his decision to finance a project after exploring returns that different technologies may deliver under a number of different assumptions on fuel prices, influence of fuel price on electricity prices (and their spread), demand patterns and capital costs.

But as it finances the project by raising as much as debt finance as

possible via non recourse debt and project financing, this imposes the self- financial sustainability of the project by its net cash flow without backing on eventual cross subsidy from the producer's other generation assets in period of low energy price. This means that the profitability of each project will be critically dependent of the net revenues during the price spikes of the market after the commissioning of the equipment.

Third belief. The belief that a rapid and adequate development of markets for forward contracts and financial instruments will offer all the means for hedging risks of new generators, suppliers and consumers has been demolished by experience of the first decade of market reforms. The price volatility would normally be manageable by electricity producers, wholesale buyers and consumers if they could develop the contractual arrangements necessary to efficiently allocate the risks across generators, intermediaries, and consumers. The use of derivatives to manage electricity price risk is difficult, because the simple pricing model used to value derivatives in other energy industries does not work in the electricity sector (DOE, 2002, Geman, 2005, Defeuilley et Meunier, 2006).

The non-storability of electricity and the non-elasticity of real time supply and demand do not allow the future or the forward price to represent a correct anticipation of its price realisation. Price spikes are particularly difficult to anticipate in magnitude and duration. Moreover whereas in other commodities, intra-periodic variations can be considered as second order variations around a trend, intra-day variations on electricity markets can be superior to intra-week variations, as intra-week variations can be superior to intra-month and intra-annual variations. These characters dissuade banks and hedge funds from playing the role of counterparty on such markets for futures and OTC—though they commonly speculate on other commodity markets and create liquidity. This situation complicates investment decisions because investors do not attribute informational quality to spot price and forward price, in the sense that they hardly reflect the situation of fundamentals.

5 It is noteworthy to quote the analysis of "Modern Finance" on corporate financing of companies which borrow from creditors to invest for complementing their generation mix. For Kane and Etsy (2004) the direct consequence of this financial arrangement is that there is a mutual exchange of options between the new investment creditors and the old creditors. Implicitly, new creditors purchase an option on cash flows from the company's other assets because managers are more likely to subsidise the new investment from other corporate assets than to risk bankruptcy of the company as a whole by defaulting on financing for the new investment. Simultaneously, however, company creditors acquire an option on the new asset as the company's managers might subsidise the company's existing liabilities with cash flows from the new investment.

It is noteworthy that the problem for investment decision in generation units does not lie solely on the fact that long term derivatives cannot develop in such a context of risk profile. In any capital intensive industry promoters of large projects with long time horizons never meet counterparties to cover all risks with an option contract that enters into effect when the equipment is started up and covers its pay-back period[6]. In any industry long term derivatives do not fully capture investments in production. The problem is informational. To conclude on this third premise, the very specific price-risk profile combined with the complexity of the existing spot markets, deters development of a liquid market for derivatives and financial contracts that would facilitate management of risks.

In the logic of this third premise of financial optimism, the producers would have no interest to secure generation investment by long term forward contracts with suppliers or large consumers because they lose opportunities to make temporal high profits, as stress in an IEA report on generation investment (IEA, 2007) :

"The investment risks are expected to be borne by the power companies, based on their expectations of future prices. They face the risk of losing money if they make the wrong decisions, but it balanced by the incentive of making greater rate of returns if their decisions are the good ones. Hedging risks through long term contracts could be seen as handing over these opportunities for greater to other parties who arguably are not in such a good position to make the decisions as the power companies themselves. Although the absence of long term contracts may lead to increased uncertainty, it may not be appropriate to consider this as introducing unstable investment decisions. The rewards will balance the higher risks. Potential investors must be able to form rational expectations of future prices that are not subject to manipulation by incumbent power companies".

Another aspect of the third belief is that, in the business model of merchant plant with no PPAs, risk is managed individually for each unit without portfolio approach, given the logic of project financing. This approach supposes that each production unit manages its risks more efficiently in an idependent way than in interdependency with other productiosn

6 In the oil industry an off-shore production project takes anywhere from 4-10 years from discovery to first production, and then produces for years or decades, while the futures market only trades out 6 years. It does not allow hedging the first year's production, until the project is well under way. Longer term over-the-counter could help such projects, but historically the bid/ask spreads - the difference between what the seller wants and what the buyer is willing to pay - on such thinly traded markets are prohibitive).

units. It restricts them to hedge their investments by diversifying their risks between different technologies on the same market, whereas portfolio approach for merchant plants give significant benefits to the producers, as it has been shown by Roques et al. (2006)[7]. Moreover, with a diversified portfolio, new producers as companies benefiting from existing equipments can rely on "portfolio bidding" on the market, as it is usual that incumbent producers do in their markets. That means that they have the opportunity to subsidize new equipments by the cash flow of existing equipments by following the market price downturn and making bids for all of their production by different technologies at price under the cost price of the new equipments.

Finally in liberalised electricity markets, experience reveals that the business model of the merchant plant underwritten with project finance clearly fails, even when the CCGTs which allow the best risk management in a sort of self-hedging, are developed, as shows the bankruptcies of all the CCGT merchant plants in the US liberalised market and in the UK (Joskow, 2004; Michaels, 2006). Since them, investors and producers are now convinced that pure merchant plant is not a viable business model.

Fourth belief. But the last belief on the viablity of large consumers' and retailers' risk management has also limitations which hamper the possiblity to long term contracting by the new producers and beyond the possiblity to break the deadlock. Indeed investors and producers are now convinced that for making merchant plants viable, vertical arrangements yielding a risk allocation adequate for establishing the required financial arrangements are needed. But they fail on difficulty for establishing long term contracts with creditworthy buyers, given retailers' risk aversion to commit on long term. That is analysed further in the TCE perspective as passive opportunism, in the sense that wholesale buyers do not want to reveal their need of hedging by long term contracting with specialised generators at fixed price on long term in order to avoid opportunity costs of these contracts when market price downturns below contractual price.

7 This theory indeed helps to find the best risk-return portfolio of power plants assets for a de-integrated producer (Roques, Newbery et Nuttal, 2006). If there are two or more possible projects in which it can invest, the investor will get a better rate of return for a given risk or a lower risk for a given rate of return if it holds a combination of these projects than if it holds any one on their own. Portfolio approach increases the costs of fossil-fuel generation over the standard estimate, and makes nuclear and renewables more competitive, though they currently appear more expensive.

In the more concrete terms of risk management, there is non manageability of the retailers's risks by developing a portflolio of long term contracts with new generators, or beyond this way, by taking shares or buying bonds of different specialised generators, as it could be on ideal electricity markets and financial markets (Roques et al. 2006).

Given these difficulties a generator could not rely on long term contracting for hedging its new generation investment in the de-integrated market model, what could be considered as a market barrier because of the impossibility to secure long term revenues for new generation equipments in the pure market model.[8] Even though the price-risk would be considerable, that does not, in and of itself, signify market failure. There is no theoretical reason why risks on the market price, should impede investments in generation. The problem results from the fact that the risk is not manageable for the investor for equipments other than CCGTs, because it could not be adequately allocated with buyers in comparison of the former situation with all the risk transferred to consumers through cost-of-service regulation.

With CCGTs, as mentioned, investors could benefit from the link between marginal cost and electricity price, as these equipments set the electricity price, that allows to shift much of the fuel and carbon price risk on the consumers. For the other equipments, this inflates risk management costs and, by raising the cost of capital with high risk premium (2.5 to 3% for nuclear project for instance), increase the anticipated trigger price the market must reach before deciding an investment in capital intensive equipments. But such projects should be better developed if an allocation of risks onto the consumers could be achieved in a way or another in the de-integrated market model.

3 Transaction cost minimization : workable combinaisons of investment and long term contracting

In this section we adopt the transaction cost economics perspective to explain the selection of institutional arrangements between new generators and wholesale buyers. In a first stage we point attributes of

electricity transactions which incite new generators to search vertical arrangements. Then we come back on the basic dilemma for new generators and wholesale buyers which is optimizing their respective net revenue by combining their respective risks. Then we show how consumers' opportunistic behaviours restrict investment in generation. In the last sub-section, we show under which conditions different long term contracting options could be developed for mitigating the incentive of opportunistic behaviour by the use of safeguards.

Attributes of transaction on electricity markets

We refer to the Transaction Cost Economics, the body of the economic theory which explains the prevalence of vertical integration and hybrid arrangements on market transactions for allowing the development of specialised investments in context of uncertainty (Williamson, 1975, 1985 and 1996).

A major aspect of the uncertainty, endogenous to the transaction, is the opportunism of the parties, i.e. the capacity of one party to take advantage of the other party which is the more engaged in the transaction.[9] Referring to difficulties and risks of contracting, TCE explains the choice between different institutional arrangements, spot sales, incomplete contracts, and vertical integration in relation to the necessity to protect investments specific to transactions. It considers several attributes of the transactions as the determinants of this choice: equipment specificity to the transaction, i.e. a mix of large sunk cost, long live and non-redeployability of the equipment (i.e. the impossibility to be moved or used for another production) which is the most important determinant, but also as other determining attributes: measurability, externality, complexity, frequency and uncertainty in the environment of the transaction.

In the former electricity industries with no technological possibility to relate producer and off-taker in real time, the production assets were geographically specific to the area monopolies and time-specific in the sense that their instantaneous productions must be tightly coordinated

8 We follow De Vries, L., Hakvoort, R. (2003) in this direction.

9 *Opportunism* is Williamson's concept of "self-interest seeking with guile." In a world of opportunism individuals cannot be assumed to keep their promises, to fulfill their obligations, and to respect the interests of their trading partners unless "safeguards" are in place. The task of economic organization, in Williamson's terms, is to "organize transactions so as to economize on bounded rationality while simultaneously safeguarding them against the hazards of opportunism."

in time with the system operation. Given their retail and transmission franchises and their technical authority in last resort on the generators, the local utilities would have been the monopsony power to exert their opportunism, both by imposing a purchase price and by giving priority to its equipments in real time technical dispatch in absence of utility regulation. But, provided that cost-of-service regulation could help these buyers to assume all the costs and risks because they could pass through their costs and transfer their risks on the consumers, wholesale contracts could be incomplete but include provisions to recover all the producers costs by covering the maximum of unlikely contingencies, in particular the fuel cost upheaval, system bottlenecks, etc. This helps the buyer to avoid opportunism and to help the seller to recover all their sunk costs in case of negative contingencies. This regulation allows long term contracts to coexist with vertical integration between generation, transmission and supply activities, for allowing the development of new generation equipment with low risks for the generators and low capital costs.

When numeric technology went and allowed bilateral transactions of any producer and consumer after third party access liberalisation, competition could be introduced at the different stages of the markets. New producers can sell their production on anonymous spot markets or bilaterally to any retailer or consumer. Geographical asset specificity to sell to the area monopoly disappears. Time-specificity is dispelled and externalities of the physical transactions are managed by the system operators (SO) which legally receive the technical authority for managing externalities by using market mechanisms for receiving offers of ancillary services and real time balancing (Glachant, 2004). Suppliers help the system balancing by being incited to physically balance their sourcing flows and their sales, the licence of load servicing entities (or of "balancing responsibility") including provision for payment to the SO.

The transactional problems of entrants in generation will depend upon the technology they use and in particular the importance of fixed costs, the equipment scale, the correlation between fuel cost and electricity price, its flexibility to follow the load of their purchasers and to be able to propose market-priced services to the system operator.

Those which have the more capital intensive equipments, the less "self-hedged" by gas and electricity prices correlation and the less flexible (as nuclear plants and to a lesser extent coal plants) are obliged to develop a large range of transactions to sell their production and hedge their different

risks, by comparison with the CCGT producers which benefit from the advantage of self-hedging. Complexity and frequency of transactions incite production players to search for other institutional arrangements than spot or short term sales for developing capacities in some technologies. The character of the uncertainty on electricity markets, rooted in its limited stochasticity, adds to this incentive for equipments presenting no advantage of correlation of its production costs with electricity price. As said, the non-storability of electricity results in an exceptional variability of market price and a slackened consistency of the price-making with the separation of hourly markets, making all hedging activities difficult.

The generators' and consumers' basic dilemma of optimizing revenues and sharing investment risks

In their seminal work of 1984 on the comparison of different models of reforms of electricity industries, Joskow and Schmalensee (1984) have been asserting that operators confronted with the uncertainty of outlets and short-term prices on wholesale markets, will look spontaneously for institutional arrangements that allow them to invest without risking the active or passive opportunism of purchasers. But they referred to the experience of the independent production contracts signed between entrants and utilities with a monopoly of supply, which at the time were developing in the USA. We have to generalise this assertion to a vertical de-integration situation where suppliers are confronted to competition in the retail and to market price cycle.

Producers could use fixed price long term contract to secure a generation investment, as we shall argue later. But counterparts which are less engaged in the transaction than the producer who has invested would be always incited to renegotiate or to break the contracts as soon as the market turns down.

At a first glance, interests of generators and large wholesale buyers are converging, as Chao, Oren and Wilson (2008) sum up. Indeed the fundament of this is that interests of producers and suppliers who have to look for hedging their risks appear to converge for signing long-term fixed-price fixed quantity contracts. Ideally such a contract protects the producer against sustained low prices while consents to get lower revenues during a period of high price to the benefits of the purchaser. And symmetrically the contract protects the supplier against sustained high prices while foregoing higher revenues to the producer during the periods of lower prices.

Moreover with a long contracting, the generator can use the contract as security to obtain loans to finance construction. And it could also use it as guarantee to negotiate a long term fuel supply contract in good conditions of risk allocation. But such hedging solutions are not so simple because there are inherent obstacles to long term arrangements with reluctance of large consumers and intermediaries (suppliers) - virtually the only credible counterparties for a generator in a long-term project - to enter into long-term contracts, because of diverging interests and incentives of opportunism.

As suggests by the Transaction Cost Economics, an important condition for the credibility of the suppliers' long term commitment and the subsequent confidence of a future investor to sign up a long term contract and then install its new equipment is the existence of guarantee which limits opportunistic behaviour of the counterpart[10]. A basic option for securing against this opportunistic behaviour is to include safeguards in the long term contract structure like hostages or common assets. The roots of opportunistic behaviour for buyers can be estimated by the difference between the exit costs from the long term contract and the possible gain given by an alternative option for energy sourcing on the spot market. So, following a number of authors (Michaels, 2006; Joskow, 2006; Chao, Oren and Wilson, 2008 for instance), in the electricity sector, if the possibility to shift their risks to their customers does not exist in one way or other, wholesale buyers are tempted to exit and break the long term contract.

The solution will lie either in an existing base of sticky consumers attached to historic suppliers, or a remaining franchise for the supply of households on them (Green, 2004; Newbery, 2001) or else the Joskow's solution which underlines the importance of last resort supplier provision to maintain a large segment of sticky consumers (Joskow, 2006). Indeed, in the US systems that are completely opened to competition in retail, the historic operators as suppliers of last resort can assume a large part of the investment since their diversified portfolio of retail clients contains a large base of sticky customers who are reasonably loyal to them, given this provision of last resort supplier. Under this provision, consumers who have opted out can come back to the historical supplier and benefit from the public price which remains under the supervisory of the local

10 In Transaction Cost Economics, opportunistic behavior is a key issue. Williamson (1985) considers that sometimes firms can behave cooperatively, but because it is not each time the case, safeguards are needed in the long term relations, given this uncertainty.

regulator. So when the retail market price increased in 2004-2005, a mass of customers came back to their utility (Chao et al., 2008).

This provides them with the stable market share they require to render long-term purchase fixed-price contracts attractive for them. It creates de facto a protective niche where the consumers benefit from public prices monitored by the regulators and disconnected more or less from the volatility of market prices. It makes them able to pass the price differential of their purchase contract over the wholesale market in their retail prices. In the European markets last resort supplier provisions exist but does not give to the consumers the same opportunity to switch back to the historic company (This provision mainly gives a protection in case of failures of the customers' supplier). That means that, if there is a risk of high market price on the retail market, consumers will not have the opportunity to come back[11]. So historic suppliers will keep a large fringe of inactive consumers to which they could transfer part of their sourcing risks, because these consumers have no interest to switch.

In fact suppliers as large consumers are reluctant to contract on long term with generators which could produce with stable costs and offer them stable prices by installing new equipment.

Observing the markets reveals that the duration of bilateral physical contracts or financial options contracts, between generators and wholesale buyers (including large industrial consumers) is, at most, two years, generally one year and less. They are too short to accompany the development of specific new capacities. Producers rarely find counterparts for longer sales contracts. In addition, in the real markets, the vast majority of these medium-term bilateral contracts do nothing to hedge against price risk, since prices are simply harmonized with, and indexed to the hourly price on the power exchange, simplifying negotiations and curbing transaction costs.

A first interpretation would be consumers' passive opportunism because they avoid to show their need of hedging to these generators, or else their need of stable price disconnected for instance from the increasing influence of CO_2 internalisation on the market price. In other words

11 The observation of the active retail markets in Europe allows identifying segmentation between a large majority of inactive consumers, few variations in the annual rhythm of switching from the historical suppliers, and a consolidation of the segmentation between active and inactive consumers (Wilson and Waddam-Price, 2007). In particular because the segment of active consumers will be more and more fluid under the learning effect, this market will be more and more complex to understand by the inactive consumers and more and more opposite to their decisional routines (Defeuilley, 2007).

such wholesale purchasers which are well informed and wish to hedge such risks do not express their preference for technology mix and fuel diversity by contracting directly with entrants or specialised generators.

In fact, in the case of the suppliers the reason for which they do not wish to be bound by PPAs with fixed prices on a long time-span is elsewhere. The supplier is generally locked by his portfolio of mid-term sales contracts with flat prices without few possibilities to adjust the price upward shortly after wholesale price increases[12]. Their problem of price risk management is increased by the fact that, generally, regulators define favourable rules to consumers to switch in order to help retail competition. The latter have the legal opportunity to leave their contractors for switching to another one with a delay of few weeks. Moreover, in some markets such as the US liberalised ones, the consumers benefit from the provision of provider in last resort which allows them to switch back in any case to the historic supplier if the retail prices are changing. So in case of price downward, not only they have to follow the move of the price when contracts are renegotiated, but they are exposed to the risk of important switching before the end of running contracts.

In this context three reasons deter suppliers to commit to fixed-price and fixed-quantity contracts so as to fixed price non-firm contracts, with producers or entrants on a long period :

1…First the suppliers which are buyers on the wholesale contract and spot markets are also sellers on the retail market. This position of intermediaries which makes them exposed to a risk of price squeeze constitute a clear incentive to opportunistic behaviour in case of market downturn. They are generally constrained by two facts. First the majority of their sale contracts are at flat price. Second they do not possess a stable base of sales contracts allowing them to assume the risk of signing such long term contracts with new generators. They are vulnerable to a high risk of losing customers by switching if they do not follow wholesale price developments. With their long term fixed-price procurement contracts when there is a significant downturn in the wholesale market, any of the suppliers having signed fixed price contracts with generators that

12 There are three main types of retail contracts offered to small commercial consumers and households (Littlechild, 2002) : first the fixed-price contract for one to two years : second the standard variable contract where the supplier may adjust the contract price either at regular intervals, or when changes in supply costs occurs; and finally the market-based contract where the price directly reflects the spot price plus a margin (as it is used mainly in Norway).

provide for price guarantees will be tempted to break these purchase agreements, because they are simultaneously subjected to substantial risks in their client base [13]. Medium and large customers are always on the lookout for a lower price and, in the event of a drop in wholesale prices, they will switch to new entrants which will capitalize on the new price if their original supplier does not pass the wholesale price decrease in their sale price. If they are locked to the long term contracts by incentives of high penalties, the risk of bankruptcy is high.[14]

2…Second the fixed quantity clause, which contributes to protect the investment in generation capacity, exerts restrictions on the need of flexibility of the suppliers which could not have only such contracts in their portfolio of sourcing. Indeed they prefer flexibility to meet their changing loads and to seek market shares in overall demand growth increment.

3…Conversely the non-firm contract places plant availability risk on the buyer, whereas the firm contract price reflects the cost to the merchant generator of bearing the plant availability risk.

So the benefits are not exactly symmetrical between producers and suppliers because the stakes for each party are not the same. Indeed by installing new equipment the producer irreversibly commit for a period of several decades while the supplier's advantage taken from the contract are confined to the duration of spike price periods. In the TCE perspective, it appears that if the buyer behaves in an opportunistic way and breaks the contract, there will be always a cost for the producers to search new purchasers and few chances to contract in equivalent terms on the price and the time-span. It is noteworthy that the incentive to opportunism is the same for large consumers which are committed in

13 Simulating situations in which retail companies with existing long term contracts would incur losses, Green (2003) estimates the effects of such situation on the wholesale markets by combining models of electricity retail competition and of wholesale competition. Given market long term markets and enough volatility, he shows that retail competition might raise wholesale price up to around 20%.

14 The example of TXU-Europe bankruptcy in 2002 made professionals discover the risk attached to the pure supplier model and the necessity to hedge the supply business by more flexible contracts with indexed price and physical assets. (Cf. Power in Europe, December 2004). TXU-Europe which had 17.8% of the British market share sold 3.8 GW on its capacity of 6.5 GW that it owned yet in 2000 and which allowed him to hedge 80% of its sales. This reduces its physical hedging to 20% of its sales. When the wholesale price downturns in the British market in 2002 with the change of market rules to NETA, TXU-Europe was locked by long term contracts negotiated at quite high prices during the former periods.

long term contracts. This risk of wholesale buyers' opportunism is the most constraining limitation, as it deters producers from signing long-term contracts with them, as emphasized by De Vries and Neuhoff (2004). Or even if long-term fixed-price contracts were signed, they would not provide credible guarantees for the producer investing in generating capacity. Before committing to an investment they must anticipate the possibility of losing revenues if any of the long-term contracts they may sign are challenged, or one of their major clients declares bankruptcy. Thus, they will be reluctant to engage in, and invest on the basis of, any long-term contracts on significant volumes.

3.3

Long-term contracting and safguards to mitigate opportunistic behaviours

Consequently we will consider the innovative ways to build long term contracts, with first the issue of long term relations between producers and large consumers and second the way to stabilize long term contracting between producers and suppliers. Innovative contracting allows different modes of risk allocations which could decide suppliers to commit. Indexed price contracting, tolling contracts, and option contracts, all these intermediate forms of contracting require at least one and usually both of the parties to bear risks of one kind or another.

1…Indexed-price contracts generally index the price of electricity to the cost of another commodity, in particular the cost of the fuel used to generate the electricity. Indexing the contract price of electricity to the price of the fuel stabilizes net cash flow for fossil fuel generation plants. With such an indexation in a CCGT project, the fuel price risk is allocated to the buyer because the buyer receives a variable-priced product [15].

2…The so-called tolling agreements whereby the power purchaser delivers fuel to the generator and takes delivery of the resulting kWh more clearly allocates the risk of fuel price variability to the buyer. This one in fact leases the generation plant for converting natural gas to electricity. The seller is paid not only for the use of its facility, but also for simply being available to generate[16]. It is noteworthy that these types of indexed-price contracts do not fit with the risk profile of investment in capital intensive equipment with a low share of fuel cost or not all as

15 A variant is the "spark-spread contract" which enables the producer to hedge differences between fuel and power prices.

nuclear, hydro or renewables plants. In their case a constant-price and fixed-quantity contract stabilizes the cash flow whatever fluctuations in the spot price.

3…Financial option contracts were a sort of insurance contract against volatile price. They are more favourable to the buyers'interest. Option contract enables them to hedge against high price risk without exposure to the quantity risk that it would have in the first types of contract if the contracted quantity exceeds the amount required to serve its market. In this category contracts for difference with symmetrical options "call" and "put" reflect the mutual incentive of producers and buyers for price insurance[17]. It is noteworthy that such contracts have been made possible by the fact that they benefited from this remaining franchise on which regulated tariffs could pass through the price cost of their contractual purchases to their captive customers.

We now distinguish between the long term contractual arrangements with large consumers and with suppliers.

Long-term contracting with large consumers

Three options are of interest in this issue : first the capacity development in joint venture. Second, the horizontal arrangements between associations of large consumers and producers. Last, the Virtual Power Plant solution. Large industrial consumers are among the potential counterparties for generators seeking to invest. Rather than develop their own equipment to hedge purchases in the face of erratic short-term price fluctuations, large consumers can seek to obtain more stable terms and avoid movements in wholesale prices with long-term supply contracts. If energy costs are an important share of their costs of production, they could search to access to physical resource of power plants the costs of which is independent of fossil fuel prices. But interests are not completely converging[18]. On the

16 The experience in California of the long term contracts which substitute to the power exchange after its crash in 2001 is illustrative of the diffusion of this innovative contracting. In their study of the long term contracts signed by the California Department of Water Resources (DWR) in 2001 after the crisis, Wiser et al. (2004) find that forty-one percent of the electricity is supplied in "tolling" agreements most of which give the DWR some flexibility to dispatch the facility. Fifty-nine percent of the electricity is supplied at fixed prices fixed quantity (i.e. non-dispatchable).

17 It has been used as in the British market by the regional electricity companies (REC) and the entrants in the nineties, when the RECs retain a legal franchising on the households segment.

18 Examples of such long-term contracts associated to the building of large equipment show that possible conflicts of interests between potential parties could be defused in each context.

side of the generator to make this kind of contract interesting to invest in a new capacity, it must provide for sufficient volume and time to be associated with the construction cost recovery. Moreover the industrial consumer must be a creditworthy counterpart, in particular with limited risk of relocation or of bankruptcy and de-incentives to opportunism.

On the side of the industrial consumer there is always a risk to lose the opportunities of electricity purchase at lower price than the contractual one during the stage of low prices on the market. Concerning prices and producer' revenue, a "normal" margin is contractually guaranteed on the production share which is reserved to supply the industrial partner. The arrangement does not give opportunity to make more margin over cost when market prices are set at a high level. As examples concerning such capacity developments in European countries, electricity companies and large industrial consumers (chemicals, metallurgy) have made joint ventures to develop large CCGT units[19].

They divide the power between the needs of the industrial partner and sales on the wholesale market. In order to let an important power surplus which is independent of the constraining process need in steam or heat, the equipment is flexible and the electric power capacity is over-dimensioned above the industrial partner's need of power. The supplementary production is owned by the generator partner and could be sold on the market with high margin over cost during period of high market price.

Another way for the large consumers to proceed is horizontal arrangements in consumer's cooperative of production or consortium of electricity purchase. The example of the Finnish TVO consortium which ordered a large nuclear plant in 2005 is illustrative of that way to share risks of a new generator installation in order to control their electricity supply cost.

A particular arrangement—an electric cooperative in generation owned by several very large consumers (pulp and paper) and local distributors—was already established well before the 1996 market liberalisation reform. Its purpose was to construct and operate large generating facilities yielding benefits from electricity sold at the cost-price in the framework of long-term contracts (40 years) signed ex ante and which gives off-take rights to each participant.

19 Partnerships are based in some cases on valuing a secondary fuel as blast furnace gas. In all the case they are based on the combined production of heat (steam) and power.

Box 1

European experience of long term contracts between producers and industrial consumers with development of a new large equipment on site

Among projects which have been developed in a contractual partnership between producers and industrial consumers, four cases concerned production on site.

- **In France** a joint venture between GDF and Mittal Arcelor for the development of CCGT of 800MW on the Dunkirk site using blast furnace gas as 40% of the gas and the corresponding heat and electricity is off-taken by Arcelor (225 MWe) while GDF sells the remaining electricity on the electricity market;
- **In Belgium** a long term partnership between Electrabel, RWE and BASF with a risk sharing arrangement for a large CCGT cogeneration of 400MW on site in Antwerp; each of them delivers up 150MW (with heat included for BASF);
- **In the Netherlands**, a partnership around a large cogeneration plant of 400 MWe (and total of 820 MWth) near Rotterdam (Rijnmond site) organised by a 15-year contract (with a five year fixed price and remaining years with indexed price) between the project developer InterGen and the electricity supplier Nuon in a first stage (the contract has been sold in 2007 to another Dutch supplier Eneco);
- **In Italy** an agreement between Suez-Electrabel and the chemical company Solvay for a combined cycle unit of 400 MWe in Rosignano (with 100 GJ/hour of steam off-take).

Source: "New Power Plant Tracker", Power in Europe, Issue 508, September 10, 2007

Table 2

Comparison of the implications of large consumers in the different arrangements

	Contribution to investment	Technical and commercial shared risk	Governance issue	Margin over Cost to be accepted by consumers
Consortium producers –industrial consumers	High	High	High	Low
Consumers cooperative of production	High	Medium depending on the terms of PPAs	Medium	Low to medium
Long term VPP	Medium	nil	Low	Medium depending on competition

After the reform, this type of long-term arrangements was reproduced to allow the order for a three-billion euros nuclear reactor of 1700 MW in 2005. The large consumers want to be unaffected by the effects of random hydro inflow situation, future CO_2 price and be protected against the market power risk. Fixed-price purchase agreements independent of the NordPool market price and harmonized with the levelized cost of around 30€/MWh at low cost of capital of 5% were signed for "ribbon" deliveries, allowing the generator to obtain corporate financing with high leverage ratio (75% of debt) and borrow at low rates (Tampere University, 2004).

Last solution studied here of long-term arrangements between generators and industrial consumers is based on the same principle of the virtual power plant contract (VPP). This VPP contracts are a much lighter governance structure than in the two previous consortium arrangements. They are more flexible because they are not linked with new equipment. But the payment may be structured as if the consortium would have to build itself a new plant with a capacity corresponding to the contractual quantity, and to finance this virtual equipment: the consortium pays fixed initial upfront payment at the beginning of the contract and then a fixed price corresponding to the variable costs. This constitutes a form of hostage to limit buyers' opportunism incentives. But other provisions have to be added to prevent individual strategies of opportunistic exit in the event of unanticipated long lasting downturn of the market price below the contractual price.[20]

A priori this type of arrangement could be applied either to indistinct purchase of electricity or to finance a new one with a generation cooperative, but the time span of the commitment tends to be inferior to the cost recovery period of capital intensive equipment. We can refer to the French example of a cooperative for long-term purchases created in 2006 by the seven largest consumers (under the name of Exeltium) to acquire blocks of a fixed amount of electricity (35 TWh/year) at a the cost-price of nuclear production (i.e., near the cost of generation of large capital intensive equipments not exposed to CO_2 cost) in the framework of one or several tendered contracts covering 15 to 20 years.[21] A similar arrangement exists in Belgium under the name of Blue

20 Exit is only allowed to accommodate a modification to the industrial strategy as off shoring, or bankruptcy.

Sky. These arrangements are a way to access to physical resources by buying drawing rights on existing equipments.

Let us notice that competition policy principles could be opposed to such arrangements. Jurisprudence shows that they could be accepted if the consumers group does not cover an important share of the industrial demand and if selection between producers is made by auctioning.

Behind logics of bilateral setting or offering to call for tenders, these arrangements suppose that producers find an interest to guarantee their revenues for a part of their production, and to give up opportunities of higher revenues on short term market. It is noteworthy that a generator may find it beneficial to bid with a contract price below the anticipated market price and sign that type of contract to supply purchasers whose consumption profile is constant throughout the year and uncorrelated with that of other consumer types. Lastly, the quoted examples of such arrangements are the results of political compromises after pressures of large industrial consumers to have direct access to physical resources; and this suggests that the proof of reproducibility of such arrangements linked to a virtual asset of a given technology has to be done.

Whatever it could be, contractual solutions that are designed to collateralize and secure investments in generation by market producers are of interest to very large consumers. But as they represent at the most a fifth of consumption in mature economies, they can be only one means of developing generation capacity in liberalized markets.

Long term contracting with suppliers : their need for a base of core consumers

Suppliers' commitment to long term PPA at fixed price with new generation entities should be in fact the major means to secure investment in capital intensive and high sunk cost equipment. But in the event that the retail market is completely open to competition with market rules that eliminate switching costs, retailers bound by long-term fixed-price

21 In the case of the accepted bid after auction in 2006, the price offered by the chosen producer (38 €/MWh) for a first contract of 18 TWh per year (in fact, this is the French historic operator) corresponds to the complete cost of generation by existing nuclear reactors at their replacement cost if they would be re-built in the same industrial and regulatory conditions than before. Let us notice that the consortium has to finance the first payment which covers the large upfront cost of virtual equipment by borrowing. This type of arrangement presents a financing advantage for the contractors in the sense that lenders agreed to lend money to the consortium with high gearing, deconsolidated and non-recourse debt for the members of the consortium.

contracts with generators are vulnerable to the previously mentioned price squeeze, because they risk losing their market share to entrants if they do not follow the price downturns on the wholesale price. But their loss of revenues exposes them to bankruptcy. Even with indexed price contract, risks exist that electricity price downturn is more important that the contractual price decrease.

So as mentioned, anticipating opportunism of suppliers, producers hesitate to sign PPAs and investors to lend money with these PPAs as collateral. They need creditworthy purchasers as shown by the attitude of lenders who now accept project financing in the USA only if the IPP has a PPA with a historic supplier which has still a regulated monopoly segment (Chao et al, 2008).

But there are disagreements around the conclusion that complete retail competition precludes the signing of long term contracts. The IEA report on conditions of generation investment (IEA, 2007) and Littlechild (2002) argue against this analysis. For the first one, suppliers have different means to manage their risks; in particular they could manage them by co-managing their risks in their portfolios of sourcing contracts and sales contracts. In particular every supplier should seek to maximize their share of market-based retail contracts with price directly reflecting the spot price. For the latter author, "*if the contract is really worth signing, the retail supplier could match any price reductions to customers and still come out ahead. A consequence of retail conception/competition is that suppliers who wish to sign long term contracts have to back their own judgement rather than pass the risks to consumers; this is likely to improve the quality of decision making*" (Littlechild, 2002).

In other words, as a financial company which makes fixed interest rates mortgages available while short run rates vary, a supplier transforms short term forward contracts at fixed price in the retail to long term forward contracts in power purchase with producers, provided that it could renegotiate the contractual retail price when retail contracts are ended up in relation to change in wholesale spot price. In the real world suppliers do not exactly develop in this direction.

The complementarities between long term contracts and a sticky retail segment

In the real world, the different types of consumers do not react in the same way to price signals, and most of them are quite risk adverse. That means than there is on one side a real risk of customers switching in case of wholesale price downturn, in particular from the side of industrial consumers and in some markets from active household consumers if the

regulatory and structural conditions of retail competition favour aggressive commercial strategies. The competition is quite different between most of the American liberalized ones and the most active European ones in which high cumulated rates of switching (i.e. the total of switching since the opening of the markets) are observable when effective unbundling, historical supplier's brand changes and lowering switching costs have been realised by the regulator[22].

In the more general case, in the other US and European markets, on the households and commercial segments, there are a number of inactive customers which are pasted to their original supplier, and in confidence prefer flat prices contracts or else the standard variable contract where the supplier may adjust the contract price at regular intervals. This is a matter of fact which is not simply linked to the dominant suppliers' strategies of branding and consumer loyalty building; In this perspective, Chao, Oren and Wilson (2008) who in the past have promoted the most de-integrated market design in their numerous theoretical works, now consider that "*a basic lesson of liberalized electricity markets is that customers (on the households segments) are deeply adverse to price volatility and to continually monitor and control their consumption. (…). There is a continuous role for (historic suppliers) in providing intertemporal smoothing of retail prices*", as did formerly the cost-of-service regulated utility. In other words, given that this large part of the consumers do not want to manage the price risk, the incumbent suppliers should assume this function for them, but in exchange can pass through major part of their sourcing risks to them. And it converges with the producers' interest to meet suppliers able to commit in long term purchase contracts at fixed price.

To go further in this direction, the historic supplier must retain, either *de jure* or *de facto*, a significant segment of its clientele that is either captive or quasi-captive. Either the historic suppliers may legally retain their resale monopoly on part of the market (the segment of small consumers in their distribution area) or, after a complete opening of retail to competition, the retail market reform remains incomplete and leaves the supplier a significant base of "sticky" customers. Both of these conditions would enable them to pass the cost differential of the purchase contract over the wholesale market in their retail prices.

22 :In 2005, the shares of switching customers are respectively 11% in Finland, 13% in Spain, 25% in Norway, 32% in Sweden, and 45% in Britain for the most important ones (Defeuilley, 2007). In the US liberalized markets only the Texas retail market exhibits high switching rates of 30%.

This situation appears to be the solution for curtailing opportunism risk of the suppliers who might enter into long-term contracts, provided that regulation of retail supply lets such imperfect competition situation. It must be underlined that it essentially concerns only the historic suppliers. It allows these suppliers to shift their risk onto some consumers and pass changes to the wholesale price on to their retail prices without risking the loss of too many clients. Chao, Oren and Wilson (2008) stress these complementarities when they conclude (p.30): "*The role of (historic suppliers) could be ideally complementary of those of lowering capital cost (for generation investment) when they sign long term contracts with IPP or invest in generation*".

Backing the contractual credibility of the suppliers to a consumer franchise

Newbery (2002) and Green (2004) who usually defends the value of market principles for wholesale exchange develop a stronger position. They advocate retaining consumer franchise and reverting to monopoly in retail supply to households, in order to ensure a stable customer base and facilitate investment. They argue that the complete opening of retail to competition does not induce any improvement in short-term efficiency, since wholesale price movements are not reactively transmitted to retail prices, and competition is only exercised on the already reduced margins of supply. While total retail competition extends volume risk for the intermediary and contributes to hamper their commitment in investment.

But a new problem will be raised for the regulator. If a partial monopoly is maintained by new franchise for small consumers, the challenge is to ensure that local monopolies have sufficiently strong incentives to negotiate low prices with generators. This can work in two ways: regulating by either comparing across distributors (yardstick competition) or by tendering long-term contracts (Green, 2004). But if the sector is quite fragmented in distribution and supply, regulation could be complex and information costly, as stressed by Littlechild (2006)[23]. He notices that a disadvantage of retail monopoly is that utilities and regulators who do not have to test their judgements in the market, are typically not well placed to judge the costs and risks of long term contracts or physical hedging by installing and producing by own generation assets (not clear). They can nevertheless force customers to be associated to such contracts and bear the resulting costs and risks.

23 The regulator would have to define a future path of evolution of spot prices and forward price and refer to a benchmark of purchase strategy by the historic suppliers, to assess the different risks and allocate them between producers, supplier's and consumers.

In such situations some authors consider that the control problem could be solved by auctioning the long term contracts of suppliers with partial franchise in order to benefit from the pressures of market mechanisms. Rothkopf (2007) recommends that auctions must be under the control of the regulator and new capacity should be procured by forbidding any entity with significant ties with the supplier from participating to the auction. It is only if no independent candidate can be selected that these entities could compete. Let us note however that the complexity of the supplier's regulation in the *half-slave half-free* situation is not only the lot of the supplier's partial franchise In the former case of no legal monopoly in distribution but stickiness of consumers to historic suppliers, the regulator needs also to ensure that suppliers who are strong in the mass market segment do not exagerate the transfer of costs across market segments. In these two contexts of either imperfect competition in the retail supply with large core consumers or partial franchise, experience shows that suppliers do not hesitate to sign long term contracts as well as shorter term ones in different markets: Britain, Germany, Norway, New Zealand, Sweden the Netherlands (see box 3) and several States in the USA, even if volumes are small.

Opening the range of vertical arrangements: towards re-integration ?

4

Long term contracting between new generators and suppliers which could commit thanks to the guarantee offered by their core customers is not the unique solution. Partial or complete vertical re-integration represents an another hedging optionfor the IPP to secure investment in generation: it allows to the vertical entity that off-taken quantities and sales prices of its new productions will be guaranteed in a way or another and the fuel risk could be transferred on to the supply unit, i.e. the internal buyer.[24] So it is for the suppliers to hedge part of its sourcing.

24 We put apart the issue of long term contracts in the transition period where a de-verticalization is organised by the regulators by blocking the retail price of the suppliers and their consequences on the competition. There is a vast literature about this choice of stepped liberalisation process in the USA, in particular after the Californian crisis and its consequences on bankruptcy of the historic distributor-suppliers restricted in their possibility to long term contract (For an synthesis, see Michaels R., 2006 ; Mansour E., 2005)

This leads to analyse in a second stage the fitness of vertical industrial organisation based upon both a successively grown portfolio of various generation technologies and a developed set of customer relations, with the stake to invest in a variety of generation technologies to lower in average its production costs.

4.1 Vertical integration of production and supply : an efficient alternative to long –term contracts

Given the alternatives between long-term contracts and vertical integration, the quest for vertical integration between generation and supply can be understood, from the two respective perspectives of the electricity producer and the electricity supplier, as a strategy for reducing endogenous risks (opportunistic behaviours) and uncertainty effects for the players set in the two levels of the new value chain. Other attributes of transactions – frequency, complexity, uncertainty related to possibility of market power exercise in the environment of the transactions– appear to give more decisive advantage to vertical integration over spot transactions, but also on long term contracts for a large part of the production of new generators, and conversely for the sourcing of the suppliers.

The generator's perspective

In this first perspective, the inherent guarantees to the vertical arrangement suffice to obtain corporate finance arrangement which intrinsically generates low transaction costs, and also lower debt cost. It keeps advantage on the merchant plant/hybrid finance model which emanates from the now amended merchant plant model by associating the signing of long term contracts before building the equipment. The PPAs add to the transactional complexity of the merchant plant's project financing agreements which already set on a high number of contracts between various parties and entities, which are required by the investors to allow the best control on risks.

Second, whereas the long-term contract allows the sharing of investment risks (construction, fuel price, market price, volume risk) between different parties by a variety of provisions, while under vertical integration all of them would be managed by a single entity. That means in particular that adaptation to uncertainty is more efficient under the "hierarchy" which is inherent to the firm as a governance structure than in the framework

of long term arrangements which, as being incomplete contracts, include provisions for adapting the contract but with delays and transactions costs. In case of price downturn, the risk of massive customers switching the trading and marketing division of an integrated firm has not the same incentive to opportunism, provided that the wholesale price will not established below the cash cost (fuel, etc.) of new equipments. While an independent supplier committed in a long term contract at fixed price or even at indexed price will be tempted to do it whatever the threshold of profitability of the producer, the trading department of any (quasi-) integrated electricity company looks only for opportunity of some short term arbitrages. And in case of long depression of market price under its cash cost, it is only the managers of the company which could decide to mothball the equipment. In the de-integrated situation with a long term contract, the purchasing party could be tempted to break the contract in situation of dramatic price downturn, which could make the producer bankrupted in market price is lower than its fixed cost.

In more mundane terms, the vertically integrated generator controls the risks associated with asymmetrical changes in profit margins at each stage under the effect of market prices fluctuations. That which is lost by one unit is recuperated by another. In the perspective of the integrated supplier, this one stabilizes and secures also the terms of its wholesale purchases, even if it does not completely control its volumetric and price risks in resale. Advantage is still clearer when vertical integration is organised with a historical supplier which benefits from a large segment of core consumers on which some market risks could be transferred.

The suppliers' perspective

On the suppliers' side, the symmetrical advantage could also play. When competition is effective and fluid on the retail market, vertical integration for the majority of their sourcing makes risk management easier than in the pure supplier model with some long term contracts with fixed price or indexed price. Incentives to adopt vertically integrated arrangement for the majority of their sourcing are twofold. First there are transactions costs savings, with regard both to negotiating the contract and monitoring contract performance (amending clauses, renegotiating, etc.).

Second complexity in risk management is increased by their responsibility of load servicing entity as "balancing responsible". This gives to physical hedging some advantages to a vertical integration in majority (not clear)

over a sourcing strategy only based on long term contracts with new or existing producers. Indeed in a long term arrangement between a supplier and any new producer, there is a clear opposition between its need of volume flexibility and the generator's need of off-take guarantee. In their sourcing strategy, suppliers develop a portfolio of one/two year contracts of energy block purchases and monthly/weekly contracts of energy peak, but they have a permanent need of volume adjustments by purchases on the day-ahead, or by real time re-sales in case of temporary over-contracting. This creates a fundamental risk for the supplier that it cannot hedge on the forward market, given its random profile. Neither has it transfers this risk on its customers, given the rigid characters of the sale contracts. Consequently suppliers have interest to make up their hedging strategy by contracts of different time-spans and by some physical hedging by buying or installing flexible generation equipment such as CCGTs in particular for their sourcing during peak and mid-load hours in the week[25]. In other words, the supply business is a higher risk business subject to the normal bankruptcy risk faced by companies in competitive markets. The risk management advantages of generation and retail integration are very important, such that stand-alone retail electricity companies have struggled.

4.2 Combining generation portfolio, consumers portfolio and vertical arrangement

Vertical re-integration is generally associated to a diversified portfolio of generation equipments, what gives an advantage in terms of hedging to investment projects of the vertically integrated company by comparison to a merchant plant project even backed to a long term contract with a credible party, as point by Chao, Oren ,Wilson (2008).

In the producers' perspective, ownership of a diversified portfolio of generating equipments gives them a greater capacity to spread the operating risk attributable to the volatility of input prices (fuels, CO_2

25 The example of Centrica's strategy of sourcing for its electricity sales in its development strategy of dual fuel supply after 1998 is interesting in this respect. In a first stage it entered in different long term contracts. But the development of physiscal assets progressively becomes the most important element. Centrica buys a number of existing gas-fired power stations of a total of 1650 MW and in 2007-2008 is developing a new one of 890 MW. It will supply more than half of their power sales by his physical assets. This suggests that for a pure electricity supplier, vertical integration presents a necessary complement for risk management to long term and short term contracts.

permits), as well as market risk. This capacity could be acted in trade strategy of portfolio bidding, as said above. Moreover, even for non-integrated producers, a diversified portfolio gives them an advantage for accessing to cheaper debt. Lenders are attracted by diversified portfolio of assets, and reluctant to lend to merchant plants (Lacy, 2006).

When they benefit from a large and diversified asset base, they are able to obtain loans under corporate financing arrangements and consequently, owing to simple financing structure, a normal debt-equity ratio (50/50) and save on capital costs and risk premium. In fact, the generators have an advantage to develop a diversified portfolio of generation assets upon the financial players which are supposed to manage risks by diversification of their financial assets in the electrical industry. As we pointed above, it is because there is no possibility to address all the consumers' needs of risk hedging by diversified forward contracting with specialised generators or by consumers' shareholding in their stock, because incompletude of electricity markets, large information costs and transactions costs.

In the TCE perspective, the approach which thinks the modern corporation as a series of separately financed projects --approach which falls both within the province of the Arrow-Debreu theory of optimal investment under uncertainty than the theory of modern finance as developed for instance by Etsy, 2004 – can be disputed in particular because it misses the interaction effects among projects, and among equipments, as Williamson (1996, p.188) criticizes to project finance.

An electricity company with a diversified portfolio of generation assets, could produce in an optimal way for its market share along the different hourly electricity demands expressed on the market, given the non storability of electricity. If it could commit both in investment in large capital intensive units with low operational cost and in flexible, low capital intensive generation units from the standard technology, it could have chance not only to manage ideally market risks, but also to minimise its averaged generation costs. At the end, lenders and investors understand that their risks are better controlled by corporate finance to an asset-diversified power producer than by project finance for each equipment to be developed.

The same reasoning could be developed in the perspective of the supplier who wants to diversify its risks by a majority of vertical integration, besides some contracts and spot purchases. It has an advantage to own and operate flexible CCGT, some coal generation plants and non fossil fuel plants, in

particular windpower plants and nuclear plants. It is the evolution that could be observed in the Centrica's strategy of electricity sourcing.

Scale economies by size and diversification

Scale economies by the size of a company specialised in electricity generation and supply could capture the advantage of asset diversifications. The possibility to produce in different markets, underlying to their large size, reduce the risks of individual investment on one particular market. Downstream a large supplier could benefit from its large-size portfolio of contracts as a hedge, via risk aggregation on a wide scale. Large size in the supply business adds an advantage given that the risk exposure is generally correlated to the size of the business. Moreover, if they benefit from a position of historic supplier on their home-market, vertical integration in these markets gives them another advantage to make consumers bear part of investment risks in this market. Lenders are attracted by diversified portfolio of assets (Lacy, 2006). Since they benefit from a large and diversified asset base and a large balance sheet, they benefit from good ratings and on capital costs and risk premium.

To these advantages in risk management and cost of capital we shall add their possibility to negotiate long term contracts for their fuel purchase with favourable conditions. So it is a means for the biggest among them to have bargaining power in their dealings with the manufacturer's oligopoly. These different advantages help them to invest not only in two hundred millions € in CCGT project, but ten to twenty times more in capital intensive projects as a nuclear plant with corporate financing and a normal capital cost.

5 Conclusion

None of the far-reaching experiments in electricity industry liberalization on the basis of the de-integrated market model proved able to develop capacity along the optimal technology mix. The theoretical market model features a market barrier attributable to the specific volatility of market prices and the impossibility of transferring the various investment risks borne by the generator onto suppliers and consumers in order

to allow development of capacity with various technologies. Regulating competition by the quest for the maximum transparent market rules for all stages of the electric industry, including the retail market, tend to hamper investments in generation by restricting possibilities of long term contracting and efficient allocation of investment risks on consumers.

We analysed through the transaction cost economics perspective different ways of securing large capital intensive investment in generation equipments in a context of uncertainty and wide transactional complexity. Analysis of the way of securing investments in generation by vertical arrangements entered into by new generators and large consumers highlights the importance of hostage in complex governance structure, in particular the joint ownership of new generation equipments, to make possible some developments. As for vertical arrangements with suppliers, analysis suggests that regulatory adjustments for allowing credible commitments by generators' counterparts may prove theoretically justified, in particular by helping historic suppliers to keep *de facto* or *de jure* a large share of core consumers. Moreover vertical integration between generation and supply business, as well as generation asset portfolio present both some advantages in terms of transaction costs and risk management in this respect. Finally large size of vertical and horizontally integrated companies appears to be an economic advantage to manage investment risks at low capital cost.

However discussion should have to be raised about eventual drawbacks of these different arrangements on the effectiveness of competition and its imperfection with increased risk of market power exercise. Vertical arrangements typically hamper competition by limiting entries. So it is for large size of vertical and horizontal companies when horizontal concentration in their home market is quite high. Indeed barriers to entries and risk of market power abuse could balance the social benefits coming from the larger capacity to invest in capital intensive generation equipments by controlling costs and risks. This issue of market concentration must be balanced with the issue of investment in generation. In particular, if the complexity of liberalized electricity industry leads to opt for these institutional arrangements and industrial organisation to preserve the long term social efficiency, ensuring the stability of this model must force regulators and competition authorities to consolidate their market monitoring.

References

Averch H. & Johnson L. (1962), "Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint", *American Economic Review,* vol. 52

Arrow K., Hahn F.H. (1971), *General Competitive Analysis*, Holden Day

Besser J. G., Farr J. and Tierrey S. (2002). "The political economy of long term generation adequacy: why an ICAP mechanism is needed as part of standard market design? " *The Electricity Journal,* vol 15, n°17

Bohn R.E., Golub B.W., Tabors R.D., Schweppe F.C. (1984), "Deregulating the generation of electricity through the creation of spot markets for bulk power", *The Energy Journal*, vol 5, n 2

Bolinger, M., Wiser, R., Golove W. (2006), "Accounting for fuel price risk when comparing renewable to gas-fired generation: the role of forward natural gas prices", *Energy Policy*, vol. 34, n°6

Borenstein J. et Bushnell J. (2000), "Electricity restructuring: deregulation or reregulation ?", *Regulation*, summer, vol 23, n°2

Bouttes J.P. et Trochet J.M. (2002), *Marché de gros et bourses électriques en Europe et aux Etats-Unis*, Présentation aux Conférences Jules Dupuits, Paris, décembre

Bouttes J.P. (2005), "Sécurité d'approvisionnements et investissements dans l'électricité", *Revue de l'Energie,* Juillet-Août

Bushnell J., Mansour E. , Saravia C. (2005), *Vertical arrangements , Market Structure, and competition: an analysis of restructured U.S. electricity markets,* Working Paper CSEM, University of California

Chao H.P. et Huntington H. ed, (1998), *Designing market electricity markets*, Boston (Mas.): Kluwer.

Chao H.-P., Oren S., and Wilson R. (2008), "Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling in Restructured Electricity Markets" in F. P. Sioshansi (ed.), *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, and Performance,* London, Elsevier

Crampes C., Tirole J. (2004), *Marché électrique et investissement en capacité de production*, Working Paper EDF-IDEI, HR-19/04/029/B

De Vries, L., Hakvoort, R. (2003), "The question of generation adequacy in liberalized electricity markets". In: *Proceedings, 26th Annual IAEE Conference*, Prague

De Vries L., Neuhoff K. (2004), *Investment Incentives for investment in electricity generation,* Cambridge Working Paper in Economics, Cambridge

De Vries L. (2008), "Generation adequacy: Helping the market to do its job", *Utilities Policy*, *to be published*

Defeuilley C. (2007), «Retail Competition in electricity markets. Theoretical background, current situation, prospects», working paper LARSEN, Fonteynay aux Roses

Defeuilley, C et Meunier, G. (2006), "La gestion du risque d'une commodité non stockable : les limites d'une couverture financière", *Economies et Sociétés*, série Economie de l'énergie, n ° 10-11

Esty, B. C. (2004), *Modern Project Finance*. New York: John Wiley and Sons

Esty, B. and Kane, M. (2001), *Calpine Corporation: The Evolution from Project Corporate Finance,* Cambridge, MA: Harvard Business School Publishing

European Commission, DG Comp (2007), *DG Competition report on energy sector inquiry*, Brussels

European Commission, DG TREN (2005), *Implementing the internal energy market, Fourth benchmarking report,* Brussels

Finon D. (2006), "Incentives to invest in liberalised electricity industries in the North and South. Differences in the need for suitable institutional arrangements", *Energy Policy,* Vol.34, n°5

Finon D., Pignon V. (2006), "Electricité et fourniture de long terme; La recherché d'instruments règlementaires respectueux du marché électrique", *Economies et Sociétés*, série Economie de l'énergie, n ° 10-11

Ford A. (1999), "Cycles in market electricity market", *Energy Policy*, Vol 27, n° 5

Green R. (2001), "Markets for electricity in Europe", *Oxford Review of Economic Policy*, vol 17, n°3

Green R. (2004), *Retail competition and electricity contracts*, CMI working Paper 33, Cambridge.

Green R. (2006), "Investment and generation capacity", in Lévéque F. (ed.), *Competitive Electricity Markets and Sustainability*, Edward Elgar

Green R., McDaniel T. (1998), "Competition in Electricity Supply: Will '1998' Be Worth It?", *Fiscal Studies*, Vol. 19 (3)

Hugues W.R., Parece A. (2002), "The economics of price spikes in deregulated power markets", *The Electricity Journal*, July

Hunt S., Shuttleworth, G. (1997), *Competition and Choice in Electricity*, New York, John Wiley Publishers

Hunt S. (2002), *Making competition work in electricity*, New York, John Wiley Publishers

IEA (2003), *Power generation investment in electricity markets*, Paris, OECD

IEA (2005), *Lessons from liberalised electricity markets*, Paris, OECD

IEA (2007), *Tackling investment challenges in power generation*, Paris, OECD

Joskow P. (1997), "Restructuring, competition and regulatory reform in the U.S. Electricity Sector", *Journal of Economic Perspectives*, Vol 11, n°3

Joskow P. (2000), *Why Do We Need Electricity Retailers? Or Can You Get It Cheaper Wholesale?*, working paper, MIT http://econ-www.mit.edu/files/1127

Joskow P. (2006), "Market electricity markets and investment in new generating capacity", in Helm D. dir. (2007) *The New Energy Paradigm*, Oxford University Press, 2007

Joskow P., Schmalensee R. (1983), *Markets for Power*, Cambridge, MIT Press

Joskow P., Tirole J. (2004), *Reliability and Market Markets*, Working paper CEEPR-MIT

Lacy B. (2006), "Nuclear investment : performance and opportunity", *World Nuclear Association Annual Symposium*

Littlechild S. (2006), "Competition and contracts in the Nordic residential electricity markets", *Utilities Policy*, vol. 14

Littlechild, S. (2002), "Competition in Retail Electricity Supply", *Journal des Economists et des Etudes Humaines*, Vol. 12 (2/3)

Mansour E. (2003), *Vertical integration in restructuring electricity markets: measuring market efficiency and firm conduct*, Yale School of management, Working paper series ES, n° 32

Michaels R. (2006), "Vertical integration and the restructuring of the US electricity industry", *Policy Analysis*, n°572

Newbery D. (1998), "Competition, contracts and entry in the electricity spot market", *Rand Journal of Economics*, vol 29, n°4

Newbery D. (2000), *Privatisation Restructuring, and Regulation of Network Utilities*, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts

Newbery D. (2001), *Issues and options for restructuring the Electric supply industry*, Cambridge University, Working Paper

Newbery D. (2002), "Regulatory challenges to European electricity liberalisation", CMI Working Paper

Oren S. (2003), *Ensuring generation adequacy in market electricity markets*, Working Paper UCEI, Berkeley

Perry M. (1989), "Vertical integration : determinants and effects", in Schmalensee R. & Willig R. (eds.), *Handbook of Industrial Organization*, North Holland, Amsterdam

Posner, R. (1974), *Antitrust law: an economic perspective*. Chicago: University of Chicago Press

Read J. (2004), *Re-verticalizing electricity*, Harvard Electricity Policy Group, Working Paper, Harvard

Roques F., Newbery D., Nuttall, W., Neufville R., Connors S. (2006), "Valuing portfolio diversification for a utility: Application to a Nuclear Power Investment when Fuel, Electricity, and Carbon Prices are Uncertain", *The Energy Journal*, Vol.27, n°4

Scherer F.M., Ross D. (1990), *Industrial market structure and economic performance*, Houghton Mifflin

Shuttleworth G. (2002), "Hot topics in European Electricity: what is relevant and what isn't?", *The Electricity Journal*, vol. 15, n°8

Stoft S. (2002), *Power System Economics, Designing Market for Electricity*. New York, Wiley

Vasquez C., Perez-Ariaga I. et al., (2001), "A market approach to long-term security of supply", *IEEE transactions on Power Systems*, Vol. 25, n°2

Waddam-Price C. and Wilson, C. (2007), Do Consumers Switch to the Best Supplier? Working Paper 07-6, Centre for Competition Policy, University of East Anglia

Williamson O. (1975), *Markets and Hierarchies : Analysis and Antitrust Implications. A Study in the Economics of Internal Organization*, Free Press.

Williamson O. (1985), *The Economic Institutions of Capitalism. Firms, Markets, Relational Contracting*, Free Press

Williamson O. (1996), *The Mechanisms of Governance*, New York, Oxford University Press

Wilson R. (1998), *Efficiency consideration in designing electricity Markets*. Report to the Competition bureau of Industry, Canada.

Wilson R. (2002), "Architecture of Power Markets". *Econometrica*, Vol 70, n°4.

annex

experiences of capacity developments on liberalized markets

We first turn to empirical observations on experiences of investment in generation within different liberalized markets to confirm the necessity for long term contracts and vertical arrangements to invest in generation. Putting aside the experience of developing capacity only for peak loads, the record of investments in generation capacity after market liberalization of the electric industries in the United States and in Europe shows that institutional conditions of successful capacity development in base load and semi-base load equipments are long term contracts and vertically integrated company. The failure of pure producers without long term contracts is indicative of an intrinsic obstacle to viable risk management in this organisational model.

Generation developments in the US market

It is noteworthy that only half of the US states have liberalised their markets. In the other half, electricity industries remain in the cost of service regulation but only 10% of investment has been done there between 1997 and 2005 because of the maturity of the market in these states. The U.S. states which had liberalised their electricity industry witnessed a boom of investment in the late 1990s incited by a series of price spikes and anticipations of new capacity needs. Over 230 GW of new generating capacity was added mainly in these states between 1997 and 2005, among which a lot of gas turbines for production during peak and two third were CCGTs supposed to partly replace incumbent's old conventional gas plant. This massive wave was made mostly by Independent Power Producers (IPPs) in merchant plants relying on project financing with highly leveraged arrangements and without long term contracts. The important issue is that IPPs are risky companies and they have to pay a high capital cost[26]. The problem is that most CCGT projects went

26 Some of the most prominent are financially distressed and reorganized after bankruptcy.

bankrupt after 2001 when gas prices increase and limit their dispatchability and average wholesale market prices collapsed at the same time[27]. In consequence, the large pure producers (Dynergy, Mirant, Williams, etc.) were quite jeopardized by successive years of lower revenues and profitability.

In response, Lenders have since then been much more cautious in their approach to financing new power projects. Lenders, Banks and financial markets have *de facto* changed their reference model of electricity markets, and now favour vertical integration and long-term contracts. Today banks only lend money for generation investment in corporate financing, or they lend to vertically integrated incumbents and merchant plants in project finance only if the project is backed to long term contracts with credible counterparts. These are exclusively the historic suppliers which retain a large segment of core consumers or a regulated business in some of the incompletely liberalised markets (Joskow, 2007; Chao, Oren and Wilson, 2008).

Since 2004, investments were made by traditional utilities in states with non liberalized markets investment and almost exclusively realized by municipals that have not been subject to restructuring and by quasi-vertical integrated companies under corporate financing. As an example in California, over 90% of the 8 GW of new capacity installed since the 2001 crisis has been financed by long-term fixed-price and fixed-quantity contracts that a state agency purchase. The ultimate consequence is that viability of investments in new generation by IPPs is substantially impaired.[28]

B

Generation developments in the British market

In the UK which is the front runner in liberalization, after the first reform of 1990, there have been a large stream of new investment in generation, despite initial spare capacity, under two types of arrangements First investment by the two dominant producers which modernized their portfolio of coal generation assets affected by new environmental regulation with installation of 5 GW of CCGTs and were backed to vested contracts with the regional distributors-suppliers; Second investment by new entrants after the signature of bilateral 15-year option contracts (as they are option, the strike prices are more or less independent of the spot price) with distributors-suppliers which retain a regulated captive market segment. Most of the new capacity (around 7.5 GW) was built by these new entrants to generation that were themselves

27 When gas price rose sharply, load factors of new gas plants were depressed and net cash flows did not allow debt payment. By 2004, 90 GW turned back to lenders, 23 GW had been bought by private investors and 10 GW had been repurchased by regulated utilities.

28 For example, Calpine has obtained regulatory approvals for sitting and construction of three new plants in California for which it has not obtained investment funds.

minority subsidiaries companies of the former distributors-suppliers. These ones look for having some hedging against the market power of the two dominant generating companies, diversifying their purchases and earning unregulated income[29] (Newbery, 2001).

After 1998, in confidence with market price prospects, a number of CCGTs projects (5,8 GW in total) -- among which some "merchant plants" developed by oil and gas subsidiary companies were programmed backed to a long term contract of "tolling"[30] -- before being suspended by the moratorium encouraged by the regulator to limit overcapacity[31]. Almost all the new projects are developed by vertical companies[32] with very few exceptions. Independent generators[33] with no foot in supply and large suppliers[34] with no generating equipment to hedge their risks preferred to retire from this market or were eliminated by bankruptcies after the downturn of the market following the switch from the mandatory Pool to NETA and the drop in wholesale prices in 2001–2002. In contrast, it is important to notice that vertically integrated generators-suppliers were able to pass their costs on to small and medium-sized consumers, which have few benefited from this price decline (Newbery, 2006).

Generation developments in other European markets

In Europe[35], since liberalisation, investments in production were made mainly in South European countries (Italy, Spain, Portugal, Greece) where there was a need of new capacities for base-load and mid-load production in growing demand markets. They have been almost exclusively made by vertical companies (ENEL, ACEA, AEM in Italy; Endesa, Iberdrola and Fenosa in Spain), generators which already have developed a supply business (ENIPower, Edison in Italy) and generators linked to historical suppliers

29 The Enron's 1875-MW CCGT "*Teeside project*" which was developed as a merchant plant was the exception.

30 In a tolling contract the power purchaser delivers fuel to the generator and takes delivery of the resulting power produced. It is a way to allocate the fuel price risk on the buyer.

31 But only two of them were effectively realized after 2002 given the trend in Britain has been toward vertical integration.

32 E.ON-UK, EdF Energy, RWE-NPower, SSE, Scottish Power, Thames Power, and Centrica for supplying its dual fuel retail market.

33 Such as Edison Mission, AEP.

34 Such as the TXU-Europe.

35 All the projects and realisation of new generation equipments are inventoried by the journal *Power in Europe* in its regular "New Power Plant Tracker". (Power in Europe, Cf. Issue 508, September 10, 2007)

(EDP in Portugal, PPC in Greece) by long term Power Purchase Agreements (PPA) in Portugal and Greece.

The entries into generation by creating facilities are carried out either on the basis of quasi-long term contracts with an incumbent distributor-supplier or by vertical integration, i.e. by alliances between suppliers and generators affiliated to foreign utilities. We could name some instances in Italy (the alliance of Suez-Electrabel with the Roman distributor ACEA with two CCGT projects, the alliance of Endesa with the Brescian distributor ASM with two other large CCGT projects, etc) and Spain (Gas Natural's CCGT installations for supplying electricity in dual fuel to some large industrial gas customers, etc.) (see Box A)

In the Nordic countries Norway, Sweden, Finland which were among the front runners of the reforms of their industries with a low vertical integration, systems are mature, dominated by hydro production and in Sweden a mixed of nuclear and hydro. They tended to be in overcapacity. Very few investments in generation have been made. The regulators have, however, become worried about the recent lack of investment, particularly in peaking units. The new EPR nuclear reactor[36] ordered in Finland is the only project for the base load supplies of power and it is realised by a generation cooperative of large industrial users.

In The Netherlands', Germany', France' and Belgium's mature markets, capacity developments were almost exclusively made from 1998 to 2006 by national and foreign energy companies in the development of very large CCGT projects on industrial sites with cogeneration of heat and power in partnership with large industrial consumer, which let a large surplus of electricity to sell on the market.

With the beginning of the new cycle of investment which begins in the second half of the decade in these countries, most of the projects are announced by the vertical companies. Almost all the entries by capacity development are based on vertical arrangements (see box 2) but there exist some exceptional cases of merchant plants set in markets where the average annual price (including revenues of opaque ancillary service markets) are high, namely the Italian and Spanish markets.

Based on these facts, the question we raise now concern the risk allocation configurations for investing in generation of electricity in de-integrated market models. We will assume that the way for investment risks allocation exclusively on the producer can create barrier to invest in generation activity.

36 EPR (European Pressurized Water Reactor) will be implemented for the first time in the nuclear unit called Olkiluoto 3 in Finland.

Box A

Recension of entries of IPPs under long term contractual arrangements with historic suppliers in Europe since 1998 (Effective realisations and current projects)

Source: "New Power Plant Tracker", ***Power in Europe***, Issue 508, September 10, 2007

- **In Germany** a CCGT project of 400 MW developed by Electrabel in relation to the sourcing of two important local distributors (in Saar in particular) that it took over;
- **In Germany** the project of 800MW in CCGT in North Wesfalia developed by the Norwegian Statkraft and the Dutch Essent which have the control of a local distributor, and after signature of some 15-year PPAs with municipalities;
- **In the Netherlands** the project developed by EDF in partnership 50/50 with the distributor Delta a CCGT unit of 400 MW;
- **In France** the alliance between the pure supplier POWEO and the Austrian Verbund for installing a CCGT plant of 400 MW;
- **In France** the CCGT projects by Gaz de France that relies on its gas marketing business to sell electricity by penetrating the dual fuel energy market;
- **In Italy** the CCGT projects of the partnership Electrabel-ACEA;
- **In Spain** the CCGT projects developed by Gas Natural ;
- **In Portugal** projects with PPAs with EDP.

Box B

Recension of plants realisations and projects of pure merchant in Continental Europe since 1998

Sources: "New Power Plant Tracker" Power in Europe, Issue 508, September 10, 2007.

- **In Italy**, the CCGT projects of the Swiss company EGL with a tolling contract with the parent company : the Rizziconi plant of 760 MW commissioned in 2007 and the Calenia plant of 760 MW
- **In Italy**, the CCGT projects of the Austrian Verbund in partnership with the Benedetti financing group (with the two Sorgenia projects of 770 MW),
- **In Italy** the CCGT projects of Tirreno Power project which is less archetypical because it is a joint company of different partners (Electrabel, ACEA, Verbund, etc) which some have supply business in retail sales.
- **In Spain,** a project of CCGTs of 1200 MW, developed by AES (71%) and Gaz de France (26%), which is backed up on a tolling contract of 24 years with GDF but without prior power sales agreements with electricity suppliers or large consumers.
- **In Germany**, the Concord Power project of CCGTs of 800 MW in Lubmin (Mecklembourg) promoted by Saalfel Group with no PPA relations with electricity suppliers.
- **In Germany**, the Soteg (Luxemburg) and Gazprom's project of CCGTs of 800 MW in Eisenhutt (Brandenberg) with non PPAs relations, but a gas agreement with Gazprom.

Sub optimal investment in oligopolistic electricity markets. Market power and public firm investment

Dominique Finon
CIRED
& LARSEN

Guy Meunier
CIRED
& LARSEN

in a context of concentrated electricity industries and entry barriers, governments may worry that incumbent firms strategically under-invest in generation. Associated with the well known short-term strategy of production restriction, suboptimal investment allows firms to increase price and profits, and retain long-term market power. When these strategies include reserve capacity investment, system reliability could be altered. The paper analyses a policy response using a public firm to invest in generating capacity and produce competitively so as to restore the long-term social optimum. A dynamic three-stage game is modelled to analyse the capacity choices in a mixed oligopoly with private leaders and a public follower. The model considers two stages of investment, (the first by the private firms, the second by the public one), and a stage of production to distinguish long-term and short-term market power. It shows that short-term market power of private firms could prevent the public firm from restoring the long-term optimum. Contrary to usual result on commitment, it is the inability of private firms to commit to a given production level that allows them to get strictly positive profits. We establish that for high degree of concentration of the industry and low elastic demand, the private firms are still able to get strictly positive profits. The distance to optimal level of investment may be decreasing with respect to the number of firms.

Introduction

Ensuring enough generation capacity to meet future electricity demand progressively became a contentious issue in the design of the reforms, particularly since some recent crisis. One motivation behind the reforms is to encourage efficient investment and to avoid situations of overcapacity observed in the former regime of regulated monopoly. But there are growing concerns about the ability of the new liberalised market regime to invest sufficiently in building capacity required to avoid long periods of high prices and to ensure supply security.

Three main reasons are highlighted in the literature to explain the sub-optimality of investment in generation. The first refers to market power. Because of the inelastic nature of demand, even a slight shortfall of available capacity or unexpected high loads can provoke a dramatic increase in price. Every generator regardless of their market share can potentially benefit from a sub-optimal investment in generation capacity in the system, which will provoke profitable periods of price spikes. Hence generators are incited to under-invest, instead of aggressively investing for expanding their market shares. This is argued as one of the explanations concerning the lack of generation capacity during the Californian electricity crisis (Borenstein, 2002).

The second reason is the exceptional volatility of electricity price and the corresponding difficulty of risk management, in particular for the development of futures and forward contracts. Such volatility is explained by the short-run inelasticity of supply and demand, and the non-storable nature of electricity: "On a market on which consumers cannot react to prices in a situation of severe capacity tension, there are no limits to the prices that the producers can fix when a shortfall appears" which favours exercise of market power (R. Green, 2001). During the period of tight supply, market has no way to set price and at these times price is controlled by market power, as Stoft (2002) clearly shows. Moreover the price spikes which are necessary to attract investment in "peakers" raise problems of public acceptability of reforms. The main problem which is amplified for the investment in peaking units is that it is not possible to distinguish between scarcity rent and market power effects. Every generator, even the smallest, has the ability to make the prices rise by restricting its production in particular during high loads. Even if large price spikes are efficient signals of scarcity, the public suspicion of market power lead regulators to impose

price caps. This adds to the disincentive effects of volatility to discourage investment in peaking units.

This volatility is particularly problematic in two ways. First, there is a risk that markets overreact to recurrent price spikes and over-invests in base load, semi-load and peaking equipment. This results from uncoordinated investment decisions and may result in a dramatic price drop and bankruptcy of new entrants, as observed in US regional markets after 2000 with "boom and bust" cycles. These specific risks could discourage investment in generation by risk averse entrants (Neuhoff et De Vries, 2004; Finon, 2006; Joskow, 2006). Secondly, infra-marginal rents during the peak periods are needed to ensure the profitability of both peak and base load investments, yet these rents which depend on the magnitude of price spike after the commissioning of equipments are highly uncertain.

The third reason of investment deficit which is also evoked in the literature on the reliability of supply and the capacity adequacy is the existence of a public good. This concerns the investment in "peakers" in order to reach an adequate capacity which includes sufficient reserve capacity to face in real time every random situation on availability of generation equipments and demand during high load, given the non storability of the electricity. Literature concerns specific instruments which aim to finance peak equipments and compensate missing revenues (see for instance Joskow and Tirole, 2004; Crampton and Stoft, 2006; Joskow, 2006; De Vries, 2007). We analyse here the efficiency of a policy to compensate sub-optimal investment resulting from market power exercise by mandating one public firm to behave in a benevolent way on the short and long term. This benevolent firm considers the oligopolistic behaviour of the other firms when maximising the social surplus. This firm could be a public or a semi-public one, knowing that a number of historic operators remain under this property regime in some European countries and North American regions. Experience shows that public or semi-public firms often play a special role in the short term competition. As they tend to identify part of their objectives to the public interest and the social welfare, they avoid exerting market power to capture high surplus[1].

1 Some examples can be recorded in the Nordic experiences. Public ownership tends to help cooperation between firms and regulators in view of social welfare and to deter rent-seeking by market power exercise on the power exchange (Magnus and Midttun, 2000; von der Fehr, Amundsen and Bergman, 2006).

This approach is relevant to cope with policies aiming to reduce investment deficit in reserve capacity resulting from producers' risk aversion and market power, by the help of public procurement for long term reserve contracts with the transmission system operator (TSO) or by the TSO's direct investment in peaking units under the control of the regulator. This capacity mechanism is already used in some European countries (Sweden, Norway, France) and New Zealand within a precise regulatory framework aiming to avoid market distortions (De Vries, 2007). Procurement by the benevolent company, here the TSO mandated by the regulator should compensate the suboptimal investment resulting from the exercise of long term market power in reserve capacity and improve the reliability of the system.

In the present paper, we model a three stage capacity choice game in a mixed oligopoly in the line of the literature of two-stage dynamic oligopoly models around investment along several contributions including von der Fehr and Harbord (1997), Murphy and Smeers (2002) and Boom (2002, 2003). Private firms choose capacities before a benevolent public firm, production quantities are set in a third stage à la Cournot with capacity constraints. The public firm acts as a follower because its intervention is seen as an ex-post remedy to a lack of private investment. Costs are assumed linear and the public firm as efficient as private ones. In that case it seems obvious that the welfare could be maximized by the public firm intervention. One may think that the public firm only has to invest in missing capacities to reach the long term social optimum equalizing price with long term marginal cost. Actually, it may not be possible for the public firm to do so because of the short term market power of private firms. If the public firm invests in order to make the market reach optimal capacity, the private firms restrict their production and there is a public loss due to this restriction. At the first stage of the game, when private firms choose their capacity they could gain strictly positive profit by investing in sufficient capacity to put the public firm in the situation described above.

This work is therefore at the crossing of the mixed oligopoly literature and the 'commitment game' literature that are reviewed below. Contrary to the former the efficiency of the public firm is not sufficient to restore the social optimum and contrary to the later, the private leaders are helped by their inability to commit to a given production level. Initiated by the pioneering work of Merrill and Schneider (1966), mixed oligopoly models analyse situations where private profit maximising firms compete with public benevolent ones. They traditionally analyse the effect of concentration

and of the order of move in a Cournot-Nash framework (de Fraja and Delbono 1989, Cremer and *al.* 1989, Pal 1998). Usually some assumptions about the cost structure are made to explain that the public firm does not produce the welfare maximising quantity alone. The recent work of Lu and Poddar (2005) is the closest to the present one. They analyse the influence of timing in an investment game between a private and an inefficient public firm in a linear Cournot model where firms choose capacity scales before production. Our approach is different as we use more general assumptions on demand function (log concavity) and strong capacity constraints. These capacity constraints play a crucial role in our model as they do in 'commitment game'. Furthermore we analyse the influence of demand elasticity, cost structure and concentration on the efficiency of the public firm intervention. Our aim is to stress the influence of short term market power on the ability of the public firm to maximize welfare.

Dynamic models of capacity choice have been extensively analysed in the context of duopoly games with a leader and a follower. Spence (1977) and Dixit (1979, 1980) modelled such 'commitment game' to analyse entry deterrence. We use a similar methodology with a benevolent follower. Using a three stage game, Ware (1984) emphasized the commitment value of investment and the relationship with the share of sunk cost. When the follower decides how much capacity to build, he moves along the short term reaction function of the leader.

Sunk costs allow the leader to shape its short term reaction function. The more cost are sunk the more 'constrained' is this shape and the less the entrant will be able to influence the production choice of the incumbent. Here, with a benevolent follower, it is not the constrained part of the reaction function of the incumbent that is embarrassing for the follower. The public follower cannot maximize welfare because of the potential decrease of the private production due to the unconstrained part of the short term reaction function. Therefore, it is the lack of commitment ability which gives the incumbent the possibility to get strictly positive profits.

Using general assumptions, we provide simple conditions characterizing situations where the public firm is able to restore the long term optimum. This condition is an inequality involving the price elasticity of the demand function, the number of firms and the share of sunk cost. The role of these parameters is easily understood given their influence on the short term reaction function of the private oligopoly. For example, for high share of sunk cost the commitment ability of private firms is counter

productive as we mentioned above. Some further analysis of the role of these parameters in a linear framework is done, to stress that their influences are not monotonic. Particularly the total capacity decreases for higher concentration.

The article is organized as follows. In section 2, the model is introduced. In section 3, we analyse the case of a unique private firm with the public firm. In section 4, we generalize to the case of an oligopoly of private firms and conclude by the analysis of a linear model.

The model

2

We considered a mixed oligopoly market of a homogenous good. There are $n+1$ firms where firms i, with $i=1,..,n$, are private and firm 0 is public. The inverse demand function is given by $p(q)$ where p is the market price and q the total quantity produced. This function is assumed to be twice differentiable, strictly decreasing and log concave. The log concavity of the inverse demand function means that it is less convex than exponential function.

This property ensures that a firm's profit is quasi concave and that its reaction function is decreasing with a slope above -1 (cf. Vives 1999) (See details in Annex 1). These characteristics of the reaction function are sufficient to existence and uniqueness of Cournot equilibrium. The cost of production is divided into two parts: an irreversible capacity cost and an operating cost. We normalize the long run marginal cost at 1 sand the share of capacity cost is noted.

The output of firm i, $i=0,..,n$, is denoted q_i and its capacity k_i, the firm can produce up to its capacity level $\forall i, q_i \leq k_i$, with marginal cost $1-\alpha$. We assumed that there exist strictly positive quantities k^* and k^{**} such that $p(k^*)=1$ and $p(k^{**})=1-\alpha$.

The profits of firms are:

$$\pi_i = \left(p-(1-\alpha)\right)q_i - \alpha k_i, i=0,..,n \qquad (1)$$

The public firm is benevolent and maximises the social surplus $W(q,k)$:

$$W(q,k) = \int_0^q p(u)du - (1-\alpha)q - \alpha k \qquad (2)$$

It is clearly maximised for $q=k=k^*$. The price elasticity of the demand at the long term optimum k^* is denoted ε, it plays a crucial role in our results. It is defined by:

$$\varepsilon = \frac{p}{p'.k^*} = \frac{1}{p'(k^*).k^*} \quad (3)$$

We consider the following three-stage game: first the private firms choose capacities then the public firm chooses its capacity, and in the third stage they produce subject to the capacity constraints $q_i \leq k_i$, $i = 0,..,n$.
As we consider a dynamic game with complete information, the more suitable equilibrium concept is the concept of subgame perfect equilibrium (SPE) introduced by Selten (1965, 1975). A notion like SPE assumes common expectations of players' behavior. That is, each player holds a correct conjecture about her opponents' strategy choice. More precisely, strategies are an SPE if whatever the history of the game, strategies are a Nash equilibrium of the subgame.
In our case, it means that whatever the capacity chosen, production quantities are a Nash equilibrium, these quantities are perfectly anticipated by the public firm when choosing its capacity, and this choice is perfectly anticipated by the private firms at the first stage. Consequently, the model resolution is realised by backward induction.

3 A unique private firm

3.1 The production stage

At this stage capacities are fixed. The firms choose production quantities. The private firm maximises its profit (1) and the public one maximises social surplus (2). By considering the private firm's production q_1 as fixed, the public firm produces $q_0(q_1, k_0)$ such that: $p(q_1+q_0)=1-\alpha$ if $q_0 \leq k_0$. Its reaction function is:

$$q_0(q_1, k_0) = \min\{k^{**} - q_1, k_0\} \quad (4)$$

The private firm maximises its profit subject to capacity constraint. In order to describe the private firm's reaction function with capacity constraint, we first introduce the unconstrained reaction function $r(.)$. It

is a continuous differentiable function on the set $[0,k^{**}]$. It satisfies the first order condition :

$$p + p'r = 1-\alpha, \forall q_0 \in \left[0,k^{**}\right] \quad (5)$$

Its slope is strictly between 0 and -1 (cf annex 1), and $r(k^{**})=0$. The reaction function of the firm with fixed capacity can be described using r:

$$\forall q_0 \in \left[0,k^{**}\right], q_1(q_0,k_1) = \min\{k_1, r(q_0)\} = \begin{cases} k_1, \text{ if } q_0 \le r^{-1}(k_1) \\ r(q_0) \text{ otherwise} \end{cases} \quad (6)$$

There is a unique Nash equilibrium of this game. The total production at this equilibrium is $q^N(k_0,k_1)$. If $k_0 \leq k^{**}$, the capacity of the public firm is binding and the private firm produces. Otherwise the price equals $1-\alpha$ and the private firm does not produce.

Public firm choice of capacity

3.2

Once the private firm has chosen its capacity k_1, the public firm has to choose its capacity k_0. We note $k_0{}^+(.)$ the reaction correspondence of the public firm. The public firm maximizes the social surplus subject to an equilibrium constraint, i.e. the production is the unique Nash equilibrium of the production subgame. Hence we have:

$$k_0{}^+(k_1) = \arg\max_{k_0} \int_0^{q^N} p(u)du - (1-\alpha)q^N - \alpha(k_0+k_1) \quad (7)$$

It is clear that the choice of k_0 could be restricted to the set $[0,k^{**}]$. In that case the capacity constraint of the public firm is binding at the production stage. Therefore the production is $q^N(k_0,k_1)=k_0+q_1(k_0,k_1)$. The derivative of the social surplus with respect to k_0 is:

$$\frac{dW}{dk_0} = \left(p-(1-\alpha)\right)\frac{\partial q^N}{\partial k_0} - \alpha = \begin{cases} p-1 \text{ if } 0 < k_0 < r^{-1}(k_1) \\ \left(p-(1-\alpha)\right)(1+r') - \alpha \text{ if } r^{-1}(k_1) < k_0 \le k^{**} \end{cases} \quad (8)$$

If the public firm chooses a small amount of capacity the private firm will bind its capacity at the production stage and it will not use its short-term market power. In this case the social surplus evolution is usual: a change in k_0 leads to a similar change in q^N and the social surplus is increased by $p-1$. However, for k_0 greater than $r^{-1}(k_1)$, the private firm production decreases with respect to k_0. The impact of this decrease in production on social welfare is represented by the term $(p-(1-\alpha))r'$.

The long-term social optimum could be reached if the private capacity is binding for $k_0=k^*-k_1$. In that case $q^N=k^*$ and $p=1$, the price equals the long-term marginal cost. For the social optimum to be reached, the following must hold: $k^*-k_1 \leq r^{-1}(k_1)$. The private firm should produce at full capacity when the public firm invest and produce the long term optimum quantity. Next, conditions under which, such situation is possible are identified. In some cases there is a threshold noted k_A such that $k^*-k_1 \leq r^{-1}(k_1)$ if and only if $k_1 \leq k_A$. This quantity is the solution to the following equation:

(9) $$r(k^* - k_A) = k_A$$

This equation has a solution on the set $[0,k^*]$ if and only if $r(0) \leq k^*$, this solution is unique. This can be easily characterized using the price elasticity ε defined by (.). As the monopolist's profit is strictly quasi concave, $r(0) \leq k^*$ if and only if $p(k^*)+p'(k^*)k^* \leq 1-\alpha$ i.e. $p'(k^*)k^* \leq -\alpha$. The threshold k_A exists if and only if $-\varepsilon \leq 1/\alpha$. The threshold could be expressed using the elasticity:

(10) $$k_A = -\varepsilon\alpha k^*$$

This threshold could be used to compare the total production, when the private firm's capacity is not binding, with the long-term social optimum:

(11) $$\forall k \in \left[0,k^{**}\right], k \leq k^* - k_A \Leftrightarrow k + r(k) \leq k^*$$

We are now able to establish the following lemma which characterized the best response of the public firm.

Lemma 1

If $-\varepsilon \leq 1/\alpha$, two situations can be distinguished:

(i) If $k_1 \leq k_A$: the social surplus is maximized for $k_0^+(k_1)=\{k^*- k_1\}$

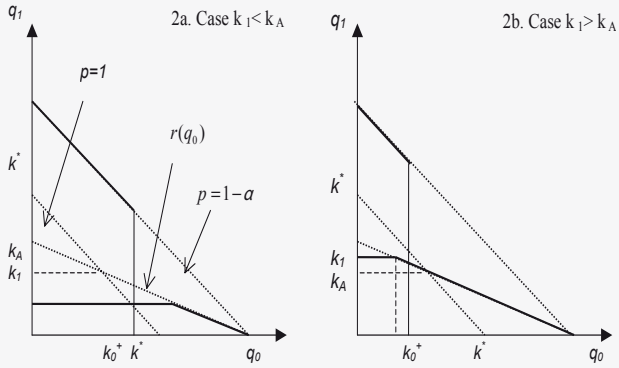
(ii) If $k_1 > k_A$: the surplus is maximized for $k_0^+(k_1) \subset [r^{-1}(k_1), k^*-k_A[$

For any quantity in this set price are above the long term marginal cost $p>1$.

The proof (cf Annex 2) uses the two monotonicity properties of the social welfare with respect to k_0: (i) it is increasing if the capacity of the private firm is binding and total capacity is less than the social optimum k^*, and (ii) it is decreasing when production is higher than k^*. As the public firm

Figure 1

The public firm's best response k_0^+ in the two situations of lemma 1: if $k_1 < k_A$ (2a), then the long-term optimum can be restored: $k_0^+ = k^* - k_1$. If $k_1 > k_A$ (2b), it cannot be restored



consider the loss of social surplus due to the decrease of private production, its incentive to invest is limited. Even if the public firm can force the price down to the long-term marginal price p=1, it is not socially optimal. Although the profit of the public firm is strictly positive in that case, the profit of the private firm could be negative because of unused capacities.

The threshold described by formula (2) is linked to the demand elasticity and the share of the sunk cost α. The less elastic the demand and the smaller the share of sunk costs, the smaller the threshold. It could be easily explained by the links between the exercise of market power and the price elasticity and variable costs. The incentive for the private firm to restrict production increases with the inelasticity of the demand and with the marginal cost of production.

Private firm choice of capacity

3.3

At the first stage of the game the private firm anticipates the reaction of the public firm when choosing its capacity k_1. As stressed above for a quantity inferior to k_A, the private firm's profit is zero. At the equilibrium of the game, the firm chooses a quantity sufficiently high so that the public firm could not restore the long-term optimum. The price is then greater than the long-term average cost and if the private firm produces at full capacity its profits are strictly positive. The following proposition describes the equilibrium paths of the game according to the value of the different parameters.

Proposition 1

If $-\varepsilon \geq 1/\alpha$, there exist an infinity of subgame perfect equilibriums such that $k_1 \in [0, k^*]$, $k_{ISO} = k^* - k_1$ and p=1 and profits are nul.

Otherwise, k_A exists and for any $\bar{k} \in \arg_{k\geq 0}\max\ W(k+r(k),k)$, there exists at least one subgame perfect equilibrium whose equilibrium path is : $k_1 = r(\bar{k}) > k_A$ and $k_0 = \bar{k} < k^* - k_1$ and $q^N = k_1 + k_0$.
If $\arg_{k\geq 0}\max\ W(k+r(k),k)$ is a singleton, there is a unique subgame perfect equilibrium path.
The proof is in the annex 2. The first case is trivial (cf lemma 1). In the second case the private firm is able to get strictly positive profits thanks to the public firm inability to reach the long term social optimum. All the same, the private firm incentive to underinvest is limited by the public firm intervention.
If the private firm invests less than $r(k^0)$, the public firm's investment and the total quantity produced are increased. So the price decreases and so does the private firm's profit. The private firm is therefore induced to increase its investment. But for greater investment than $r(k^0)$, the private firm's choice has no influence on the public firm's one and the private firm over-invests. Part of her capacity is unused. Although the public firm's profit is strictly positive at equilibrium, the private firm cannot increase its investment to get some of this profit. This is because the firm is unable to credibly commit to a given level of production.
The total investment is superior with the public firm's intervention than without. It can be easily proved by comparing the marginal revenues in both situations. The public firm does not necessarily invest at equilibrium: k^0 could be null for some sets of parameters. Even so, the private firm invests more than a monopolist would.
The uniqueness of a maximizing argument k^0 implies the uniqueness of a subgame perfect equilibrium path. If several arguments maximize $W(k+r(k),k)$, there are several subgame perfect equilibriums with different paths. It is even possible to construct equilibrium where the private firm does not produce at full capacity. It could arise if the public firm's best response switches from one maximizing argument to another.

4 An oligopoly of private firms

We now move on to an oligopoly case. The n private firms choose their capacity $(k_i)_{i=1..n}$ simultaneously at the first stage, followed by the public firm in the second stage. As above the third stage is a production game with fixed capacities, the production of firm $i=0..n$ is q_i. We first analyse the production stage followed by the public firm's choice.

Finally we derive some results on the "symmetric" subgame perfect equilibriums of the game. "Symmetric" means that every private firm chooses the same capacity: $k_i = k_j$, $\forall i,j \in [1,n]$ at the first stage; the public firm's choice may be different. The second and third stages are analysed in the general case of asymmetric capacities. Even if such situations do not arise along the equilibrium path of a symmetric equilibrium they are useful to analyze deviations.

The production stage

4.1

The reaction of an individual private firm is similar to the reaction described by (2). As we want to analyse the reaction of the entire oligopoly to the production choice of the public firm, we introduce a family of functions representing the reaction of an oligopoly. The reaction of a private oligopoly to a fixed production of the public firm is the aggregation of individual reactions to this quantity plus the production of rivals. We note $r(.,m)$ the reaction of m private firms oligopoly when capacity constraints are not binding. Usual results of Cournot oligopoly ensure that these functions are well defined. We have the following relation between the reaction of an individual firm and an oligopoly:

$$m.r\left(\frac{m-1}{m}r(q,m)+q\right)=r(q,m),\forall q\in\left[0,k^{**}\right],\forall m\in\mathbb{N} \qquad (12)$$

The reaction of the private oligopoly is increasing with respect to the number of firms m, and the derivatives with respect to q is:

$$\frac{\partial r(q,m)}{\partial q}=\frac{m.r'}{1-(m-1)r'}\in\left]-1,0\right[,\forall m\in\mathbb{N},\forall q\in\left[0,k^{**}\right[\qquad (13)$$

There exists a unique Nash equilibrium at the production game. The production of firm i at equilibrium is noted as $q_i^N\ (k_0,k_1,..,k_n)$. For $k_0\in[0,k^{**}]$, the public firm produces at full capacity :

$$q^N(k_0,k_1,..,k_n)=k_0+\sum_{i=1}^{n}q_i^N(k_0,k_1,...,k_n) \qquad (14)$$

The private firms' constraints are successively relaxed when the production of the public firm increases. Constraints of private firms with greatest capacities are relaxed first. We formalized in the following lemma.

Lemma 2

For an $n+1$-tuple $(k_i)_{i=0..n}$, productions at equilibrium verify:

$$\forall i, j \in [\![1,n]\!], k_i \geq k_j \text{, then } q_i^N = k_i \Rightarrow q_j^N = k_j$$

The proof is in annex 3. For a fixed n+1-uple of capacities, the total equilibrium production is $q^N = k_0 + k + r(k,m)$, where m is the number of firms whose capacities constraints are not binding, and k is the sum of the n-m other firms' capacities. According to Lemma 2, the firms whose capacity constraint is binding are the firms with the smallest capacities. So, k is the sum of the n-m smallest capacities.

4.2 The second stage: The investment choice of the public firm

The public firm is assumed to be benevolent. It maximizes the social welfare W. The public firm anticipates the third stage equilibrium and therefore maximises W subject to equilibrium constraints. To avoid complications due to the existence of several best responses we assume the uniqueness of the public firm's best response $(k_0^+, k_1, .., k_n)$. $(k_1, .., k_n)$.

For a small public capacity, all firms produce at full capacity at equilibrium. The first constraint to be relaxed, as the public firm's capacity increases, is the constraint of the dominant firm i.e. the firm with the largest capacity. If the dominant firm is firm 1, its constraint is relaxed for k_0 greater than the solution to $k_1 = r(k_0 + \Sigma_{i \neq 1} k_i)$ which is $k_0 = r^{-1}(k_1) - \Sigma_{i \neq 1} k_i$. The social optimum could be reached if this constraint is binding for $k_0 = k^* - \Sigma_i k_i$. The threshold k_A could be used to establish a result similar to lemma 1. We restrict our attention to situations where the n-tuple of private capacities are in the following set K:

(15) $$K = \left\{ (k_i)_{i=1..n} \Big/ \forall i, k_i \leq r\left(\sum_{j \neq i} k_j \right), \sum_i k_i \leq k^* \right\}$$

The restriction to this set is legitimate (cf Lemma 4) and allows us to simplify the statement and the proof of the following lemma. The choices of private firm's capacities will be in this set at equilibriums which are considered below.

Lemma 3

If $-\varepsilon \leq 1/\alpha$, k_A is well defined and for $(k_i)_{i=0..n} \in K$

If $\max(k_i, i=1..n) \leq k_A$, the long-term optimum can be reached:

$$k_0^+ = k^* - \sum_{i=1}^{n} k_i \,, \forall i \in [\![0,n]\!], q_i^N = k_i \,, p = 1$$

Otherwise $p>1$.

This result is similar to lemma 1. One should notice that the threshold does not depend on the number of firms. This threshold should be compared with the dominant firm's capacity and not with total capacity. It is due to the fact that the first constraint to be relaxed is the dominant firm's one. The optimum could be reached if this constraint is still binding for a total production of k^*. Otherwise the short-term market power of the private oligopolists prevents the public firm from reaching the long-term optimum. It seems that increasing the number of firms does not modify the sets of parameters for which the long term optimum could be restored by the public firm. Actually, it does for the set K depends on the number of firm as is stated below.

The first stage: The choice of capacities $(k_i)_i$ of the private oligopoly

4.3

As mentioned earlier, we analyse symmetric equilibria. To construct equilibria similar to the monopoly case, we define quantities:

$$\bar{k}(n) = \arg\max_{k} W(k + r(k,n), k) \tag{16}$$

We assumed that these quantities are unique. First, we established that the restriction to the set K is legitimate and that firms produce at full capacity along any subgame perfect equilibrium path.

Lemma 4

At any subgame perfect equilibrium $(k_i)_{i=1..n} \in K$ and all firms produce at full capacity: $\forall i,\ q_i^N = k_i$.

The proof is in annex 3. The main assumption used to establish this result is the uniqueness of the public firm best response. A private firm who does not produce at full capacity could decrease its capacity without modifying the public firm's choice; such a change is beneficial to the firm. With this result, lemma 3 could be used to analyse equilibrium. Although the threshold does not depend on the number of firms in the oligopoly, the two quantities are linked via the set K. When the firms are numerous any symmetric n-tuple in the set K satisfies the condition of the lemma 3.

The critical number of firms is determined by the price elasticity of the demand at k^* and the share of the irreversible cost in the total cost. These results constitute the following lemma.

Lemma 5

The following equivalence is verified:

$$-\varepsilon \geq \frac{1}{n}\frac{1}{\alpha} \Leftrightarrow r(0,n) \geq k^* \Leftrightarrow \forall (k,..,k) \in K, k \leq k_A$$

The proof is in annex 3. This lemma states that any symmetric elements of K satisfied the conditions of lemma 3 if and only if the inequality linking elasticity, concentration and cost is satisfied. These lemmas pave the way to the following generalization of proposition 1.

Proposition 2

If $-\varepsilon < 1/n\alpha$ then there is a subgame perfect equilibrium such that along the equilibrium path:

$$k_i = \frac{r\left(\bar{k}(n),n\right)}{n}, i = 1..n \text{ and } k_0 = \bar{k}(n), \; p>1 \text{ and } \pi_i > 0, i = 0..n$$

Otherwise, the set of the paths of symmetric subgame perfect equilibriums is:

$$\left\{ (k_i = k)_{i=1..n}, k_0 = k^* - nk \Big/ k \in \left[\frac{k^* - k_A}{n-1}, \frac{k^*}{n} \right] \right\}$$

and $p=1$ and $\pi_i = 0, i = 1..n$.

Proposition 2 generalises proposition 1. The proof (cf annex 3) is longer because of the complexity of the short-term reaction of the oligopoly. However, the logic is the same. If an individual firm deviates from a symmetric equilibrium by increasing its capacity, this does not modify the public firm's choice and some of the deviator's capacity would be unused. If a firm deviates by decreasing its capacity, the public firm must increase capacity and consequently, both price and profits decrease. The existence of a suboptimal symmetric equilibrium depends on the number of firms, the price elasticity and the share of irreversible cost in total cost α. Such an equilibrium exists if and only if $-\varepsilon < 1/n\alpha$. The less elastic the demand is the more numerous the firms should be so that the public firm can restore the long-term social optimum. A decrease

of elasticity increases the incentive for firms to limit production on the short-term and the difficulty for the public firm to restore the long-term optimum. Similarly an increase in the variable cost decreases the short-term production. The less the ratio of sunk costs over total costs, the more numerous the firms should be for the long-term optimum to be restored at equilibrium.

We focused on symmetric equilibria because of their analytical tractability. Asymmetric equilibria should exist and firms may be able to get strictly positive profits along such equilibria even in the second case of proposition 2.

This proposition explains in which situation the long term optimum could be reach. It does not give any results on the distance to this optimum when the condition is not satisfied. Actually, the evolution of the social welfare could be opposite to the evolution of the inequality. For example, when concentration increases the proposition states that the set of parameters such that the optimum is reached increases, but for 'suboptimal' parameters the situation may worsen. We discuss it below.

Some comparative static results

4.4

A comparative static analysis is difficult in the general case. The monotonicity of the total investment with respect to the number of firms could not be easily deduced with our assumptions. When the concentration is sufficiently low, any symmetric equilibrium leads to the long-term optimum. Yet for a high concentration i.e. low number of firms, the total investment and production are $\bar{k}(n)+r(\bar{k}(n),n)$, for which the evolution with respect to n is not evident. Either $\bar{k}(n)=0$ or it satisfies the first order condition: $(p-c)(1+\partial r/\partial q)=\alpha$. Hence, the monotonicity of $\bar{k}(n)$ according to n is the same as the monotonicity of the left side of the equation. And this is decreasing according to n if $\partial r/\partial q$ is. The change of production of a n-firm oligopoly described by (13) should be greater the more numerous are the firm, which seems to be a quite natural assumption given that it is maximized when firms are competitive. It is then possible that the production of public firm and the total investment decrease with respect to the number of private firm for high concentrations. It is the case with a linear demand as shown in the following example.

In the linear case, consider the following demand function: $p(q)=a-bq$.

Then, the reaction function of an 'unconstrained' oligopoly is:

$$r(q,n)=\frac{n}{n+1}\left(\frac{a-(1-\alpha)}{b}-q\right)$$

The capacities chosen along a symmetric equilibrium path are:

$$\text{If } n+1\leq\sqrt{\frac{a-(1-\alpha)}{\alpha}},\ k_1=..=k_n$$
$$=\frac{1}{n}r\left(k^0(n),n\right)=$$
$$=\frac{1}{b}\left(a-(1-\alpha)-(n+1)^2\alpha\right),$$

$$\text{if } \sqrt{\frac{a-(1-\alpha)}{\alpha}}\leq n+1\leq\frac{a-(1-\alpha)}{\alpha},\ k_1=..=k_n$$
$$=\frac{1}{n+1}\frac{a-(1-\alpha)}{b},k^0(n)=0$$

and if $(a\text{-}(1\text{-}\ \alpha))/\alpha\leq n+1$, the total investment and production are k^*. The total investment with respect to n is represented in Figure 2.

There are two drivers of the evolution of investment when the number of private firms increases. First, the public firm's incentive to invest decreases because of the short term reaction of the private oligopoly and second, competition between private firms increases. The first driver dominates for high concentration and the total investment decreases, up to the point where the public firm no longer invests. From this point, competition among firms ensures that the total investment increases according to the number of private firms.

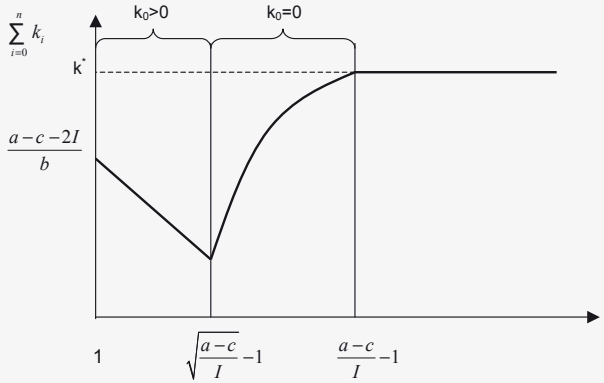
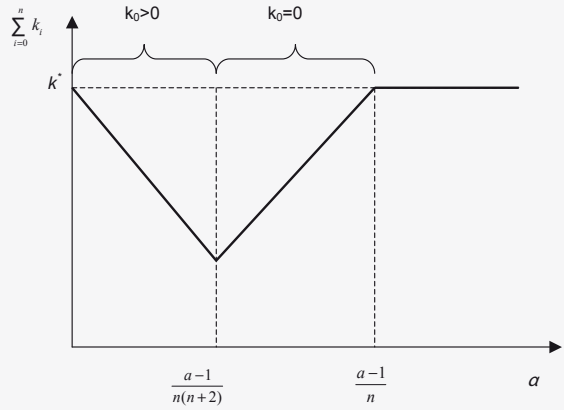


Figure 2

Total capacity and production with respect to the concentration for a linear demand

Figure 3

Total capacity and production evolution with respect to the share of sunk cost



The same analyse could be done according to the share of sunk cost. Proposition 2 states that for $\alpha \geq -\varepsilon/n$, there are subgame perfect equilibrium such that the long term optimum is reached. But for suboptimal situations total investment is not increasing according to α. Figure 3 depicts the linear case, calculations are straightforward given the above results. For low share of sunk cost an increase of sunk cost increases the social loss due to the replacement of production by new capacities. The commitment value of private firms' capacities increases and the public firm's ability to restore the social optimum decreases. The total investment decreases up to the point where the public firm no longer invests in generating capacities. From this point competition between private firms ensures that investment increases according to the share of sunk cost.

Conclusion

Given the oligopolistic structure of electricity markets, there is a worry that firms might use their long-term market power and under-invest in generation capacity. We have tested here the efficiency of public firm's intervention to compensate this under-investment. The public firm aims to re-establish the social optimum by completing the investment of the private firms. In a conventional model of Cournot oligopoly with joint decisions of capacity investment and production, such a solution is efficient. In our model, we dissociate the step of investment and the step of generation. In this setting, the short-term market power changes the social efficiency of the instrument.

Contrary to usual commitment games where incumbents' advantage is linked to their ability to commit to a given production here, incumbents' inability to commit is the key force that allows them to get strictly positive profits. As the public firm anticipates the influence of its capacity choice on the short-term total production, the increase of the social surplus due to the supplement of production is partly compensated by the decrease of the production of the private oligopoly, induced by the exerting of market power. In the long-term the private firms remain able to get strictly positive profits and to keep the sector in a sub-optimal position. However, this situation is better than the case without a public firm intervention even if the public firm does not invest. The degree of demand elasticity and the level of concentration determine the possibility to move nearer the optimum. For elastic demand functions and (or) decentralised sectors, the optimum could be reached. On the other hand we demonstrate that, if the concentration is high, increasing the number of firms could imply greater difficulty for the public firm to move closer to the optimum.

These results are relevant indications for public policies to correct the long term market power exercise consisting in restricted investment in generation capacity on electricity markets. It concerns restriction in investment in base load, semi-base load and peaking units for keeping price at higher level that optimal one, and more specifically the capacity deficit in reserve units resulting from combination of producers' risk aversion and market power. Investment in capacity by a benevolent and competitive player corrects partly the situation, but with the private firms keeping means to make monopolistic profits.

References

Boom A. (2002), *Investments in electricity generation capacity under different market structures with price responsive demand.* Diskussionsbeitr¨age des Fachbereichs Wirtschaftswissenschaft 2002/18, Freie Univesität Berlin.

Boom A. (2003), *Investments in electricity generating capacity under different market structures and with endogenously fixed demand.* Discussion paper SP II 2003– 01, Wissenschaftszentrum Berlin,.

Borenstein, S. (2002), "The trouble with electricity markets : understanding California's restructuring disaster", *Journal of Economic Perspectives.* Vol.16, Winter.

Cramton P., Stoft S. (2006), *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem,* White Paper for the Electricity Oversight Board.

Cremer, H., Marchand M., Thisse, J.-F. (1989), "The Public Firm as an Instrument for Regulating an Oligopolistic Market", *Oxford Economic Papers*, New Series, Vol. 41.

De Fraja G. , Delbono F. (1989), "Alternative strategies of a public enterprise in oligopoly", *Oxford Economic Papers*, Vol. 41.

De Vries L. (2007), "Generation adequacy: helping the market do its job". *Utilities Policy* (under press);

Dixit, A. (1979), "A Model of Duopoly Suggesting a Theory of Entry Barriers", *The Bell Journal of Economics*, vol. 10.

Dixit, A., (1980), "The Role of Investment in Entry-Deterrence", *The Economic Journal,* Vol. 90.

Finon D. (2006), "Incentives to invest in liberalised electricity industries in North and South. Differences in the need for suitable institutional arrangements", *Energy Policy*, Vol 24.

Green R. (2001), "Markets for electricity in Europe", *Oxford Review of Economic Policy*, vol 17, n°3.

Joskow P. (2006), *Competitive electricity markets and investments in new generating capacity*, MIT CEEPR, Working paper 06-009, April.

Joskow P. et Tirole J. (2004), *Reliability and Competitive Markets*, Working paper CEEPR-MIT.

Lu, Y., Poddar, S. (2005), "Mixed Oligopoly and the choice of Capacity", *Research in Economics* Vol. 59.

Magnus E. And Midttun A. (2000), "the Norwegian model". In E.Magnus and A. Midttun eds., *Electricity Market Reform in Norway*. Macmillan Press, London

Merrill, W.C., Schneider, N. (1966), "Government firms in Oligopoly Industries: a Short-Run Analysis", *The Quaterly Journal of Economics*, Vol. 80, No. 3.

Murphy F.H. and Smeers Y. (2002), *Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets*. CORE discussion paper 2002/69, Université Catholique de Louvain.

Neuhoff K. et De Vries L. (2004), "Investment Incentives for investment in electricity generation", *Utilities Policy*, vol. 12(4).

Pal, D. (1998), "Endogenous timing in a mixed oligopoly", *Economics Letters*, vol. 61.

Selten, R. (1965), "Spieltheoretische Behandlung eines Oligopolmodells mit Nachfrageträgheit", *Zetischrift für die gesante Staatswissenschaft*, Vol. 12.

Selten, R. (1975), "Re-examination of the perfectness concept for equilibrium points in extensive games", *International Journal of Game Theory*, Vol. 4.

Spence, A. M. (1977), "Entry, Capacity, Investment and Oligopolistic Pricing", *The Bell Journal of Economics*, Vol. 8.

Stoft S. (2002), *Power System Economics, Designing Market for Electricity*. New York, Wiley IEEE.

Vives, X. (1999), *Oligopoly Pricing: old ideas and new tolls*, Cambridge, Mass, MIT Press.

Von der Fehr N.H. and Harbord D.C. (1997), *Capacity investment and competition in decentralised electricity markets*, Department of Economics, (WP n° 27), University of Oslo.

Von der Fehr N.H., Amundsen T., Bergman L. (2006), "The Nordic Market, Sign of Stress", *Energy Journal* (Special Issue on European Electricity Liberalisation).

Ware, R. "Sunk Costs and Strategic Commitment: A Proposed Three-Stage Equilibrium", *The Economic Journal*, Vol. 94.

mathematical appendix

1

Annex 1

1.1

Log concavity and best reaction function

The log concavity of the demand function is a common assumption. As *log p* is concave, the function *p* satisfies $p''p-(p')^2 \leq 0$ as long as *p>0*. Then, if *x* is a solution to the first order equation: $p'(q+x).x+p(q+x)=1-\alpha$ for $q \in \left[0,k^{**}\right]$. Hence, $p'' \leq \frac{(p')^2}{p} \leq \frac{(p')^2}{p'x}$ so $p'+p''x \leq 0$, i.e. the cross derivative of the profit is negative, and, $2p'+p''x \leq 0$ the second order condition is satisfied. Hence, the profit function is strictly quasi concave. It ensures the existence and uniqueness of the best response of the private firm.

The slope of the function *r* is given by: $\frac{p'+p''r}{2p'+p''r}$ which is clearly in the set $\left]-1,0\right]$.

1.2

Existence and value of the threshold k_A

As the slope of *r'* is strictly between 0 and –1 if the solution of the equation $r(k^*-k)=k$ exists, it is unique.

As $r(k^*)>0$, the solution is in the set $\left[0,k^*\right]$ if and only if $r(0) \leq k^*$, and given quasi concavity of the profit it is equivalent to $p(k^*)+p'(k^*)k^*-(1-\alpha) \leq 0$

i.e. $\frac{p'k^*}{p} \leq -\alpha$ or $-\varepsilon \leq \frac{1}{\alpha}$

The threshold could be written using the price elasticity.

From the first order condition: $p(k^*)+p'(k^*)k_A=1-\alpha$, so, $k_A=\frac{-\alpha}{p'(k^*)}=-\varepsilon\alpha k^*$.

Annex 2

Proof of Lemma 1

The result is due to the following monotonicity properties of the social surplus:

(i) $W(q^N(k_0,k_1),k_1+k_0)$ is increasing with respect to k_0 if the capacity of the private firm is binding at the production stage : $q_1=k_1$, and the total production is less than the long-term optimum: $q^N = k_1 + k_{ISO} \le k^*$.

(ii) W is decreasing if the production is greater than the long-term optimum: $q^N(k_0,k_1) \ge k^*$.

For intermediary situations the monotonicity of W is not clear.

If $k_1 \le k_A$, the monopolist's capacity is binding for $k_0 = k^* - k_1$. So W is maximized at $k^* - k_1$.

If $k_1 > k_A$, the social surplus is increasing for $k_0 \le r^{-1}(k_1)$ and decreasing for $q^N \ge k^*$ i.e. $k_0 \ge k^* - k_A$. Then W is maximized for k_0 in the set $\left[r^{-1}(k_1), k^* - k_A\right[$.

Proof of proposition 1

The first case is trivial; in that case whatever the private firm's choice, the public firm is able to reach the long-term optimum.

In the second case, the threshold k_A is well defined.

Let $\bar{k} \in \arg\max W(k + r(k), k))$.

We do not precisely describe the strategy of the public firm as we need only some properties.

For $k_1 \ge r\left(\bar{k}\right)$, $\bar{k}$ maximizes the social surplus:

$$\forall k_0 \ge r^{-1}(k_1), W = W(k_0 + r(k_0), k_0 + k_1) = W(k_0 + r(k_0), k_0) - Ik_1$$

Hence the strategy $k_0\left(k_1\right) = \bar{k}$ is a best response.

For $k_1 \in \left[k_A, r(k^0)\right]$ we only need to know that $k_0^+(k_1) \subset \left[r^{-1}(k_1), k^* - k_A\right]$ (cf lemma 1).

Next, we state that $k_1 = r(k^0)$ is the optimal choice for the private firm if the public firm's strategy is $k_0\left(k_1\right) = \bar{k}, \forall k_1 \in \left[r\left(\bar{k}\right), r(0)\right]$.

For $k_1 \in \left[r\left(\bar{k}\right), r(0)\right]$, it is clear that the firm's profit is decreasing.

For $k_1 \in \left[k_A, r\left(\bar{k}\right)\right]$ we know that the public capacity is above $r^{-1}(k_1)$ so $\bar{k} \le r^{-1}(k_1) \le k_0$.

The production q^N is increasing with respect to the public capacity so $k_0 + r(k_0) \ge \bar{k} + r\left(\bar{k}\right)$ and the price is reduced:

$$0 \le p\left(k_0 + r(k_0)\right) - 1 \le p\left(\bar{k} + r\left(\bar{k}\right)\right) - 1$$

Finally by multiplying by the production and capacity, we get:

$$(p-c).q_1\left(k_0,k_1\right) - \alpha.k_1 \le (p-c).r\left(k^0\right) - \alpha r\left(k^0\right)$$

The profit of the private firm is greater for $k_1 = r\left(\bar{k}\right)$ and the private firm's profit is strictly positive for $k_1 = r\left(\bar{k}\right)$.

3

Annex 3

3.1

Proof of Lemma 2

Let $i, j, k_i \geq k_j$, we assume that $q_i^N = k_i$. Using the first order condition:

$p + p'k_i \geq 1 - \alpha$, hence $p + p'k_j \geq 1 - \alpha$ and $q_j^N = k_j$. Q.E.D.

3.2

Proof of Lemma 3

We assume that $k_1 = \max\{k_i, i = 1..n\}$.

If $k_1 \leq k_A$, then for $k_0 = k^* - \sum_i k_i$, $r\left(k_0 + \sum_{i=2}^{n} k_i\right) = r\left(k^* - k_1\right) \geq k_1$.

It implies that at the production stage the capacity constraint of all firms is binding.

The production is $q^N = k^*$ and W is maximised.

If $k_1 \geq k_A$, for $0 \leq k_{ISO} \leq r^{-1}(k_1) - \sum_{i=2}^{n} k_i$, all firms produce at full capacity and

$q^N = \sum_i k_i \leq k^*$. Therefore W is increasing with respect to k_0. For greater k_0, the

derivative of W is $\frac{dW}{dk_0} = (p - c)\frac{\partial q^N}{\partial k_0} - I < (p - c) - I$ which is negative if $q^N = k^*$.

3.3

Proof of Lemma 4

The assumption of uniqueness of the public firm's best response is the key assumption. We first state that firms produce at full capacity. If some firms do not produce at full capacity, we know that the dominant firm is among one of them. In that case a slight decrease of the dominant firm capacity does not influence the public firm's choice because of uniqueness of the public firm's best response. Such a change would increase profits of the dominant firm by diminishing its investment in unused capacities. The deviation is then profitable.

It is now straightforward to establish the result. The set K is defined by 2 conditions:

(i) $\forall i \geq 1, k_i \leq r\left(\sum_{j \neq i,0} k_j\right)$ is necessary so that firms produce at full capacity,

(ii) $\sum_{i=1} k_i \leq k^*$ is necessary, so that firms get positive profits.

3.4

Proof of Lemma 5

By definition $n.r\left(\frac{n-1}{n} r(0,n)\right) = r(0,n)$.

As r(.) is decreasing $r(0,n) < k^* \Leftrightarrow r\left(\frac{n-1}{n} k^*\right) < \frac{k^*}{n}$

and using the strict quasi concavity of the profit :

$$r\left(\frac{n-1}{n} k^*\right) < \frac{k^*}{n} \Leftrightarrow p(k^*) + p'(k^*)\frac{k^*}{n} < 1 - \alpha$$

which is equivalent to $-\varepsilon < \frac{1}{n}\frac{1}{\alpha}$. The first equivalence is proved.

And the second equivalence is straightforward:

$$r(0,n) \geq k^* \Leftrightarrow r\left(k^* - \frac{k^*}{n}\right) = r\left(\frac{n-1}{n} k^*\right) \geq \frac{k^*}{n} \Leftrightarrow \frac{k^*}{n} \leq k_A.$$

Proof of proposition 2

If $-\varepsilon < \frac{1}{n}\frac{c+I}{I}$ then $r(0,n) < k^*$ (lemma 5).

Hence $k^0(n) + r\left(k^0(n),n\right) < k^*$ and $\frac{r\left(k^0(n),n\right)}{n} \geq k_A$.

We assume that $k_2 = .. = k_n = \frac{r\left(k^0(n),n\right)}{n}$ and state that $k_1 = k_2$ maximizes firm 1's profit. It depends on the public firm's strategy $k_0^+(k_1,..,k_n)$.

It is clear that $k_0^+(k_2,k_2,.,k_2) = k^0(n)$.

For $k_1 \geq k_2$:

The quantity produced by the oligopoly with respect to k_0 is noted q(.):

$$q(k_0) = \begin{cases} k_1 + (n-1)k_2 \text{ if } 0 \leq \mathrm{k}_0 \leq r^{-1}\left(k_1\right) - (n-1)k_2 \\ (n-1)k_2 + r\left((n-1)k_2 + k_0\right) \text{ if } r^{-1}\left(k_1\right) - (n-1)k_2 \leq \mathrm{k}_0 \leq k^0(n) \\ r\left(k_0,n\right) \text{ if } k^0(n) \leq \mathrm{k}_0 \end{cases}$$

Firm 1's capacity constraint is relaxed first. It is relaxed for $k_0 = r^{-1}(k_1) - (n-1)k_2$ which is smaller than $k^0(n)$. The constraints of the other firms are relaxed for $k_0 \geq k^0(n)$.

The production of a constrained oligopoly is less than the production of an unconstrained one : $\forall k_0, q(k_0) \leq r\left(k_0,n\right)$.

The social surplus is increasing with respect to quantity for p>c so :

$$W\left(q(k_0), \sum_i k_i\right) \leq W\left(k_0 + r(k_0,n), \sum_i k_i\right)$$

And the second term is maximized when $k_0=k^0(n)$.

Thus, $k_0^+ = k^0(n)$ and firm 1 over-invests.

For $k_1 \leq k_2$:

The social surplus is increasing as long as all constraints are binding.

The public firm's best response satisfies $k_0^+ \geq r^{-1}(k_2) - (n-2)k_2 - k_1$ and the production is greater than $k^0(n) + r\left(k^0(n),n\right)$.

The price is therefore less than $p\left(k^0(n) + r\left(k^0(n),n\right)\right)$ obtained for $k_1 = k_2$ and the profit of firm 1 is less than the profit obtained for $k_1 = k_2$.

Hence $k_1 = k_2$ is the best response of firm 1.

If $-\varepsilon < \frac{1}{n}\frac{c+I}{I}$, then all symmetric subgame perfect equilibriums are cases of lemma 3.

The set $\left\{\left(k_i = k\right)_{i=1..n}, k_0 = k^* - nk \Big/ k \in \left[\frac{k^* - k_A}{n-1}, \frac{k^*}{n}\right]\right\}$ describes all the paths:

For $k_1 = .. = k_n \in K$ at equilibrium, a profitable deviation for firm 1 should be for a quantity greater than k_A and less than $k^* - (n-1)k_2$ which is possible if and only if

$$k_2 \leq \frac{k^* - k_A}{n-1}.$$

Les politiques de la concurrence sur les marchés électriques en Europe

Ute Dubois

GRJM-ADIS
(Université Paris Sud)
& LARSEN

Cet article propose une analyse critique des instruments et des pratiques des politiques de concurrence européennes en matière de pouvoir de marché sur les marchés de gros d'électricité. En raison des spécificités des activités électriques, les politiques de concurrence se heurtent tout d'abord à des difficultés d'identification du pouvoir de marché, car il n'existe pas de méthode permettant de détecter de manière parfaite l'exercice potentiel, ou réel, d'un pouvoir de marché dans ce secteur. Comme de plus, les autorités de concurrence s'appuient sur des méthodes d'intervention particulières, leur capacité à limiter l'exercice d'un pouvoir de marché est relativement restreinte. Car une grande partie de leurs interventions concerne le contrôle des concentrations. A la lumière de ce double constat, cet article discute des récentes évolutions des politiques de concurrence européennes sur les marchés de gros d'électricité. L'enquête sectorielle de 2007 semble inaugurer une nouvelle pratique de la politique de la concurrence dans le secteur électrique. L'initiative et le pouvoir de décision apparaissent désormais se placer principalement au niveau européen où l'action ne se situe pas seulement au niveau du contrôle des fusions et acquisitions, mais s'étend également à une évaluation approfondie du fonctionnement des différents marchés. Cette action se traduit par des décisions d'investigation sur certaines entreprises ainsi que sur des propositions législatives dans le cadre du troisième paquet. Dès lors, on s'oriente vers une surveillance accrue des marchés électriques à l'aide d'instruments de supervision plus formels et sur une base plus continue.

Introduction

Dans le secteur électrique, la concurrence est plus difficile à mettre en œuvre que dans des secteurs de biens classiques, pour quatre raisons principales[1]. La première raison est la complexité inhérente aux marchés électriques, qui se présentent comme une séquence de marchés (Wilson R., 2002). La deuxième raison tient à l'organisation industrielle des secteurs électriques. Ces secteurs ont hérité de structures industrielles fortement concentrées à l'échelle de chaque Etat et, à l'échelle européenne, les réorganisations du secteur s'apparentent souvent à une consolidation des positions des grands opérateurs. Troisièmement, le secteur électrique se trouve toujours en transition vers la concurrence au sens où les règles de marché continuent d'évoluer. Enfin, les frontières entre les marchés électriques nationaux évoluent elles aussi à mesure que les interconnexions entre Etats se développent.

Ces différents facteurs influencent la manière d'analyser le pouvoir de marché et d'y remédier dans le secteur électrique. Le pouvoir de marché se définit comme la capacité des entreprises à fixer durablement les prix au-dessus des coûts marginaux ce qui, le plus souvent, est rendu possible par leur position dominante. Identifier l'abus de pouvoir de marché et le limiter constituent l'une des tâches centrales des autorités de concurrence dans ce secteur. La pratique des politiques de concurrence révèle cependant qu'il est difficile de déceler *ex post* s'il y a eu abus de pouvoir de marché. C'est pourquoi les autorités de concurrence s'interrogent aussi sur les moyens d'y remédier *ex ante*, en modifiant les structures de marché existantes, par exemple en augmentant le nombre d'opérateurs afin de stimuler le jeu concurrentiel.

Différents types de pouvoir de marché peuvent être distingués. Le pouvoir de marché horizontal se rapporte à des comportements d'entreprises situées sur un seul segment d'activité, par exemple la production. Le pouvoir de marché vertical concerne en revanche des entreprises présentes sur différents segments d'activité, par exemple la production et le transport d'électricité. Nous examinons ici

1 Cet article s'appuie notamment sur les contributions faites au Workshop LARSEN « Analyse économique des politiques de concurrence dans le secteur énergétique » de décembre 2006. Ce Workshop a donné lieu à différentes présentations de : Y. Smeers (Université catholique de Louvain), V. Rious (Supélec), F. Lévêque (Ecole des mines de Paris), M. Massoni (CRE), C. Crampes (Université de Toulouse) et A. Perrot (Conseil de la Concurrence).

principalement les questions liées au pouvoir de marché horizontal sur les marchés de gros, sachant que les questions de forclusion liées à la détention d'équipements essentiels sont un problème à part dont les solutions sont bien cernées dans les industries électriques comme dans toute industrie de réseau. Nous ne discutons pas principalement du pouvoir de marché pouvant résulter des relations verticales entre différents segments concurrentiels (typiquement la production et la vente) sur le marché de gros, ni des effets des contrats de long terme sur les entrées. Comme en pratique, des interférences existent avec la concurrence sur les marchés de gros organisés, nous reviendrons sur ces influences dans l'analyse des évolutions des politiques de la concurrence.

Le présent article s'organise de la manière suivante. La deuxième section analyse les difficultés que pose l'analyse économique du pouvoir de marché. Elle montre qu'il n'existe pas de méthode fiable pour identifier l'abus de pouvoir de marché dans le secteur électrique (Smeers Y., 2006). La troisième section examine comment les autorités de concurrence abordent la question du pouvoir de marché. Le contrôle du pouvoir de marché est nécessairement imparfait car les autorités de concurrence sont mal armées pour y faire face (Perrot A., 2004). Aussi l'impact des politiques de concurrence dans le secteur électrique est-il limité, car une grande partie des interventions des autorités de concurrence se situe au niveau du contrôle des concentrations. Enfin, la quatrième section présente et critique l'évolution des pratiques des autorités de la concurrence dans le secteur électrique au niveau européen, à partir d'une analyse de l'enquête sectorielle de la DG Concurrence et du troisième paquet législatif.

2 L'analyse économique du pouvoir de marché

Dans le secteur électrique, l'analyse du pouvoir de marché se heurte à plusieurs difficultés. Tout d'abord, les problèmes économiques que pose le pouvoir de marché doivent être identifiés et ceci est une tâche complexe dans ce secteur. Ensuite, le pouvoir de marché doit être détecté. Différentes méthodes peuvent être employées pour ce faire, mais elles se heurtent à certaines limitations dans le cas du secteur électrique, où

l'inélasticité de l'offre et de la demande instantanées sur les marchés horaires facilitent l'exercice de pouvoir de marché de n'importe quel producteur dans de nombreuses situations.

Le problème du pouvoir de marché dans le secteur électrique

En Europe, conformément à l'article 82 du Traité CE, ce n'est pas le pouvoir de marché en lui-même qui est interdit, mais l'abus de pouvoir de marché[2]. Si le pouvoir de marché n'est pas prohibé en tant que tel, les opérations de concentration ayant pour effet de le renforcer peuvent en revanche être dissuadées ou interdites par les autorités de la concurrence. Quant à l'exercice de pouvoir de marché, son appréciation est variable, suivant qu'il soit intentionnel ou non, et qu'il permette à l'entreprise concernée de s'accaparer un profit à court ou à long terme. Enfin, dans des secteurs intensifs en capital comme le secteur électrique, l'exercice de pouvoir de marché peut être justifié en termes d'efficience dynamique, l'usage raisonné d'un pouvoir de marché permettant aux opérateurs de financer certains investissements lourds.

Si l'abus de pouvoir de marché est prohibé, encore faut-il préciser à quel marché pertinent on se réfère pour l'évaluer. En effet, la manière dont est défini le marché pertinent influence le résultat des analyses du pouvoir de marché (Boisseleau F., 2003). Or, dans le secteur électrique, il est difficile de définir le marché pertinent car sa taille varie beaucoup, en fonction des congestions apparaissant sur le réseau. Ainsi, on pourra distinguer le pouvoir de marché sur l'ensemble du système, dû par exemple à la présence de producteurs dominants, du pouvoir de marché local qui peut être utilisé par des petits producteurs locaux en cas de congestion sur les réseaux (Twomey P. *et al.*, 2005). On peut aussi distinguer le pouvoir de marché de court terme du pouvoir de marché de long terme, comme c'est le cas dans la pratique américaine. Cette distinction doit cependant prendre en compte le fait que le dommage pour les consommateurs n'est pas nécessairement fonction de la durée d'exercice du pouvoir de marché, certaines hausses importantes

2 Comme le notent Gilbert et Newbery (2006), ceci est un point important, dans la mesure où les directives européennes « électricité » n'ont pas non plus réglé la question du pouvoir de marché. La raison en est que la plupart des Etats membres étaient satisfaits de la structure industrielle de leurs secteurs énergétiques et qu'ils se seraient opposés à une directive remettant en question de manière plus importante ces structures. « Si la Commission avait suivi l'approche des Etats-Unis, consistant à permettre la libéralisation qu'une fois les problèmes de pouvoir de marché potentiel réglés, alors il est probable qu'une libéralisation des secteurs électriques n'aie vu le jour que dans quelques pays » (Gilbert R. et Newbery D., 2006, *traduction de l'auteur*).

de prix à court terme pouvant réduire davantage le surplus des consommateurs que des hausses de prix faibles sur une durée plus longue.

Enfin, on peut noter que le pouvoir de marché dans le secteur électrique ne se limite pas aux marchés de gros organisés, l'existence de contrats de long terme pouvant influencer la concurrence entre producteurs (Newbery D., 2007). Cependant, l'influence de ces contrats faisant elle-même l'objet de débats[3], nous ne discuterons pas ici de leur impact, ni de la manière de les prendre en compte.

Toutes ces difficultés d'identification du pouvoir de marché dans l'électricité influencent la manière de le détecter. En raison des spécificités sectorielles, il n'existe pas pour l'instant de méthode *idéale* pour détecter le pouvoir de marché dans ce secteur. Les indices de concentration, bien qu'imparfaits, restent donc la méthode la plus usitée.

2.2

Des indices de concentration imparfaits

Traditionnellement, les autorités de concurrence évaluent le potentiel de pouvoir de marché par le degré de concentration d'une industrie. L'idée sous-jacente est que les marchés concentrés sont plus favorables aux manipulations de prix que les marchés atomisés. La concentration d'une industrie est évaluée à partir d'indices de concentration – en particulier l'indice HHI (*Herfindahl Hirschman Index*). Cet indice est obtenu en additionnant les carrés des parts de marché des firmes operant sur le même marché. Il évalue donc le potentiel de pouvoir de marché *ex ante*, et non l'usage qui en est fait par les opérateurs. Dans le secteur électrique, cet indice HHI s'avère difficile à utiliser[4]. D'une part, calculer un HHI suppose d'avoir identifié le marché pertinent. D'autre part, il n'existe pas nécessairement de corrélation entre l'indice HHI et l'exercice d'un pouvoir de marché. Considérons ces deux points.

Tout d'abord, le calcul d'un indice HHI suppose que l'on ait au préalable déterminé le marché pertinent, ce qui soulève différentes questions

3 Pour une discussion des effets anti- ou pro-concurrentiels des contrats de long terme et de leur traitement par les autorités de la concurrence, le lecteur pourra se référer à Hauteclocque A. (2008) et Willems B. (2006).

4 Aux Etats-Unis, l'indice HHI est couramment employé dans le contrôle des concentrations. Ainsi, une fusion est généralement acceptée lorsque le HHI après la fusion est inférieur à 1000. Lorsque le HHI est situé entre 1000 et 1800, la fusion est acceptée si la variation du HHI due à la fusion est inférieure à 100. Lorsque le HHI est supérieur à 1800, la fusion est acceptée sir la variation du HHI est inférieure à 50. Enfin, dans tous les autres cas, le projet de fusion fait l'objet d'un examen plus approfondi.

Tableau 1

HHI moyen entre 2003 et 2005 dans six pays européens

*La capacité disponible se distingue par la capacité installée par le fait qu'elle prend en compte l'impact des contrats de long terme et des « *upward reserve commitments* » (London Economics, 2007)

Source : London Economics (2007)

Pays	*HHI* (base capacité disponible*)	*HHI* (base capacité installée)	*HHI* (base production totale)
Belgique	7 694	8 307	8 843
Allemagne	1 977	1 914	2 143
Espagne	2 790	n.d.	2 837
France	8 592	n.d.	9 072
Pays Bas	2 332	n.d.	2 308
Grande-Bretagne	1 068	n.d.	1 129

(Plagnet M.A., 2005). Faut-il calculer les parts de marché sur la base de la capacité installée, de la capacité disponible, ou encore de la capacité utilisée et donc de la production effective ? Une fois déterminée cette base de calcul du marché pertinent, il faut encore définir la période de temps la plus appropriée pour calculer le HHI, celui-ci variant au cours du temps. Ensuite se pose la question du marché géographique à prendre en compte. Et ce marché géographique est lui aussi fluctuant. Il peut être européen à certaines périodes, national en cas de congestions aux frontières, ou régional, en cas de congestions internes à un pays. Enfin suivant que l'on considère les heures de base, de semi-base ou de pointe, la structure de marché peut être différente.

Le tableau ci-dessus indique les valeurs moyennes du HHI calculées dans l'étude de référence de London Economics (2007) pour différents pays européens. Cette étude s'appuie sur une définition nationale des marchés pertinents. Elle ne tient donc pas compte du fait que ces marchés nationaux sont interconnectés et fonctionnent de façon intégrée sur des périodes plus ou moins longues.

On notera au passage que si les valeurs du HHI sont différentes suivant les méthodes d'estimation, les conclusions en termes de concentration des marchés n'en sont pas modifiées. Ainsi, seul le marché de la Grande Bretagne apparaît comme modérément concentré (HHI entre 1000 et 1800), tous les autres pays ayant des marchés nationaux fortement concentrés (HHI supérieur à 1800). Cependant, même si le marché est peu concentré, des problèmes de pouvoir de marché peuvent sur-

venir dans certains cas (Smeers Y., 2006). Ceci se produit notamment lors des périodes de forte demande, quand il existe des contraintes de capacité. Dans ce cas, les centrales de tous les producteurs sont appelées pour satisfaire la demande et de petits producteurs exercent alors un pouvoir de marché lorsqu'ils deviennent « pivots » (Vandezande L. *et al.*, 2006). Cette particularité des marchés électriques découle de l'inélasticité de l'offre et de la demande d'électricité à court terme[5]. Pour remédier à ces défauts du HHI, il est possible de calculer un HHI dynamique, correspondant à la moyenne des HHI horaires des ventes des producteurs.

Cependant, les indices de concentration tels que le HHI ne semblent pas l'outil le plus adapté pour analyser le pouvoir de marché dans le secteur électrique, car ils n'intègrent pas des paramètres déterminant la possibilité d'exercice de pouvoir de marché par un opérateur. Ceci conduit à utiliser d'autres outils dans le cadre d'une évaluation *ex ante* ou *ex post* du pouvoir de marché, qui prennent en compte le fait que la capacité de production d'un opérateur particulier soit, ou ne soit pas, nécessaire pour satisfaire la demande. Ces indices permettent alors d'identifier le pouvoir de marché temporaire de certains producteurs. Il s'agit des indices PSI (*Pivotal Supplier Index*) et RSI (*Residual Supplier Index*). De tels indices ont notamment été employés par dans l'étude de London Economics (2007) déjà citée.

Le PSI évalue dans quelle mesure un producteur peut être considéré comme un « pivot » pour satisfaire la demande à une heure donnée, c'est-à-dire si la participation de ce producteur au marché est nécessaire pour répondre à la demande. Le PSI n'apporte cependant qu'une information partielle, car il n'indique pas à quel degré le producteur est en pivot. L'indice RSI remédie à ce défaut. Il se définit comme la forme continue du PSI. Cet indice mesure si un producteur est indispensable pour satisfaire la demande et examine à quel point le marché s'appuie sur les capacités disponibles de cette compagnie pour satisfaire la demande[6] (London Economics, 2007). Les indices

5 D'autres critiques concernant le lien entre HHI et pouvoir de marché se rapportent au type de concurrence en vigueur. Par exemple, quand les entreprises se livrent une concurrence à la Bertrand (concurrence en prix), alors le lien entre concentration et pouvoir de marché n'existe pas (Plagnet M.A., 2005). L'existence ou non de barrières à l'entrée influence également le lien entre HHI et pouvoir de marché. Ainsi, il est possible qu'une augmentation de la part de marché d'un opérateur ne pose pas de problème en termes de pouvoir de marché s'il n'y a pas de barrières à l'entrée.

PSI et RSI sont donc calculés au niveau de chaque producteur et pour chaque heure.

L'information apportée par ces indices se présente de la manière suivante. Le PSI est une variable prenant la valeur 1 si le producteur est indispensable pour satisfaire la demande et 0 dans le cas contraire. L'étude de London Economics (2007) considère qu'un producteur dont le PSI a été de 1 pendant plus de 20 % du temps était indispensable. Le RSI d'une compagnie est calculé comme un rapport entre d'une part les capacités disponibles sur le marché, déduction faite des capacités de la compagnie examinée, et d'autre part la demande totale sur le marché pendant l'heure considérée. L'étude London Economics (2007) a retenu un seuil de 110 % de cet indice pour départager les heures où un producteur est indispensable des heures où il ne l'est pas, l'idée étant que si le RSI se trouve sous ce seuil pendant plus de 5 % du temps, alors le producteur n'opère pas dans un environnement concurrentiel.

Pour les six marchés électriques européens étudiés, les indices PSI et RSI ont abouti aux résultats suivants. Deux marchés nationaux, la Belgique et la France, ont des marchés fortement concentrés : sur chaque marché, un des producteurs est pivot et ce pendant 100 % du temps. Trois marchés nationaux, l'Allemagne, l'Espagne et les Pays Bas, ont des marchés moyennement concentrés, avec deux producteurs pivots respectivement en Allemagne et en Espagne et un aux Pays Bas selon l'indice PSI ; dans ces pays le temps pendant lequel ces producteurs sont indispensables étant élevé (entre 20 % et 50 % du temps pour l'indice RSI). Enfin, un seul marché, celui du Royaume Uni, est faiblement concentré avec aucun producteur pivot.

Ces indices apportent une information plus fine sur le potentiel de pouvoir de marché que le HHI. Ils présentent cependant eux-aussi des limites (Vandezande L. *et al.*, 2006). En particulier ils ignorent le fait que les producteurs peuvent interagir stratégiquement, ce qui leur confèrerait un pouvoir de marché supplémentaire.

D'autres méthodes elles aussi imparfaites

Face aux imperfections des méthodes s'appuyant sur des indices de concentration, d'autres méthodes ont été appliquées pour identifier

6 Par exemple, il prend en compte la capacité des installations pivots, ce qui fournit une évaluation plus précise du potentiel de marché des producteurs.

l'exercice de pouvoir de marché. Une première méthode recourt à des indices intégrant le comportement des opérateurs, tels que l'indice de Lerner. Une deuxième méthode s'appuie sur des modèles de simulation *ex ante* des marchés.

L'indice de Lerner prend en compte l'élasticité de la demande, et permet ainsi de considérer l'effet des comportements sur le pouvoir de marché. Cet indice décrit la capacité d'une entreprise à fixer un prix de vente au-dessus du coût de production. Le pouvoir de marché est ainsi mesuré par le ratio $(P\text{-}Cm)/P$, où P est le prix de l'output et Cm le coût marginal. Dans une concurrence à la Cournot où les entreprises seraient homogènes, l'indice de Lerner équivaut au ratio HHI/e, où e désigne l'élasticité de la demande.

En prenant en compte l'élasticité de la demande, l'indice de Lerner permet de mieux apprécier le pouvoir de marché, les effets d'une forte concentration industrielle étant moindres lorsque la demande est plus élastique. Cette méthode nécessite cependant davantage d'information pour estimer le pouvoir de marché car il faut évaluer le coût marginal et l'élasticité de la demande.

Beaucoup de travaux utilisent le coût marginal de court terme, estimé à parti des coûts de combustible du producteur, ce qui pose problème, les coûts marginaux intégrant d'autres éléments[7] (Twomey P. *et al.*, 2005). Pour Y. Smeers (2006), lorsqu'il y a manque de capacité dans certaines techniques de production, le prix de marché doit en moyenne s'aligner sur le coût marginal de long terme. De la sorte, les rentes infra-marginales que les prix horaires permettent de dégager assurent la couverture du coût d'investissement en capacités de production supplémentaires. Par conséquent, comparer les prix avec les coûts marginaux de court terme conduirait à surestimer le pouvoir de marché[8]. Un autre indice similaire est la marge prix-coût, mesurée par le ratio $(P\text{-}Cm)/Cm$.

7 En particulier, ce type d'approche ignore la rente de rareté sur les marchés électriques, et par conséquent, la rente de rareté n'est pas distinguée du pouvoir de marché. A cela s'ajoute que ces approches ne tiennent pas compte des contraintes de montée en charge des centrales et des non-convexités qui en découlent. Prendre en considération ces particularités des marchés électriques aurait pour effet de remettre en question l'utilité du coût de combustible pour estimer le coût marginal.

8 Une solution possible pour remédier à l'absence de prise en compte de l'investissement serait d'étendre les modèles de manière à prendre en compte le besoin de fiabilité qui considère la capacité globale du système comme un bien en soi à rémunérer.

Une voie alternative à l'analyse des prix et coût marginaux consiste à employer des modèles de simulation *ex ante*. Dans ces modèles, on simule différents types de comportements stratégiques dans le cadre de différentes structures de marché. Par rapport à l'approche précédente, la simulation *ex ante* a l'avantage de ne pas nécessiter de données sur les coûts des producteurs et sur les prix. En revanche, les résultats de simulations *ex ante* sont très dépendants des hypothèses qui ont été faites sur le comportement des opérateurs et de la manière dont sont représentées les structures de marché (Ellersdorfer I., 2007). En général, les modèles utilisés pour ce type de simulations sont des modèles de concurrence à la Cournot. Pour effectuer ce travail de simulation, ces modèles doivent cependant recourir à des simplifications par rapport aux caractéristiques techniques des systèmes électriques :

Premièrement, ils ne prennent pas en compte les contraintes de montée en charge des centrales, l'optimisation des stations de pompage ou l'offre d'énergie sur le marché des réserves.

Deuxièmement, ce type de modèles a besoin de représenter une demande élastique au prix pour dégager des équilibres à des prix raisonnables, alors que dans le monde réel des marchés horaires, les demandes instantanées sont pratiquement inélastiques.

Troisièmement, beaucoup de modèles assimilent les marchés électriques à un marché « *energy only* », et ignorent donc le fait qu'il existe une séquence de marchés dans le secteur électrique : marchés non organisés de contrats *forward,* marchés de court terme organisés ou marchés de *futures* OTC, marchés organisés du jour pour le lendemain, et parfois différents marchés organisés en temps réel. Or, pour être précise, l'évaluation du pouvoir de marché ne devrait pas se concentrer uniquement sur un seul marché, mais examiner également les marchés annexes, comme le marché des réserves.

Enfin quatrièmement, les modèles d'oligopole n'intègrent pas en général le fait que l'électricité, pour être vendue, nécessite d'être transportée par un réseau.

Pourquoi les modélisations recourent-elles à toutes ces simplifications, au risque de ne pas refléter la réalité des marchés électriques ? Principalement parce que la prise en compte des caractéristiques « réelles » de l'industrie rendrait les modèles très complexes d'un point de vue technique. Et cette complexification aboutit en définitive à des résultats de modélisations qui ne sont plus significatifs. Par exemple, le fait de

prendre en compte le transport est hasardeux sur le plan de l'estimation du pouvoir de marché, car les modélisations qui en résultent sont très instables (Smeers Y., 2006).

Pour conclure, dans un contexte où ni les indices de concentration ni les modèles d'oligopole ne permettent d'évaluer précisément le potentiel de pouvoir de marché, il est impossible de formuler des prescriptions générales quant à l'organisation souhaitable des secteurs électriques. Non seulement l'économiste ne sait pas déterminer le nombre optimal d'opérateurs, mais il ne sait pas non plus à partir de quel degré de concentration les secteurs électriques sont susceptibles de rencontrer des problèmes de pouvoir de marché.

3

De l'identification du pouvoir de marché aux politiques de la concurrence

Les difficultés que pose l'identification du pouvoir de marché influencent la manière de conduire les politiques de concurrence. Les autorités de concurrence interviennent par le contrôle *ex-post* des marchés, mais aussi par le contrôle *ex ante* lors des fusions-acquisitions. Leurs fonctions, exercées à distance des industries, s'articulent avec les missions des régulateurs sectoriels qui sont en contact direct avec le secteur. Une des fonctions principales des régulateurs sectoriels est la promotion de la concurrence, qu'ils aient un pouvoir direct ou indirect de décision sur les règles de marchés, les contrats de licence, les tarifs de réseau ou autres[9]. Les régulateurs sectoriels peuvent jouer un rôle dans le *monitoring* quotidien des marchés et alertent les autorités de concurrence. La surveillance du pouvoir de marché incombe donc en dernier ressort aux autorités de concurrence[10] qui décident des enquêtes et prononcent des sanctions.

L'action des autorités de la concurrence dans le secteur électrique mérite d'être analysée en tant que telle pour trois raisons. D'abord, parce que les autorités de concurrence, de par leurs prérogatives et leurs modes de décision, apparaissent mal armées pour contrôler le pouvoir de marché dans ce secteur. Ensuite, parce que les autorités de concurrence ont, ces dix dernières années, influencé significativement la concurrence dans le

9 C'est le cas même quand pour certains régulateurs sectoriels comme en Allemagne, leur champ d'action est limité à la réglementation de l'accès aux réseaux et aux interconnexions.

secteur électrique par le biais du contrôle des concentrations. Enfin parce qu'une des sources principales de la jurisprudence et de l'évolution des pratiques et des règles est l'autorité de la concurrence européenne du fait de son pouvoir de contrôle, mais aussi de sa situation très particulière qui lui donne la possibilité de proposer des adaptations de la législation des marchés électriques.

Des autorités de la concurrence mal armées

La mission des autorités de la concurrence étant d'appliquer le droit de la concurrence, leurs pouvoirs discrétionnaires pour définir et mettre en œuvre des politiques de concurrence sont limités (Perrot A., 2002). Elles apparaissent « mal armées » face au risque de pouvoir de marché dans le secteur électrique.

Tout d'abord, les autorités de concurrence doivent pouvoir prouver qu'il y a d'abus, ou risque d'abus, de pouvoir de marché.

Ceci pose la question de leurs droits de collecter l'information, des moyens qu'elles ont à leur disposition pour ce faire et des compétences pour l'analyser. En effet, surveiller le pouvoir de marché dans l'électricité nécessite un fort degré d'expertise et une certaine continuité dans la surveillance, mais cette continuité fait souvent défaut[11] (Perrot A., 2002). Ainsi, les interventions des autorités de concurrence sont souvent consécutives à des plaintes de certains opérateurs, à des pics de prix importants suscitant des réactions politiques (Gilbert M., Newbery D., 2006) et elles ne concernent que rarement le contrôle des comportements[12]. Cette difficulté est en partie contournée dans les pays où le régulateur sectoriel a un pouvoir de saisine de l'autorité de la concurrence, ce qu'ils ont en général, combinée à une fonction explicite de surveillance des marchés et un minimum de compétences spécialisées en la matière. On

10 Dans certains pays cependant, les régulateurs exercent certaines fonctions de contrôle de la concurrence. Par exemple en Angleterre, le Utilities Act de 2000 confie à l'Ofgem des responsabilités en matière de surveillance de la concurrence. On peut noter que les GRT pourraient également, à certaines conditions, jouer un rôle dans la surveillance du pouvoir de marché (cf. Twomey P. et al., 2005)

11 On peut noter que les régulateurs sectoriels sont eux-aussi souvent dépourvus du droit de collecter systématiquement l'information permettant de détecter les abus de pouvoir de marché.

12 Par exemple, en France, la décision n° 07-MC-04 du 28 juin 2007 relative à une demande de mesures conservatoires de la société Direct Energie est à ce jour la seule décision en matière de contrôle des comportements dans le secteur électrique.

a ainsi vu le régulateur sectoriel britannique saisir à deux reprises dans les années 1990 les autorités de la concurrence britanniques devant les prix pratiqués par deux producteurs (Domah P. et Pollitt M., 2001).

Plus intéressant est le cas des compétences de la DG Concurrence. La décision de la DG Concurrence de procéder à une enquête sectorielle et sa réalisation ont introduit une véritable innovation dans la pratique du contrôle. En effet, les autorités de la concurrence ne pouvant que très difficilement démontrer l'existence de prix abusifs de façon générale et plus particulièrement sur les marchés électriques du fait de leur complexité, elles renoncent en général à procéder à un contrôle *ex post*, se limitant à agir par un contrôle *ex ante* au moment des fusions-acquisitions. L'enquête sectorielle s'est appuyée sur le développement des compétences internes et sur une expertise extérieure. Ces nouvelles compétences devraient permettre un meilleur suivi des marchés pour la détection des comportements anticoncurrentiels aux effets les plus importants.

Il se pose ensuite la question du mode de décision des autorités de la concurrence.

Ce mode de décision est influencé par le fait qu'elles exercent des fonctions quasi-juridictionnelles. Cette spécificité limite notamment les possibilités de recourir à la modélisation pour évaluer le pouvoir de marché. Tout d'abord, la nature quasi-juridictionnelle des autorités de concurrence a par exemple des implications en ce qui concerne les personnes chargés de rendre les décisions, qui sont en grande partie des juristes. Cela implique que les modèles économiques d'analyse du pouvoir de marché doivent être communicables à ces décideurs. Ensuite, les décisions des autorités de concurrence doivent être « valides » au regard des normes du droit. Elles doivent donc décider en tenant compte des règles et de la jurisprudence existante. Ceci pourrait également limiter leurs possibilités d'utiliser des modèles économiques de simulation *ex ante* du pouvoir de marché pour fonder leurs décisions.

Dès lors que les décisions doivent avant tout être valides au regard du droit, il existe, de plus, un risque qu'elles ne respectent pas nécessairement une cohérence entre elles et varient donc d'un cas à l'autre[13]. Par exemple, en matière de contrôle des concentrations, une fusion peut être jugée anticoncurrentielle ou non suivant que les autorités de concurrence

13 Cf. la littérature de *Law and Economics* à ce sujet, notamment Stephenson M. (2005).

considèrent que le marché pertinent est national ou européen. Ce type d'incertitude est d'autant plus grand que, dans le secteur électrique, les architectures de marché sont toujours en évolution et que les marchés pertinents sont donc amenés à se modifier[14].

De plus, les autorités de concurrence sont des décideurs « imparfaits », au sens où leurs décisions comportent un risque d'erreurs. Premièrement, les autorités courent le risque de ne pas être assez sévères et donc d'autoriser des comportements qui sont en réalité anticoncurrentiels. Deuxièmement, de manière symétrique, elles peuvent être trop sévères, et donc interdire abusivement des comportements qui ne détériorent pas la concurrence. La littérature de *Law and Economics* (Glaeser E. *et al.*, 2001) démontre que, par rapport à un régulateur sectoriel, les autorités de concurrence tendraient à être plus laxistes car elles ont tendance à ne pas déployer les mêmes efforts qu'un régulateur pour rechercher l'information leur permettant de prendre les décisions les plus adéquates.

Enfin, les possibilités d'action des autorités de concurrence sont limitées, car elles recourent principalement à des injonctions et à des sanctions pécuniaires lorsqu'elles mettent en évidence l'exercice d'un pouvoir de marché ou des comportements d'entente (Perrot A., 2004). Ceci explique que leur intervention se situe surtout au niveau du contrôle des fusions, assorti ou non de remèdes, même si récemement le champ de leurs moyens d'intervention s'est élargi aux engagements proposés par les firmes et si les activités dans le champ de l'article 82 ont augmenté[15] (Hauteclocque A., 2008).

Des politiques de la concurrence surtout limitées au contrôle des concentrations

Le contrôle des concentrations a constitué le principal mode de contrôle du pouvoir de marché depuis l'ouverture à la concurrence des secteurs électriques européens. Ce contrôle s'est longtemps caractérisé par une certaine hétérogénéité entre l'échelon européen et les échelons natio-

14 Cette variabilité a cependant été réduite, puisque les décisions des différentes autorités de concurrence doivent désormais être cohérentes entre elles.

15 Depuis le Règlement n° 1/2003 relatif à la mise en œuvre des règles de concurrence prévues aux articles 81 et 82 du Traité, les autorités de concurrence nationales peuvent aussi, à l'instar de la Commission Européenne, accepter des engagements proposés par les entreprises pour mettre un terme aux pratiques anti-concurrentielles, ce qui a élargi le champ de leurs moyens d'intervention.

naux. En effet, les objectifs de limitation des restrictions à la concurrence poursuivis par les autorités de concurrence nationales et européenne peuvent entrer en conflit avec d'autres objectifs politiques au niveau des Etats membres, notamment la constitution de champions nationaux. Par ailleurs, le contrôle des concentrations reste un exercice difficile pour les autorités de la concurrence.

Tout d'abord, on constate une certaine hétérogénéité des pratiques en matière de contrôle des concentrations. En Europe, les compétences en la matière sont réparties entre la Commission Européenne et les Etats Membres. Ainsi, lorsque les entreprises concernées réalisent plus des deux tiers de leur chiffre d'affaires sur le territoire d'un Etat, seules les autorités de concurrence nationales sont compétentes. Sinon, c'est la Commission Européenne qui l'est[16]. Il en découle des différences de mise en œuvre, certains Etats Membres étant tentés d'autoriser des fusions pour aider à la constitution de champions nationaux. Par exemple, en Allemagne, l'application du droit de la concurrence fut bloquée en 2002 par le Ministère fédéral de l'économie, qui usa de ses pouvoirs pour autoriser la fusion EON-Ruhrgas malgré l'avis négatif de l'autorité de concurrence allemande, le Bundeskartellamt, et de la Commission des Monopoles[17].

Ensuite, le contrôle des concentrations est un exercice difficile. Les projets de fusion entre grands opérateurs sont particulièrement complexes à évaluer, en raison de la multiplicité des effets générés. Ils supposent tout d'abord d'identifier les marchés-produits lors qu'ils peuvent être en interdépendance (comme pour le gaz, l'électricité et le *dual fuel*) et les marchés géographiques concernés. Ensuite, les effets des fusions doivent être évalués sur chacun de ces marchés[18], afin

16 A côté de cette règle des deux tiers, d'autres conditions permettent de determiner qu'une opération de concentration revêt une dimension communautaire. Selon le règlement CE n° 139/2004, il faut que les entreprises aient une certaine taille, par exemple un chiffre d'affaires total mondial est supérieur de 2,5 milliards d'euros au total et, dans au moins trois États membres, un chiffre d'affaires total réalisé par toutes les entreprises concernées supérieur à 100 millions d'euros. Le même règlement prévoit aussi la possibilité pour un Etat membre de demander à la Commission européenne une concentration qui n'est pas de dimension communautaire au sens ci-dessus, mais qui affecte le commerce entre États membres et menace d'affecter de manière significative la concurrence sur le territoire du ou des États membres qui formulent cette demande.

17 Le Ministre fédéral de l'économie a accordé une autorisation spéciale (*Ministererlaubnis*) à cette fusion (cf. Monopolkommission, 2004).

18 Le projet d'acquisition d'Endesa par Gas Natural a été évalué en examinant quatre principaux marchés pour le gaz naturel et cinq principaux marchés pour l'électricité. Les marchés géographiques pertinents pour ces différents marchés produits étaient également de tailles différentes.

d'en estimer les effets anticoncurrentiels potentiels. Enfin, les possibles effets anticoncurrentiels doivent être comparés aux gains d'efficience générés par les fusions. En cas d'effets anticoncurrentiels, les autorités de la concurrence ont la possibilité d'interdire les fusions, ou encore de négocier les remèdes ou mesures correctives que leur soumettent les entreprises. Dans le cas du projet d'acquisition d'Endesa par Gas Natural (Barquin J. *et al.*, 2006), où les entreprises concernées étaient présentes à la fois dans le secteur électrique et dans le secteur du gaz, il fallait prendre en compte les interdépendances possibles entre les deux secteurs. Or, le gaz et l'électricité sont à la fois concurrents (leurs usages étant partiellement substituables), complémentaires pour certains utilisateurs (chauffage) et aussi verticalement reliés, le gaz pouvant servir à la production d'électricité. De ce fait, cette opération nécessitait d'examiner non seulement les effets horizontaux, mais également les effets verticaux, notamment les risques de forclusion[19], et les effets conglomeraux[20], du fait de la capacité de l'entité fusionnée à proposer des offres combinant gaz et électricité.

Lorsque l'autorisation de la fusion est assortie de remèdes (obligations de cessions d'actifs, de cessions aux enchères de droits de tirage sur des équipements, les *Virtual Power Plants*), ceci complique encore la tâche des autorités de concurrence. De façon générale, comme le montre un rapport récent, une grande proportion de remèdes fixés par la Commission Européenne a été évaluée comme inefficace[21]. La conception de remèdes dans le secteur électrique soulève trois difficultés principales (Lévêque F., 2006b). Premièrement, les autorités de concurrence doivent anticiper quelle sera l'évolution des marchés, et notamment elles doivent prévoir quelle sera la structure de marché *ex post,* ce qui est particulièrement difficile, les secteurs électriques se trouvant en transi-

19 La forclusion se traduit par le fait qu'un acteur qui intervenait auparavant sur un marché intermédiaire cesse d'intervenir sur ce marché du fait de la fusion, car il réserve sa production à sa division aval. On peut distinguer la forclusion amont, qui renchérit les coûts d'approvisionnement et la forclusion aval, qui consiste à réduire la demande qui s'adresse aux concurrents sur le secteur amont.

20 Les effets conglomeraux peuvent conduire à ce que l'entité fusionnée s'appuie sur sa position dominante dans une activité pour ériger des barrières à l'entrée sur un marché connexe, par exemple en proposant des offres globales. Un tel comportement dissuade les consommateurs de s'adresser à un autre fournisseur qui ne propose pas d'offre globale.

21 Selon à la « *Merger Remedies Study* » de la Commission européenne de 2005, 81% des remèdes (tous secteurs confondus) se sont révélés totalement ou partiellement inefficaces (Lévêque F., 2006b). Un des problèmes mentionné par l'étude se rapporte à l'opportunisme des entreprises lorsqu'elles proposent des remèdes.

tion vers un fonctionnement plus concurrentiel. Deuxièmement, elles doivent évaluer la probabilité des effets anticoncurrentiels de l'opération de concentration. Enfin, elles doivent évaluer quels seront les effets potentiels des remèdes, car les remèdes proposés doivent améliorer la situation concurrentielle par rapport à la situation antérieure. Ceci introduit des incertitudes supplémentaires dans le processus décisionnel des autorités de concurrence, qui doivent « lire trois fois dans la boule de cristal » (Lévêque F., 2006a).

Existe-t-il un moyen de remédier à ces inconvénients ? Pour F. Lévêque (2006a) l'application du principe de précaution, en imposant aux entreprises qui fusionnent des remèdes très sévères, serait une voie d'amélioration. L'idée sous-jacente est que les autorités de la concurrence devraient faire preuve d'une plus grande sévérité dans l'application du contrôle des fusions, une organisation trop morcelée du secteur étant préférable à une organisation trop concentrée, des ajustements pouvant plus facilement s'opérer ensuite. Il propose ensuite de rendre plus cohérentes les approches et les mesures prises au niveau des Etats membres et de l'Union européenne, en supprimant la règle des deux tiers qui délimite le champ de compétences des autorités nationales vis-à-vis de la DG Concurrence. Dans les secteurs électriques, qui étaient dans beaucoup de pays organisés sous forme de monopoles régionaux ou nationaux, cette règle empêche *de facto* la Commission européenne d'intervenir dans un grand nombre de fusions[22], ce qui présente deux types d'inconvénients. D'une part, la Commission européenne n'est pas compétente dans beaucoup de cas de fusions, alors même que l'objectif est l'intégration des marchés électriques européens. D'autre part, ceci comporte un risque que les Etats poursuivent des politiques de champions nationaux en autorisant à l'échelle nationale des fusions contraires au droit de la concurrence.

Ces propositions peuvent faire l'objet d'un certain nombre de critiques. En particulier, remplacer le principe de neutralité par celui de précaution n'est pas sans risques. En effet, s'il était appliqué, cela risquerait de créer une source supplémentaire d'incertitude dans un secteur

22 Ainsi, deux importants projets de fusion ne se sont pas trouvés sous la juridiction de la Commission européenne malgré leur impact sur d'autres Etats membres. Il s'agit de la fusion entre EON et Ruhrgas (et ce malgré le contrôle par EON de beaucoup d'interconnexions et en dépit de la place de l'Allemagne dans le transit européen de gaz) et du projet de fusion entre Endesa et Gas Natural, qui avait un impact significatif sur le Portugal (Newbery, D., 2007).

qui n'en manque pas (évolution des prix des combustibles, des prix du CO_2, réglementations environnementales, etc.). Ajouter une source d'incertitude pourrait conduire *in fine* à décourager l'investissement. L'application du principe de précaution soulève aussi un ensemble de questions pratiques, concernant par exemple les critères à employer ou l'expertise des autorités de concurrence. Il faudrait donc *a minima* qu'elles s'appuient sur une expertise indépendante forte et sur de solides arguments théoriques.

En résumé, les difficultés de détection de l'abus de pouvoir de marché, auxquelles s'ajoutent les contraintes auxquelles sont soumises les autorités de concurrence expliquent qu'elles ne soient que très peu intervenues en matière de contrôle des comportements, concentrant leur intervention sur le contrôle des fusions. Au cours des dernières années, la pratique du contrôle des fusions s'est orientée vers une autorisation des fusions assortie de remèdes visant à limiter l'exercice de pouvoir de marché par les opérateurs. Cependant, du fait de la complexité des opérations de fusions concernées, et du caractère non stabilisé du processus de transition concurrentielle des secteurs électriques, les bonnes pratiques en matière de contrôle des concentrations restent à définir.

Voies d'évolution des politiques de concurrence

L'important travail d'analyse du fonctionnement des marchés réalisé dans le cadre de l'enquête sectorielle de la Commission (DG Competition, 2007), trace des voies possibles d'évolution des pratiques européennes en matière de politique de concurrence. Ces éléments ont été repris dans les propositions du troisième paquet de directives (Commission Européenne, 2007b). C'est en effet une particularité du pouvoir européen de combiner directement le pouvoir de contrôle de la concurrence et le pouvoir de légiférer sur les points où l'Union Européenne est compétente, notamment la définition des règles de marché[23]. Ceci ne présume pas des mesures effectives qui se retrouveront ensuite dans la troisième directive européenne sur les marchés électriques après son adoption définitive.

23 Ceci est une spécificité des institutions européennes et ne peut pas s'opérer aussi directement au niveau d'un Etat Membre.

Principaux résultats de l'enquête sectorielle

L'enquête sectorielle constate que les marchés électriques sont très concentrés. Au niveau des échanges de gros, elle estime que les marchés restent pour l'essentiel nationaux[24] et les niveaux de concentration élevés, même en dehors des périodes de pointe. Selon la DG Competition, les producteurs sont en mesure d'exercer un pouvoir de marché sur les marchés de gros. De plus, dans certains cas, l'existence de contrats de long terme entre producteurs historiques et fournisseurs historiques et, dans une moindre mesure, les engagements des producteurs sur le marché des réserves renforcent le degré de concentration sur les marchés spot. Enfin, les niveaux d'interconnexion apparaissent en général insuffisants pour réduire significativement cette concentration en permettant l'intégration effective des marchés horaires sur la majorité de l'année.

La DG concurrence s'appuie en grande partie sur les estimations de pouvoir de marché réalisées par London Economics (2007) qui utilise différents indices de concentration pour évaluer le pouvoir de marché sur les marchés nationaux : HHI, PSI et RSI. Si l'analyse du pouvoir de marché est réalisée au niveau des marchés de gros nationaux, l'analyse prend également en compte l'effet des réserves, des contrats de long terme et des interconnexions, comme le montre le tableau ci-dessous. Ce tableau illustre l'impact de ces trois facteurs sur le pouvoir de marché mesuré à partir de l'indicateur de *Residual Supplier Index*, qui est apparu être le moins critiqué (cf. section 2). Nous reprenons ici les résultats obtenus par l'Allemagne, où l'impact de ces facteurs est particulièrement important. Les estimations mettent en évidence que la présence sur le marché des réserves et l'existence de contrats de long terme tendent à augmenter le pouvoir de marché pour la première compagnie et, dans une bien moindre mesure, pour la troisième. En revanche, les interconnexions permettent d'atténuer le pouvoir de marché.

L'enquête sectorielle met en avant plusieurs conclusions sur le fonctionnement *stricto sensu* des échanges de gros.

Elle relève le manque d'intégration et le manque de transparence des marchés de gros en ce qui concerne la formation des prix.

24 Le fait de considérer les marchés comme nationaux est un point sur lequel l'approche de l'enquête sectorielle peut être critiquée, les interconnexions entre certains pays étant suffisantes pour permettre un couplage de leurs marchés sur une grande partie de l'année.

Tableau 2

Sensibilité des estimations du *Residual Supplier Index* à différents facteurs en Allemagne

Source : DG Competition (2007b), pp. 320 et 321

	Variation du RSI due aux réserves	Variation du RSI due aux contrats de long terme	Variation du RSI due aux interconnections
Compagnie n°1	+11,0 %	+31,2 %	-47,7 %
Compagnie n°2	-21,5 %	-35,3%	-76,9 %
Compagnie n°3	+ 0,5 %	+ 3,1 %	- 4,6 %

Sur les marchés du *balancing,* elle considère que les opérateurs historiques sont largement favorisés par rapport aux nouveaux entrants et sont notamment en mesure d'exercer un pouvoir de marché. Ces marchés se caractérisent de plus par une forte concentration, des barrières à l'entrée et une harmonisation insuffisante.

Enfin, elle conclut au rôle anticoncurrentiel des contrats de long terme entre producteurs historiques et fournisseurs (et parfois très gros consommateurs), en ce qu'ils limitent *de facto* les volumes échangés sur les marchés de gros et ont des effets direct et indirects de forclusion, directement comme barrières à l'entrée et indirectement en étant responsables d'une plus grande volatilité des marchés du fait de leur plus faible liquidité. De tels contrats jouent un rôle important sur beaucoup de marchés électriques. Sur cette question, on notera que l'enquête sectorielle ne prend pas en compte les effets bénéfiques possibles des contrats dans une perspective d'efficience de long terme comme mécanisme de garantie des investissements de production, ainsi que comme un moindre incitation à exercer un pouvoir de marché sur le spot[25].

Parce que nous nous concentrons sur la seule concurrence sur les marchés de gros (marché spot et marchés de contrats), nous mettons de côté un dernier facteur de limitation de la concurrence souligné par l'enquête, l'insuffisance de l'unbundling entre activités de réseau et activités concurrentielles dans certains pays. Cette insuffisance conduisant aussi à des phénomènes de forclusion.

25 Des travaux de théorie des jeux ont montré que dans la mesure où les producteurs ont engagé une très grande partie de leur production dans des *forwards* à prix fixés, ils sont moins incités à jouer sur les prix par des retraits de capacité sur le spot (Allaz B. et Villa J., 1993). L'incidence des contrats de long terme sur l'exercice de pouvoir de marché mériterait sans doute d'être examinée de manière plus précise. Ces analyses pourraient s'appuyer sur des modèles d'oligopole à la Cournot pour examiner les relations entre contrats et pouvoir de marché. Par exemple, l'analyse de J. Bushnell (2007) conclut qu'en présence de contrats de long terme, le pouvoir de marché est très sensible à la concentration, des réductions relativement faibles de cette concentration pouvant entraîner une forte baisse du pouvoir de marché.

Notons qu'en ce qui concerne l'intégration entre production et vente, l'enquête sectorielle conclut à son rôle néfaste pour la concurrence. En limitant le recours aux marchés de gros, cette intégration réduit la liquidité de ces marchés. Ceci peut conduire à une plus forte volatilité des prix et créer des incitations pour d'autres entreprises à recourir à leur tour à cette forme d'intégration pour se prémunir contre cette volatilité des prix. Enfin, l'intégration entre production et vente est aussi considérée comme un frein aux échanges transfrontaliers, le coût d'entrée et les risques pour un nouvel entrant étant considérés plus élevés si celui-ci doit être verticalement intégré (DG Competition, 2007).

Différentes critiques ont été formulées à l'égard des estimations de pouvoir de marché retenues par l'enquête sectorielle (Arnedillo O., 2007). Tout d'abord, les mesures effectuées exagéreraient le niveau de concentration sur les marchés, car les marchés étudiés comme marchés pertinents sont nationaux. Et le simple fait de prendre en compte les interconnections ne permettrait pas de remédier à ce biais. Ensuite, les estimations du pouvoir de marché sont réalisées *ex post*. Elles n'intègrent donc pas le fait que les opérateurs prennent leurs décisions dans un contexte d'incertitude forte. Par exemple, les centrales hydrauliques doivent décider des quantités d'eau à utiliser à différents moments, dans un contexte d'incertitude sur les prix et sur les ressources hydrauliques disponibles dans le futur. Du fait de cette incertitude, les prix optimaux *ex post* sont toujours inférieurs à ceux réellement constatés. Enfin, l'estimation des coûts ne prend pas en compte les coûts d'arrêt et de démarrage des centrales, ce qui conduit une nouvelle fois à sous-estimer les coûts marginaux.

En conclusion, en dépit des insuffisances des outils d'analyse du pouvoir de marché (cf. section 2), la DG Concurrence s'est appuyée sur ces outils pour juger du caractère peu concurrentiel du fonctionnement des marchés électriques. Malgré les critiques faites sur les résultats obtenus, du fait des méthodes employées, l'exercice de l'enquête sectorielle inaugure de nouvelles pratiques en matière de politique de la concurrence, à savoir l'utilisation des informations obtenues par l'enquête sectorielle pour légiférer.

4.2 De l'enquête sectorielle au troisième paquet

La Commission s'est appuyée sur l'enquête sectorielle pour élaborer les propositions de son troisième paquet législatif sur le secteur électrique (Commission Européenne, 2007b). Ce projet témoigne de la volonté de la Commission d'intensifier la concurrence dans le secteur électrique.

Parmi les mesures prévues, plusieurs visent à mieux contrôler l'exercice de pouvoir de marché par les opérateurs[26].

Un premier axe concerne la régulation des secteurs électrique et gazier. Ainsi, les pouvoirs des régulateurs nationaux seraient renforcés de telle manière qu'ils aient davantage de pouvoir de contrôle *ex post* notamment en matière de surveillance des marchés, de mécanismes de *balancing*, et de conditions d'accès aux réseaux.

Ensuite, un deuxième axe porte sur l'amélioration de la transparence des marchés de gros d'électricité et de gaz. Ainsi, tous les fournisseurs seraient tenus de conserver les informations sur leurs transactions pour une durée de cinq ans, et de les mettre à disposition des autorités compétentes. Bien que le troisième paquet législatif soit plus modéré que les projets initiaux de la Commission en ce qui concerne les obligations de publication des données sur les marchés de gros (Neveling A., 2007), il n'en reste pas moins que les nouvelles règles témoignent d'un renforcement de la surveillance des marchés.

Un troisième axe concerne l'amélioration des conditions d'échanges physiques et commerciaux entre systèmes voisins par l'harmonisation des règles de marché et la coordination des régulateurs et des gestionnaires de réseau et ce en vue d'une intégration plus poussée des marchés lorsque les capacités physiques le permettent, ainsi que l'accroissement des forces concurrentielles sur un même marché. Le projet prévoit la création d'une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER – *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) ce qui serait une réelle avancée dans la construction d'un marché européen de l'électricité, cette agence ayant le pouvoir d'influencer les politiques des gestionnaires de réseaux de transport en matière d'interconnexions (Commission Européenne, 2007b). Cependant, on peut regretter que les compétences de ce futur régulateur soient limitées à des questions relatives aux réseaux trans-frontières et à des questions législatives (Neveling A., 2007). Le projet prévoit aussi l'institutionnalisation d'une coordination européenne de gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO – *European Network of Transmission System Operators*).

En résumé, l'enquête sectorielle semble inaugurer une nouvelle pratique de la politique de la concurrence dans le secteur électrique. Elle a permis

26 On met de côté les propositions de séparation verticale complète du réseau de transport des opérateurs. Ainsi, le projet de paquet législatif prévoit le passage à un *unbundling* de propriété, de sorte que les réseaux soient totalement séparés des activités concurrentielles.

de mettre en évidence certaines insuffisances des jeux concurrentiels sur les marchés électriques. A sa suite, la DG Concurrence a pu engager des investigations sur certaines compagnies[27]. De plus, usant de son pouvoir de légiférer, la Commission fait des propositions d'amélioration des structures, des règles de marché et de la surveillance des marchés pour intensifier les conditions d'exercice de la concurrence sur les marchés nationaux appelés à être mieux intégrés.

Ainsi, l'initiative et le pouvoir de décision apparaissent désormais se placer principalement au niveau européen où l'action ne se situe pas seulement dans le contrôle des fusions et acquisitions, mais également dans l'évaluation approfondie du fonctionnement des différents marchés, action qui se traduit par des décisions d'investigation sur certaines entreprises ainsi que sur des propositions législatives dans le cadre du troisième paquet. Le repérage des barrières principales à l'exercice d'une concurrence équitable et effective conduit en effet à des propositions législatives soumises à l'approbation du Conseil et du Parlement européen. Ainsi le projet de troisième paquet législatif de 2007 marque une nouvelle étape dans les politiques de concurrence européennes, celles-ci s'orientant vers une surveillance accrue des marchés électrique à l'aide d'instruments de supervision plus formels et sur une base plus continue.

5

Conclusion

Plus de dix ans après la première directive européenne « électricité » de 1996, la création des conditions d'une concurrence effective sur les marchés électriques continue de soulever de nombreuses difficultés. Tout d'abord, l'évaluation du pouvoir de marché pose toujours des problèmes de méthode. En effet, ni les indices de concentration ni les modèles d'oligopole ne permettent de rendre compte de manière suffisamment fiable du risque d'abus de pouvoir de marché. En particulier, l'analyse économique ne permet pas de déterminer quel est le nombre souhaitable d'opérateurs dans un

27 Et ceci même si les resultats de l'enquête sectorielle ne peuvent pas être directement employés par la Commission pour remédier aux imperfections de marché qui ont été constatés (Marsden P. *et al.*, 2007). En effet, la Commission doit recourir à l'application des articles 81 et 82 pour mettre en œuvre sa politique de concurrence, autrement dit, elle doit engager des procédures à l'encontre d'entreprises. Ce qu'elle a fait en 2007 à l'encontre de plusieurs d'entre elles.

secteur électrique. Ceci crée une incertitude méthodologique pour les décisions de politiques de concurrence car on ne sait pas identifier précisément dans quels cas des problèmes de restriction de concurrence risquent de survenir.

Cette difficulté d'évaluation du pouvoir de marché se double d'une autre difficulté, liée aux spécificités du mode d'intervention des autorités de la concurrence. En raison des contraintes qui pèsent sur leur prise de décision, elles ne sont pas les mieux à même d'analyser et de traiter de manière adéquate les problèmes de pouvoir de marché. Dans la pratique, elles interviennent presque uniquement en matière de contrôle des concentrations car il ne nécessite pas de prouver qu'un abus de position dominante a eu lieu. Cependant, le contrôle des concentrations oblige à évaluer les effets possibles d'une fusion, ce qui représente une tâche complexe dans le cas d'opérations impliquant de grandes entreprises électriques et où les effets des fusions sont multiples. Lorsque l'autorisation d'une fusion est assortie de remèdes, la conception de ces remèdes soulève également des difficultés et l'efficacité des remèdes est loin d'être démontrée. C'est pourquoi l'instrument du contrôle des concentrations est au mieux une politique de « *second best* ».

Face à ces difficultés de mise en œuvre des politiques de concurrence et face au constat que le fonctionnement des secteurs électriques reste encore insuffisamment concurrentiel, les politiques européennes de la concurrence dans le secteur électrique évoluent. Depuis l'enquête sectorielle de 2007, l'initiative et le pouvoir de décision semblent se placer principalement au niveau européen, où l'action ne se situe pas seulement dans le contrôle des concentrations, mais également dans l'évaluation approfondie du fonctionnement des différents marchés, et les décisions consécutives d'investigation sur des entreprises. Le repérage des barrières principales à l'exercice d'une concurrence équitable a conduit à des propositions législatives soumises à l'approbation du Conseil et du Parlement Européen. Ainsi le projet de troisième paquet législatif de 2007 marque une nouvelle étape dans les politiques de concurrence européennes, celles-ci s'orientant vers une surveillance accrue des marchés électriques à l'aide d'instruments de supervision plus formels et sur une base plus continue.

Références

Allaz B., Villa J.L. (1993), "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency", *Journal of Economic Theory*, Vol. 59.

Arnedillo, O. (2007), "Structure and performance in Europe: a review of the Report for DG Comp", NERA Energy Regulation Insights, April.

Barquin J., Bergman J., Crampes C., Glachant J-M., Green R., von Hirschhausen C., Lévêque F., Stoft S. (2006) « Brief academic opinion of economic professors and scholars on the project of acquisition of Endesa by Gas Natural », *The Electricity Journal*, Vol. 19, n°2.

Boisseleau, F. (2003) « La question du marché pertinent dans le secteur électrique », *Economie et Sociétés*, Série Economie de l'Energie, Vol. 37, n° 2-3.

Bushnell J. (2007), "Oligopoly equilibria in electricity contract markets", *Journal of Regulatory Economics*, vol. 32.

Commission européenne (2007a) "Competition at national and international levels: energy", Intergovernmental Group of Experts on Competition Law and Policy, Geneva, 17-19 July 2007.

Commission européenne (2007b), "Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/54/EC concerning common rules for the internal market in electricity", COM(2007) 528 final, 2007/0195 (COD).

De Hauteclocque A. (2008) "Regulatory uncertainty and competition policy: the case of long-term vertical contracting by dominant firms in the EU electricity markets", Working Paper GRJM, Fontenay-aux-Roses.

DG Competition (2007) "DG Competition Report on Energy Sector Inquiry", http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html.

Domah P., Pollit M. (2001), "The restructuring and privatization of the regional electricity companies in England and Wales: a social cost benefit analysis", *Fiscal Studies*, Vol.22, n°1.

Ellersdorfer I. (2007) "Modeling accuracy in ex-ante analyses – an example of a multi-regional two-stage Cournot model for Germany", Enerday Conference.

Gilbert R., Newbery D. (2007) "Electricity merger policy in the shadow of regulation", Working Paper, University of Cambridge, Cambridge.

Glaeser E, Johnson S., Shleifer A. (2001) "Coase versus the Coasians", *Quarterly Journal of Economics* Vol. 116, n° 3.

Green R. (2007) "EU regulation and competition policy among the energy utilites", Working Paper, University of Cambridge, Cambridge.

Levêque, F. (2006a) "La mise en œuvre du droit de la concurrence dans les industries électriques et gazières – problèmes et solutions", *Concurrences, Revue des droits de la concurrence*, N°2.

Levêque F. (2006b) "Quelle efficacité des remèdes du contrôle européen des concentrations ?", *Concurrences, Revue des droits de la concurrence*, N°1.

London Economics (2007), *Structure and performance of six European wholesale electricity markets in 2003, 2004 and 2005*. Report for DG Comp, London.

Marsden P., Whelan P. (2007) "When markets are failing", *Competition Law Insights*, January 2007 (Part I), February 2007 (Part II).

Monopolkommission (2004) "Wettbewerbspolitik im Schatten «nationaler Champions»". Fünfzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission gemäß § 44 Abs. A Satz 1 GWB - 2002/2003.

Neveling A. (2007) "Verschärfte Regulierung der Strom- und Gasmärkte in der EU – Vorschläge der Kommission für ein 3. Richtlinienpaket", *Zeitschrift für neues Energierecht,* n° 11/4.

Newbery D. (2007) "What are the issues in mergers and acquisitions arising from electricity market restructuring ?", EUI Working Papers, Florence School of regulation.

Perrot A. (2002) "Les frontières entre régulation et politique de la concurrence", *Revue Française d'Economie*, Vol. XVI, n°4.

Perrot A. (2004) "Régulation et politique de concurrence dans les réseaux", Economie Publique, Vol. 14, n°1.

Plagnet M-A (2005) "L'ouverture à la concurrence de l'industrie électrique : le rôle de la politique de concurrence et des mesures correctives", Thèse de doctorat de l'Ecole des mines de Paris.

Smeers Y. (2006) "How well can one measure market power in restructured electricity systems?", Working paper, CORE, Louvain la Neuve.

Stephenson M.C. (2005) "Legislative allocation of delegated power: uncertainty, risk, and the choice between agencies and courts", Harvard Law and Economics Discussion Paper n°506.

Twomey P., Green R., Neuhoff K., Newberry D. (2005) "A review of the monitoring of market power. The possible roles of TSOs in monitoring for market power issues in congested transmission systems", CMI Working Paper 71, University of Cambridge.

Vandezande L., Meeus L., Delvaux B., van Calster G., Belmans R. (2006) "Evaluation of economic merger control techniques applied to the European electricity sector", *The Electricity Journal*, Vol. 19, Issue 6, July 2006.

Willems B. (2006) "Market power mitigation by contracts", Conference IAEE, 7-10 juin 2006.

Wilson R. (2002) "Architecture of Electricity Power Market", *Econometrica,* Vol.70, N°4.

Liste des Working papers 2006-2008 du Gis Larsen

2006

1 La gestion du risque d'une commodité non–stockable
Christophe Defeuilley, Guy Meunier

2 Electricité et sécurité de fourniture de long-terme
Dominique Finon, Virginie Pignon

3 Les conditions de l'investissement nucléaire en environnement de marché
Dominique Finon

4 Alternative market designs in EU electricity balancing
Jean-Michel Glachant, Marcelo Saguan

2007

5 La concurrence de détail dans l'électricité
Christophe Defeuilley

6 Sub optimal investment in oligopolistic electricity markets
Dominique Finon, Guy Meunier

7 La formation des prix sur un marché à dominante nucléaire
Elliot Romano

2008

8 La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France
Dominique Finon, Jean-Michel Glahant

9 The social efficiency of long-term capacity reserve mechanisms
Dominique Finon, Guy Meunier, Virginie Pignon

10 Les politiques de la concurrence sur les marchés électriques en Europe
Ute Dubois

11 Gestion du risque et intégration verticale dans l'électricité
Christophe Defeuilley, Guy Meunier

12 Investment risk allocation in restructured electricity markets
The need of vertical arrangements
Dominique Finon, Yannick Perez

$$(1-a)a-ab$$

larsen

Laboratoire d'Analyse économique des Réseaux et des Systèmes Energétiques

Larsen est un Groupement d'Intérêt Scientifique (GIS) créé en 2006, dont la vocation est de participer aux recherches réalisées dans le domaine de l'analyse économique des réseaux et des systèmes énergétiques, et de contribuer à la réflexion scientifique sur la libéralisation des industries électriques et gazières. Sa mission consiste à stimuler les recherches sur des objectifs scientifiques propres et favoriser l'émergence de nouveaux projets. Elle consiste également à diffuser les connaissances scientifiques et la promotion des meilleurs travaux nationaux ou internationaux par l'organisation de séminaires et de colloques sur les grandes questions scientifiques, théoriques ou appliquées. Larsen rassemble des chercheurs et doctorants en provenance du CIRED (Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement), unité mixte de recherche de l'EHESS et du CNRS, en provenance des équipes de recherche éco. d'EDF Recherche et Développement et enfin, du GRJM (Groupe Réseaux Jean Monnet), une équipe du laboratoire ADIS de l'Université Paris Sud.

27-31 avenue Lombart - 92260 Fontenay aux Roses - www.gis-larsen.org