



Conseil Français de l'Energie

WORLD ENERGY COUNCIL



**Dynamique d'organisation
industrielle et marchés électriques
libéralisés
Les orientations de la recherche
économique**

**Dominique Finon,
Directeur de Recherche CNRS
CIRED et Gis LARSEN**

**La recherche en économie,
source de la décision politique et stratégique
– l'exemple de l'énergie –**

Paris, mercredi 3 décembre 2008

Le Conseil Français de l'Énergie

Le Conseil Français de l'Énergie est le comité national français du Conseil Mondial de l'Énergie ; c'est une association dont les membres sont les principales entreprises et organisations – institutions, associations - françaises ayant un intérêt scientifique, technique ou industriel à participer à des réflexions portant sur les questions énergétiques au niveau mondial.

Le Conseil Français de l'Énergie assure la présence française au sein du Conseil Mondial de l'Énergie et représente ses Membres dans toutes les activités internationales du Conseil Mondial de l'Énergie. Le Conseil Français de l'Énergie étudie toutes les questions relatives à la fourniture et l'utilisation durables de l'énergie ; il encourage les recherches se rapportant à ces mêmes questions.

Conseil Français de l'Énergie, comité membre du Conseil Mondial de l'Énergie

3 rue Treilhard -75008 Paris – France

Tel + 33 1 44 95 16 90 - Fax +33 1 44 95 16 97

www.wec-france.org

Dynamique d'organisation industrielle et marchés électriques libéralisés.

Les orientations de la recherche économique

**Dominique FINON,
Directeur de Recherche CNRS***

Résumé

Les réformes des industries électriques se réfèrent à un modèle idéal de marché décentralisé avec une dé-intégration verticale et horizontale poussée et des marchés complets pour articuler court terme et long terme. La théorie économique était supposée donner corps à ce modèle de « *textbook* ». Dans les faits la réforme idéale s'est heurtée à la complexité technique de l'électricité et aux besoins de coordination du secteur à de multiples niveaux. La recherche économique s'est focalisée sur ce que le *textbook* ne pouvait pas dire : la recherche du bon design des différents marchés, la compréhension des jeux de concurrence imparfaite sur les marchés de court terme et de long terme, et plus récemment les échecs de marché et de réglementation conduisant à des défauts d'investissement en capacité pour garantir la fiabilité de fourniture et se situer sur la bonne trajectoire de mix technologique.

Le rapport balaie les résultats des recherches sur ces deux derniers points pour mettre en relief l'affaiblissement du schéma de référence dans les politiques de la concurrence et dans l'approfondissement des réformes. Ainsi les contrats de long terme et l'intégration verticale plus ou moins poussée retrouvent une justification par rapport à l'enjeu de l'investissement et de maîtrise des risques. Le rapport identifie les nouvelles questions que l'interférence de plus en plus forte des politiques climatiques et de sécurité énergétique adresse à la recherche économique, notamment le besoin de nouvelles coordinations à côté de celle du marché pour organiser le renouvellement et l'extension des équipements sur une trajectoire technologique non carbonée. Il s'agit notamment de définir les bons instruments et les bonnes interfaces avec le marché électrique qui subsistera.

Introduction

Le but des réformes électriques a été de créer un nouveau cadre institutionnel et d'organisation industrielle qui permette de bénéficier des bienfaits de la concurrence et qui assure qu'une partie de ces bénéfices profite aux consommateurs. Les bénéfices doivent se réaliser par la pression concurrentielle des échanges sur les marchés de gros pour inciter au contrôle des dépenses d'exploitation et d'investissement, et pour encourager l'innovation en production. Les investisseurs désormais supportent seuls leurs propres risques, ce qui les incite à des choix appropriés. La liberté de choix des consommateurs crée le même type d'incitations sur les fournisseurs.

* CIREN et Gis LARSEN (Laboratoire d'Analyse économique des Réseaux et des Systèmes Energétiques)

Le modèle de réforme idéale est celui du marché décentralisé¹. Pour ce faire on joue à la fois sur les structures industrielles et sur la définition de règles de marché permettant la transparence des échanges et des coordinations efficaces par les prix. Pour faciliter les entrées, le régulateur décide de la séparation du réseau des activités concurrentielles. En même temps tout ou partie des actifs de production et de fourniture des anciens monopoles verticaux de service public sont dispersés par des ventes en paquet. La régulation réduit au minimum les liens verticaux entre la production et la fourniture, notamment en limitant les arrangements contractuels de long terme. Un marché est organisé pour les ventes horaires d'énergie et les services offerts au gestionnaire du système. Des règles d'accès précises et transparentes au réseau de transport et aux interconnexions entre systèmes assurent les échanges de façon non discriminatoire. De même après installation des infrastructures d'informationnelles nécessaires, l'ouverture de la concurrence de détail s'effectue rapidement en définissant des règles d'accès équitable aux réseaux de distribution désormais séparés des activités de vente. Enfin une régulation incitative de prix de réseau intégrant des objectifs de qualité complète l'édifice.

Dans ce cadre idéal l'articulation court terme-long terme est censée assurer par les prix des différents marchés (énergie, services annexes, droits d'accès). Les prix de marché de l'électricité comme ceux des marchés annexes (réserves, ajustement) sont supposés envoyés les bons signaux pour des investissements assurant le développement ajusté des capacités. En transport, les mécanismes de tarification envoient des signaux de rareté aux nœuds de congestion, et les incitations suffisantes pour une localisation efficiente des unités de production futures et pour l'investissement dans de nouvelles lignes de transport.

Dans les faits la libéralisation a bénéficié au départ des surcapacités existantes dans de nombreux systèmes, ce qui reporta le test de validité de ce modèle que constitue la réponse au besoin de nouvelles capacités. Mais elle s'est rarement faite de façon ordonnée pour aboutir à ce schéma dont le respect de la cohérence est la condition centrale de réussite de la réforme, comme le soulignait récemment P.Joskow (2008) dans un bilan des réformes. La complexité et la spécificité technologique de l'électricité ne permettent pas de séparer aisément les différents marchés, les flux commerciaux correspondant difficilement aux flux physiques (Smeers, 2004). La structuration des intérêts au départ ne permet pas non plus l'application rapide et intégrale de ce modèle idéal. Les transitions ont conduit parfois à des catastrophes quand les règles transitoires étaient conçues de façon incohérente, comme ce fut le cas en Californie.

Les pics de prix inhérents à la rigidité de l'offre et de la demande horaire sur les marchés électriques ont aussi attiré l'attention des opinions publiques et des gouvernements sur les possibilités d'exercice de pouvoir de marché offertes à tous les producteurs, quelle que soit leur taille, en période de tension. Des black-out ont également attiré l'attention

¹ Voir par exemple l'ouvrage de Sally Hunt (1998) pour une théorisation de ce modèle.

sur les difficultés de coordination technique avec des responsabilités éclatées et la nécessité de renforcer les incitations à investir dans des unités de pointe, malgré les risques très particuliers. Les faillites de nombreux entrants en production pure aux Etats-Unis après la hausse de prix du gaz en 2001-2002 ont aussi montré les difficultés de gestion des risques de marché pour les producteurs purs dans ce modèle, alors que l'entrée dans un nouveau cycle d'investissement en production rend impérative la réalisation prochaine de nouveaux investissements. De plus la priorité croissante des politiques climatiques conduit à rechercher de meilleures conditions d'encadrement des investissements dans les techniques de production non carbonées qui sont par nature très capitalistiques.

Plus récemment la hausse des prix sur les marchés électriques du fait des hausses de prix de combustible et de l'adjonction d'un prix du carbone a sensibilisé les gouvernements au mode de formation des prix sur les marchés horaires par rapport à la tarification antérieure au coût moyen annuel. Ce qui tend à retarder la libéralisation complète des prix de détail pour les petits consommateurs dans plusieurs pays européens et Etats américains

Les recherches économiques se sont focalisées sur ces questions soulevées par les difficultés successives de mise en œuvre des réformes. On citera d'abord les recherches sur l'efficacité des règles de marchés sur lesquelles il existe une abondante littérature. Elles portent sur la recherche de l'architecture idéale des marchés de gros (où s'opposent marchés obligatoires à l'américaine et marchés facultatifs à l'européenne)², les droits d'accès au système électrique qui conditionnent les incitations du gestionnaire de réseau à opérer les bons ajustements (et les possibilités d'exercice de pouvoir de marché dans d'éventuelles « load pockets »), et sur l'efficacité du nodal pricing qui fusionne et co-détermine les prix de trois marchés (énergie, service annexes, droits d'accès), ce qui est efficace du fait de leurs interdépendances techniques étroites des trois biens et services (vort par exemple Hogan, 1992). Nous n'aborderons pas ces questions ici pour simplifier le propos.

Les recherches que nous allons évoquer portent sur deux questions principales qui convergent sur la question de l'efficacité de court terme et de long terme :

- le risque d'exercice de pouvoir de marché dans le modèle concurrentiel décentralisé, qui est analysé par des modèles de concurrence imparfaite sur des marchés de court terme, sur des marchés combinant ventes spot et contrats forward, et dans une perspective de long terme, en incluant la possibilité de restriction d'investissement en capacité ;
- la problématique de l'efficacité de long terme et du développement adapté des capacités pour s'assurer de l'adéquation de capacité garant de la fiabilité de la fourniture de court terme, mais aussi pour créer les conditions d'investissement dans

² Pour un bon survey sur l'opposition des deux modèles , voir Green, 2008

le mix technologique, et non pas seulement dans la technologie permettant la meilleure gestion de risque.

De ces divers points il ressort une même évidence : pour que les marchés électriques fonctionnent bien, il faut que la réforme soit parfaite et cohérente, que l'on y arrive avec des infrastructures bien développées, qu'on ne soit pas dans des périodes de croissance des besoins et de renouvellement des capacités et que les consommateurs acceptent des prix volatiles. Mais peu d'industries électriques libéralisées ont connu de telles situations. De plus la question du renouvellement des capacités de production et les implications de la priorité croissante accordée à la politique climatique sur les investissements et les choix de technologies des producteurs en concurrence éloignent d'une des conditions de réussite de ce modèle.

Ce qui nous amènera dans un troisième paragraphe à définir vers quoi l'agenda de recherche devrait évoluer pour analyser le besoin d'autres modes de coordination que le marché et les conditions de leur compatibilité avec les mécanismes de marché qui continueront de coordonner une partie de décisions de court terme et de long terme. On évoquera au passage ce que ces recherches peuvent apporter pour éclairer la décision publique, les choix des autorités de la concurrence et les stratégies d'entreprises³.

1. La concurrence imparfaite sur les marchés de gros

La majorité des recherches analytiques sur les marchés électriques ont porté sur les différents aspects des comportements stratégiques sur les marchés de court terme. Elles sont sans aucun doute utiles d'un point de vue heuristique (qu'est ce qu'il faut regarder en définissant les règles d'un marché et en dé-intégrant l'industrie? quel est l'impact du nombre d'acteurs sur le risque de pouvoir de marché?). Certains de ces modèles avec simulations numériques ont même une finalité opérationnelle de repérage de l'exercice pouvoir de marché, en comparant les mouvements de prix réel d'un marché avec ce que donneraient des stratégies à la Cournot ou d'offre conjointe prix-quantité (supply function) sur le même marché oligopolistique⁴. D'autres exercices sortent de la modélisation de marché de court terme pour étudier des jeux à plusieurs étapes où l'investissement en capacité fait l'objet aussi de comportement stratégique. D'autres encore portent sur des situations plus riches où la concurrence s'exerce en même temps sur un marché spot et sur un marché de contrats forward, avec des résultats éclairant

³ On ne peut manquer de souligner l'influence des recherches économiques sur l'analyse coût-avantage de la libéralisation des marchés électriques et gaziers et de leur intégration en Europe dans le rapport de J.M. Chevalier et J. Percebois rendue en 2008 au Conseil d'Analyse Economique. Voir Chevalier J.M. et J. Percebois. *Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France*, Rapport au Paris, La Documentation Française.

⁴ On ne compte pas les recherches économétriques sur le fonctionnement des marchés électriques. les plus convaincants dans la mise en évidence de l'exercice de pouvoir de marché sont ceux effectués sur la crise du marché californien (Joskow et Kahn, 2002 ; Bushnell et Wolak, 2003)

l'intérêt des contrats longs pour limiter les incitations à exercer son pouvoir de marché sur le marché spot

Les résultats de l'ensemble de ces exercices ont pu influencer les choix de réglementation et les arbitrages des autorités de la concurrence. On notera qu'ils ne démontrent pas systématiquement les défauts de la concentration horizontale et des arrangements verticaux en terme d'efficience globale.

1.1. Les modèles de marché de court terme.

Plusieurs approches analytiques sont utilisées pour représenter le pouvoir de marché sur le court terme et étudier la formation des prix de marché de gros, notamment sur le modèle avec pool obligatoire⁵. Les modèles oligopolistiques en Cournot sont simples, mais ils conduisent à une détermination étroite du résultat. Ils reposent sur des hypothèses d'élasticité de la demande en temps réel pour qu'ils puissent dégager un équilibre. Ils représentent plutôt un fonctionnement de marché en situation tendue. En situation de capacité non tendue, notamment pendant la base et la semi base, la concurrence plus intense se rapproche d'une concurrence à la Bertrand. Et les prix se rapprochent plutôt des coûts évités.

Un progrès a été apporté d'emblée par les modèles avec *supply function* en continuum d'offre quantité /prix qui couvrent une gamme plus large de situation de marché que les « Cournot ». L'approche apparaît correspondre au comportement d'offre des entreprises qui font des propositions d'ensemble quantités-prix⁶. Green et Newbery (1992) ont fait œuvre de pionnier en utilisant l'approche de Klemperer et Meyer (1989). Dans cette approche les producteurs choisissent des courbes d'offre continue avant que l'incertitude sur la demande ne soit résolue et que le prix n'équilibre le marché. Le modèle est calibré sur les données du marché. Il donne un continuum de prix d'équilibre selon le niveau de la demande horaire. Les limites de l'approche tiennent à plusieurs points intrinsèques. D'abord comme dans tout modèle à la Cournot, la demande est élastique pour parvenir à un équilibre. Ensuite les offres sont rassemblées sur une courbe en continue alors que dans les faits les bourses restreignent les échanges à des offres à un seul prix par quantité ; de ce fait la courbe d'offre dans la réalité des marchés est une courbe en paliers avec des phénomènes particuliers autour de points de rupture. S'ajoutent les phénomènes de non-convexité des fonctions de coût au moment du démarrage des unités, ce qui au bout du compte influence les stratégies d'offre horaire sur le marché parce qu'il s'agit de répondre à une demande variable.

⁵ Pour un survey exhaustif des types de modélisation de la concurrence sur les marchés électriques, on renverra à Ventosa, Ramos et Rivier, 2003

⁶ Il est intéressant de détailler les hypothèses qui sont faites pour apprécier la pertinence d'un modèle. Dans le cas précis chaque offerant pour chaque demi heure du marché est supposé connaître les offres des autres et maximiser son profit, étant donné la demande résiduelle auquel il fait face, c'est-à-dire la demande totale moins les offres des autres. Comme son offre doit être valide sur l'ensemble des demandes résiduelles de la journée, il doit choisir une fonction continue reliant les quantités qu'il veut offrir à chaque réalisation de prix.

Le problème posé par la continuité de la courbe d'offre a été discuté par Fabra, von der Fehr et Harbor (2006). Ils démontrent que la discontinuité altère fondamentalement la nature de l'équilibre. Elle nécessite de recourir plutôt à un modèle d'enchères à la dernière offre, comme les auteurs l'avaient fait dans leur papier de 1993 (van der Ferh et Harbor, 1993) qui fait partie des quelques grands papiers pionniers, en utilisant un modèle d'enchères discrètes sur une seule période⁷. La critique qui leur est faite par Newbery (2006) est que l'approche mono-période ne permet pas de représenter les offres qui doivent être faites sur un marché sur beaucoup de périodes et avec demande variable pendant une même journée, et d'analyser les effets de jeux répétés. Par contre la fonction de demande instantanée est représentée avec une hypothèse d'inélasticité au prix plus conforme à la réalité.

Pour conclure, modéliser la formation des prix pour comprendre l'efficacité des marchés et les mécanismes d'exercice de pouvoir de marché est un problème qui n'a pas été complètement résolu. De plus ce type de modèle n'inclut ni les contrats, ni la pression des menaces d'entrée. En effet très peu d'exercices sur les marchés électriques incluent des possibilités d'entrée dans la lignée des modèles généraux à la Dixit (1980). Cette carence de la littérature est surprenante, car la contestabilité du marché par des entrants avec technique standard, divisible et peu capitalistique n'est plus hypothétique depuis l'innovation des CCGT (cycle combiné à gaz).

1.2. Comportements stratégiques de long terme et investissement

L'exercice de pouvoir de marché peut s'étendre dans le temps en modélisant les comportements stratégiques en matière de choix des capacités de production⁸. Le choix de long terme d'une quantité totale de capacité possède une dimension stratégique similaire au choix d'une quantité produite sur le court terme en supposant la capacité totalement utilisée. C'est-à-dire qu'une firme a intérêt à limiter sa capacité de façon à augmenter les prix pendant les périodes où cette capacité détermine le prix de gros dans le cas des marchés de l'électricité. A ceci s'ajoute la possibilité pour la firme dominante de jouer du mix de technologies. Le pouvoir de marché peut non seulement expliquer un sous-investissement global, mais aussi une mauvaise répartition de la capacité totale entre les différents types de technologies. Pour une entreprise électrique disposant d'un portefeuille d'actifs de production diversifié à un instant donné, investir eux-mêmes ou laisser des concurrents investir dans des équipements à coût variable élevé parce qu'ils ne seraient pas capables de le faire dans les technologies capitalistique à coût complet

⁷ Fabra et al. (2006) reprennent à ce propos la discussion sur les dispositifs d'enchères entre enchères discriminatoires en pay-as-bid et celles à un seul prix, en montrant l'avantage du second dans un jeu répété.

⁸ Pour une bonne synthèse de ces modèles, on renvoie au travail de thèse de Guy Meunier (thèse soutenue début décembre 2009 à l'EHESS) .
Meunier G, (2008), *Concurrence oligopolistique et investissement, l'application aux marchés électriques*, Thèse pour le doctorat de sciences économiques, EHESS-CIREED.

plus faible et moins risqué, est une façon de provoquer un maintien des prix élevés dans le futur.

Une revue de la littérature sur les modèles de choix de capacité avec demande variable (Meunier, 2008) montre que les résultats des analyses diffèrent profondément selon le mode de concurrence sur le court terme. Notamment, les modèles de duopole avec une concurrence en prix sur le court terme (Fabra et al. 2008) n'ont pas d'équilibre symétrique, c'est-à-dire qu'il y a une firme qui investit plus que l'autre à l'équilibre. Lorsque la concurrence de court terme est représentée par une concurrence en quantité, les modèles avec investissements et une seule technologie disponible s'apparentent à un modèle de concurrence en quantité à la Cournot. Le résultat est lié au nombre de firmes présentes, son augmentation améliorant l'efficacité du marché. Gabsewicz et Poddar (1997) analysent le cas d'un duopole, et Zoetl (2008) généralise leurs résultats en régime incertain: il existe un unique équilibre du jeu d'investissement et les quantités de capacité sont supérieures en régime avec incertitude qu'en régime certain. Ce résultat théorique justifie les préconisations classiques sur l'augmentation du nombre de firmes présentes, notamment par désinvestissement des actifs de production de la firme dominante. Mais il est directement lié aux hypothèses sous-jacentes : à savoir une assimilation de la capacité et de la production, une temporalité très schématique, pas de différenciation de technologies, pas de lien entre la taille des firmes et leur capacité à adopter des technologies compétitives de grande taille, pas d'incertitude et de risque, etc. Il y a sans aucun doute des progrès à effectuer dans cette direction pour examiner en quoi les caractères des technologies électriques peuvent influencer les résultats de jeu à la Cournot. On peut montrer notamment que le nombre d'agents n'est pas le seul déterminant de la structure socialement optimale (Meunier, 2009).

1.3. L'effet des contrats sur la concurrence oligopolistique

Plusieurs modèles ont été développés dans les approches de marché oligopolistiques avec des contrats forward à prix fixés. Les contrats sont supposés a priori influencer les comportements stratégiques et par là les résultats du marché. Ce sont des formes de contrainte verticale qui peuvent accroître la concurrence comme ils peuvent la faire décroître. On peut analyser les effets sur les comportements stratégiques sur le marché court terme, le marché de contrats et les décisions d'entrées. La prise en considération de tous ses effets n'aboutit pas à des conclusions claires car ils vont dans des sens différents

Sur *le marché spot*, les acteurs qui ont signé des contrats, producteurs ou acheteurs, ont une incitation à se comporter de façon concurrentielle sur le spot. Ils ne se concurrencent que sur la partie non contractée du marché final. Et elles ont moins d'incitations à faire monter les prix car elles se concurrencent pour de plus petites quantités, comme le démontre de façon générale Allaz and Vila (1993).

Sur *le marché de contrats*, dans un jeu à plusieurs étapes, les contrats peuvent également être des instruments d'engagement pour les joueurs. Par leur engagement dans des contrats, les agents peuvent influencer la conduite des autres agents. Mais l'influence est

différente selon le caractère de la concurrence. S'ils se concurrencent par les quantités, ils vendront d'abord par contrats forward et se concurrenceront agressivement sur le spot, ce pour accroître leurs parts de marché au dépens des autres. D'un autre côté si ils se concurrencent à la Bertrand par les prix, ils ont alors une incitation à contracter à long terme et à être moins agressif sur le spot (Mahenc and Salanie, 2004). Les marchés à la Cournot sont donc plus concurrentiels que les marchés à la Bertrand.

Concernant l'effet sur *les entrées*, l'effet des contrats est différent selon qu'il s'agit de contrats signés par une entreprise historique ou selon qu'il s'agit du contrat signé par un entrant sur le marché. Un contrat signé avant une entrée peut s'avérer anticoncurrentiel contrairement au contrat signé par l'entrant au moment de son entrée. Les premiers contrats agissent comme des barrières à l'entrée, les nouveaux entrants pouvant trouver difficilement des clients parmi les fournisseurs pour entrer.

En tenant compte de la complexité horaire des marchés électriques, les acheteurs et les producteurs en place peuvent utiliser les contrats au dépens des entrants potentiels dans le contexte des marchés électriques à base horaire, comme le montre Newbery (1998) dans le seul modèle avec entrées de la littérature (à notre connaissance). Avec un modèle à *supply function* et dans lequel la contestabilité est permise par la possibilité que les entrants ont de contracter, Newbery montre que les firmes vendront des contrats de vente en base pour baisser les prix moyens spot et dissuader l'entrée, tout en dégagant des profits positifs grâce aux périodes de pointe. Les firmes utilisent les contrats parce que c'est une stratégie de dissuasion peu risquée et présentant la moindre variation de profit.

Ceci dit, l'enseignement que l'on retient de cet ensemble de recherches est que les contrats forward contribuent à limiter les incitations à exercer un pouvoir de marché sur le marché spot. A partir de ce point, Bert Willems (2007) étudie la proposition originale de fonder une régulation de la concurrence qui imposerait un quota minimal de contrats d'achat de long terme aux fournisseurs pour limiter les risques de pouvoir de marché.

1.4. L'articulation des marchés de gros et des marchés de détail

Les modèles qui essaient d'analyser le pouvoir de marché au niveau des marchés de gros et de détail sont a priori les plus pertinents parce qu'ils englobent le problème d'ensemble de la compétition entre marchés de gros et marchés de détail. Mais c'est un problème difficile dès lors que l'on veut représenter les conditions spécifiques sur chacun des deux marchés ? Une des difficultés est dans la question théorique sous-jacente : comment représenter la relation entre deux oligopoles ? L'approche classique avec deux jeux oligopolistiques indépendants montre que le résultat d'une telle structure est encore moins efficient socialement qu'un seul oligopole intégré verticalement, les joueurs de chaque niveau jouant sans se préoccuper du jeu à l'autre niveau. C'est le célèbre résultat de la double marginalisation. Son corollaire est que, dès que les deux oligopoles peuvent se coordonner par des contrats verticaux entre firmes et par de l'intégration verticale, les profits de chacun peuvent croître et les prix diminuer. Mais encore une fois, l'interaction des jeux sur deux marchés successifs est difficile à représenter.

On citera quelques modèles d'interaction de marché amont aval qui présentent des résultats éclairant l'intérêt d'arrangements verticaux (intégration verticale et contrats de long terme. Meade et Seamus Hogan (2007) utilisent un modèle en deux étapes : la première où les fournisseurs affichent des prix et acceptent de fournir tous les consommateurs qui acceptent de payer ce prix. Dans une seconde étape producteurs et fournisseurs soumettent des offres de vente et d'achat sur un marché avec un seul prix d'équilibre. Ils montrent que les producteurs non intégrés verticalement ont tendance à déplacer conjointement leur *supply function* inverse et que leur incitation à le faire s'accroît avec leur taille. A l'inverse avec des firmes intégrés verticalement on retrouve d'autant moins une telle stratégie que leur part de marché amont et aval sont voisines. Finalement les prix de détail supportent les effets du degré d'intégration verticale. En effet l'incitation à exercer le pouvoir de marché avec l'intégration verticale ne croît pas avec la taille des firmes sur le marché, mais avec le décalage croissant entre leurs parts de marché de gros et de marché de détail.

Green (2004) de son côté montre l'effet indirect de l'ouverture complète du marché de détail sur l'incitation à exercer son pouvoir de marché sur les marchés de gros. Il reprend pour cela une modélisation du marché de gros avec un marché de contrats (offre en quantité à la Cournot) et un marché spot (avec offre en *supply function*) en amont et une représentation. L'aval est représenté par une fonction de demande des consommateurs domestiques et un comportement d'achat concurrentiel des fournisseurs. Il montre que si les fournisseurs sont exposés à la concurrence en aval, ils contracteront moins à prix fixes en amont, parce qu'en cas de chute de prix de court terme sur le marché de gros, les entrants peuvent leur prendre une partie de leur clientèle. Cette moindre contractualisation amont-aval induit une hausse de prix sur le marché de gros.

De ces deux exercices il ressort que l'intégration verticale ou bien que le contrat de long terme associé à la préservation d'un monopole de vente sur le segment des ménages contribue à limiter l'exercice de pouvoir de marché. L'expérience des marchés électriques restructurés tend à confirmer que l'intégration verticale peut être un bon substitut à des marchés inefficaces et assuré de meilleures performances. Bushnell, Mansur et Saravia (2005) montrent en comparant les performances sur trois marchés américains, PJM, New England et California que les mêmes structures horizontales peuvent produire des effets radicalement différents sous différents arrangements verticaux. Ceci dit, le débat sur l'efficacité des arrangements verticaux (intégration et contrat de long terme) au regard de celle de l'efficacité du modèle décentralisé est loin d'être clos⁹, parce qu'il se pose de façon différente selon les structures de départ et les défauts de cohérence du cadre réglementaire en place.

⁹ On le voit par exemple dans les méthodes utilisées par London Economics pour l'enquête sectorielle de la Commission européenne voir London Economics (2007), *Structure and performance of six European wholesale electricity markets in 2003, 2004 and 2005*. Report for DG Comp; in DG Competition (2007) « DG Competition Report on Energy Sector Inquiry », <http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>

1.4. Les influences de la recherche économique sur les politiques de la concurrence

L'identification de pratiques de pouvoir de marché, comme l'appréciation ex-ante des risques de pouvoir de marché par les autorités de la concurrence se réfèrent à des principes déduits de la théorie de la concurrence imparfaite (écart entre prix de marché et coût variable pour le premier ; les risques de forclusion associés à l'accès à un équipement essentiel détenu par l'entreprise historique, ou encore les contrats verticaux qu'elle peut passer pour ses ventes aval pour les seconds). Elles sont l'une et l'autre très influencées par la théorie structuraliste en économie industrielle (l'importance du degré de concentration du marché repéré notamment par l'indice HHI). La recherche économique sur les marchés électriques a d'un côté apporté des méthodes pour approfondir les possibilités d'identification du pouvoir de marché, et en même temps l'appareil critique pour se servir de ces méthodes. De l'autre elle jette de nouveaux éclairages en termes d'efficience de long terme pour la définition du cadre réglementaire de l'accès aux infrastructures et l'application du droit de la concurrence sur les arrangements verticaux supposés a priori gêner les entrées..

- *Un appel à la prudence dans le contrôle de l'exercice de pouvoir de marché*

Une voie alternative à l'analyse de l'écart des prix et coûts marginaux consiste à employer des modèles de simulation *ex ante*. Les modèles utilisés pour ce type de simulations sont des modèles de concurrence à la Cournot ou avec offre prix-quantité en *supply function*. Les modèles de formation de prix des sociétés de consultants (OXERA, Kema, London Economics, etc.) se sont ralliés à des formalisations avec *supply function*. 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 la manière dont sont représentées les structures de marché et les contraintes technologiques de réseau.

Yves Smeers (2006) a critiqué de façon approfondie à partir de petits modèles heuristique, l'usage de modèles ex-ante de simulation des marchés sur plusieurs points. D'abord ces modèles 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. Ensuite 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. De plus ils n'intègrent pas en général le fait que l'électricité, pour être vendue, nécessite d'être transportée par un réseau avec des contraintes de système constamment évolutives. On opère ces simplifications pour éviter de rendre les modèles très complexes d'un point de vue technique et leurs résultats difficiles à interpréter. Ainsi 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. Pour Smeers (2006), "*it does not exist models able of providing the degree of legal and regulatory certainty that the importance*

of these ex-ante remedies requires. The state of the art in these models is such that their results reflect more a set of non-testable assumptions than observed facts or unambiguous theory". Il propose que de nouveaux travaux académiques examinent quelle conception de ces modèles pourrait les rendre pertinents pour être utilisés dans le contexte d'une enquête d'une autorité. Mais les leçons de son papier laisse plutôt penser que la tâche serait au fond impossible, tant la complexité de la réalité technologique est prégnante.

- *La prise en compte du critère d'efficience de long terme*

En définitive, comme il est fréquent dans bien des secteurs du fait de la même difficulté de repérage ex-post, l'attention des autorités de la concurrence se porte principalement sur le contrôle ex-ante, c'est-à-dire sur les structures industrielles en cas de fusions-acquisitions et sur les arrangements verticaux qui permettraient de gêner ou de dissuader les entrées. Dans un domaine nouvellement libéralisé, les autorités de la concurrence partent au départ de principes généraux assez rigides ; puis elles prennent progressivement en compte les réalités sectorielles, notamment dans les industries de réseau énergétiques les conditions de réalisation d'infrastructures lourdes en environnement multirisque pour les investisseurs. On constate ainsi que l'approche de l'efficience a évolué en se situant dans une perspective de long terme, dans les étapes d'analyse d'un projet lorsque les aspects anti-concurrentiels du projet doivent être mis en balance avec les gains d'efficacité. Cette perspective intègre l'intérêt du développement des équipements lourds en termes de sécurité de fourniture et d'activation des marchés (par exemple quand il s'agit d'accroître les capacités physiques d'importation) (Hautecloucq, 2008).

L'opposition systématique des autorités européennes aux contrats de long terme dans l'électricité et le gaz s'est en partie atténuée. Elles distinguent désormais les ventes des entreprises en place et celle des entrants, notamment ceux qui doivent investir pour entrer en production ou dans la vente, comme on peut le voir sur plusieurs cas de jurisprudence dans le gaz (notamment le cas récent le plus connu est celui du jugement sur les contrats de vente de Distrigas de la DG Comp de la Commission européenne). Ainsi en est-il également de l'accès réservé à certaines infrastructures dans le domaine gazier, jusqu'à prévoir dans les directives Electricité et Gaz de 2003, des conditions d'exemption pour la création des nouvelles lignes indépendantes et des nouvelles infrastructures d'interconnexion des systèmes (et dans le domaine gazier les installations d'importation de GNL). Si on ne peut pas démontrer l'influence directe des travaux d'analyse économique dans cette évolution, il est fort probable que les travaux généraux du type de ceux d'Allaz et Villa (1994) ont contribué à créer l'environnement intellectuel ayant pu conduire à une telle évolution.

2. Le développement des capacités : une coordination déficiente par les prix de court terme

Repartons du modèle de référence, celui du marché décentralisé avec la figure du producteur pur comme référence dans la concurrence en amont. Ce modèle est totalement congruent avec la référence des financeurs car il autorise pour eux un contrôle direct des risques de l'investissement qu'ils financent (en particulier dans les montages de *project finance* qui étaient très à la mode jusqu'en 2003). Dans cet environnement de marché, le producteur privilégie la facilité de gestion des risques d'un projet comme critère de choix, au détriment du moindre coût complet (en espérance), que ce soit pour une production en base, en semi-base ou en pointe. Dans ce même modèle de référence la gestion du risque serait assurée par des marchés complets, c'est-à-dire un ensemble de marchés proposant des instruments de couverture à des échéances différentes sans problème de liquidité, selon les hypothèses des modèles généraux d'équilibre économique à la Arrow-Debreu.

Dans ce modèle de référence, le marché « energy only » serait suffisant à lui seul pour envoyer les bons signaux de prix et permettre les bonnes anticipations de surplus pour récupérer les coûts d'investissement et assurer un taux de rentabilité satisfaisant du capital. Ceci vaut autant pour les équipements de pointe qui ne fonctionnent que pendant un nombre d'heures très limité et aléatoire et reçoivent un revenu unitaire important mais aussi aléatoire (jusqu'à 10000 €/MWh que se situe très au-delà des coûts marginaux des moyens exceptionnels de 150 €/MWh), que pour les grands équipements lourds en capital appelés à produire pendant la base. Ceux-ci font face au risque de voir les prix baisser en dessous du niveau assurant le recouvrement de leur coût fixe et le remboursement du coût de la dette associée au projet.

Mais deux problèmes d'imperfection de marché se posent : l'absence d'assurance de parvenir à des marges de réserve suffisantes par le développement des équipements de pointe et la tendance à spécialiser les investissements sur les équipements peu capitalistiques et *self hedged*, parce qu'ils présentent une bonne corrélation entre les risques sur les coûts d'entrants et le prix de marché électrique.

2.1. Les imperfections du marché pour assurer l'adéquation de capacité

Les prix de l'énergie électrique sur les marchés physiques et financiers ne créent pas les incitations suffisantes à l'installation de capacités adéquates pour assurer la fiabilité de la fourniture en toute circonstance (c'est ainsi que se définit le concept d'« adéquation de capacité »). Les revenus qu'un nouvel équipement de pointe vont recevoir pendant les pics de prix sur les marchés de l'énergie et des réserves sont très incertains du fait de leur variabilité en ampleur et en durée. Ceci dissuade les producteurs d'investir dans de tels équipements. L'équation est d'autant plus difficile à résoudre que les régulateurs veulent préserver l'acceptabilité des réformes et mettent des plafonds de prix vers 1000 €/MWh pour limiter l'écart entre les prix du marché horaire et le coût marginal du recours aux moyens de pointe ou exceptionnels. La montée des prix de marché aux extrêmes qui est donc nécessaire repose en fait sur le pouvoir de marché dont disposent tous les producteurs pendant ces situations, comme le souligne Stoft (2002).

Le problème est compliqué par les interventions prématurées des gestionnaires de réseau pour assurer la stabilité du système en période de tension sur les capacités, malgré les mécanismes de marché attachés à l'offre de ses services de réserves et d'ajustement, ce qui tend à réduire les revenus tirés de ces marchés pendant les périodes exceptionnelles. C'est le problème du *missing money* dont l'effet a été souligné par les travaux de Cramton et Stoft (2006) et de Joskow (2007). Mais au bout du compte, même après correction de ces deux *regulatory failures*, le risque resterait tel que rien n'assure qu'il y ait suffisamment d'investissement en capacité de pointe pour assurer une capacité adéquate permettant de faire face à toutes les situations, à une probabilité très faible de défaillance près.

- *Une réponse par la réactivité de la demande en temps réel*

Les approches théoriques du problème conduisent à une première recommandation : que la demande en temps réel soit rendu élastique. Elles partent en effet de l'observation que la rigidité de l'offre et la demande en temps réel se traduit par l'absence d'équilibre physique en situation exceptionnelle, ce qui nécessite de procéder à des délestages pendant ces exceptions. Avec des représentations simples du *willing to pay* des consommateurs sur le marché de détail (Hobbs et al., 2001) ou avec des représentations plus complexes dissociant les segments de marché et les désutilités des consommateurs à être rationnés (Joskow et Tirole, 2007), ces travaux montrent que la définition d'un *price cap* est inefficace socialement. L'existence d'une courbe de demande réactive aux prix (qui serait assurée par le développement des compteurs intelligents et du *real time pricing*) permettrait d'éliminer le problème de l'adéquation de capacité. Avec une telle fonction de demande, il existe un équilibre économique pendant les périodes exceptionnelles grâce à la réaction des consommateurs au prix. On peut même trouver la part de la consommation qui doit être rendue réactive au prix qui permettrait de ne pas dépasser le niveau de prix visé par le régulateur avec son *price cap* (Hobbs et al., 2001). Le déploiement progressif des compteurs intelligents et des contrats de vente en *real time pricing* devrait donc atténuer le problème de l'adéquation de capacité. En revanche les travaux d'enquête montrent que rien n'assure l'acceptabilité de déploiement des contrats de *real time pricing* à très grande échelle (Borenstein S., Jaske M., Rosenfeld A., 2002), ce qui laisserait une large partie de la courbe de demande en temps réel inélastique et ne résoudrait pas totalement le problème¹⁰.

- *Les instruments de financement du bien collectif*

Que ce soit à cause des déficiences de marché ou de la réglementation, le problème de l'adéquation de capacité reste entier parce qu'il est difficile de faire s'exprimer les dispositions à payer l'électricité et la garantie d'être fournie dans toutes les situations¹¹.

¹⁰ Des succédanés tels que des contrats d'interruptibilité savamment ajustés aux besoins des clients pourraient aussi apporter quelques solutions, mais ces moyens constituent des ressources d'offre.

¹¹ On est face à une situation de bien collectif. L'adéquation de la capacité d'ensemble des parcs des concurrents est un bien non rival (chacun des producteurs profite de la garantie assurée par l'ensemble des capacités des autres), et non excluable (il n'y a pas moyen de séparer les besoins individuels dans des relations marchandes bilatérales).

Certains ont un temps imaginé pouvoir résoudre le problème par des contrats financiers bilatéraux entre les consommateurs et les producteurs, dans lesquels les premiers révéleraient leurs préférences pour une fourniture assurée (Oren, 2002). Mais l'absence d'engagement des producteurs à investir suffisamment après avoir signé ces contrats financiers invalide cette voie particulière.

Dans ses deux dimensions temporelles -- adéquation de capacité et fiabilité de fourniture -- la sécurité de fourniture doit être appréhendée comme un bien collectif. Les recherches des économistes et des ingénieurs (Voir notamment De Vries 2004, 2007 ; Perez Arriaga, 2001 ; Vasquez et al., 2001 ; Stoft, 2002 ; Stoft et Cramton 2006 ; Finon et Pignon, 2008) ont porté sur la comparaison de l'efficacité des différents instruments pour garantir un niveau d'installation suffisant dans la première dimension temporelle et pour inciter à la disponibilité maximale dans l' autre dimension. Les trois mécanismes utilisés jusqu'en 2005 présentent tous des limitations qui ont été bien identifiées.

- Le dispositif connu sous le nom *de réserve stratégique*, qui consiste à autoriser le GRT à disposer de contrats de réserves ou de ses propres équipements de réserve, suscite les craintes de voir l'appel discrétionnaire à ses réserves fausser les prix de marché de l'énergie, mais il est bien utile dans les systèmes hydrauliques pour faire face aux années exceptionnelles sous conditions d'utilisation totalement encadrées par la loi et le régulateur.
- Le *mécanisme de paiement de capacité* qui rémunère toutes les capacités (en se référant au coût marginal de défaillance dans une logique d'optimum collectif) n'assure guère d'atteindre le niveau de capacité et de marge de réserve souhaitable, comme tout pilotage par les prix du développement de bien collectif en économie publique (Weitzman, 1986).
- L'*obligation de capacité* qui consiste à imposer aux fournisseurs la détention de droits de capacité en relation avec leur charge maximale (avec un marché secondaire pour la flexibilité du dispositif) séduisait par sa conformité au paradigme de marché. Mais ce mécanisme décentralisé ne donne pas de résultats satisfaisants. Parmi ces défauts il présente des courbes d'offre et de demande de droits totalement inélastique et donc des rémunérations aléatoires peu incitatives.

Les limites théoriques et pratiques de ces instruments analysées par les ingénieurs économistes ont conduit à la conception d'un mécanisme centralisée d'attribution de contrats de capacité de long terme par enchères (mécanisme connu aussi sous le nom d' « option de fiabilité ») (Vasquez et al., 2001 ; Cramton et Stoft, 2006 ; Joskow, 2007). Le design de ce mécanisme parvient à combiner un pilotage centralisé¹² et une gestion conjointe par les quantités et par les prix. Gestion par les prix car ils assurent une prévisibilité de revenus aux investissements en capacité, de façon conjointe au marché de l'énergie et par les prix de capacité accordés par le dispositif, contrairement aux trois autres instruments.

¹² Le gestionnaire de réseau définit le niveau de capacité à atteindre et réalise les enchères en conséquence.

Les marchés organisés aux Etats-Unis, Colombie, Argentine, Chili, et Espagne incluent de tels mécanismes qui ont été réformés sous l'influence des travaux des chercheurs cités précédemment. D'autres pays préfèrent la solution plus pragmatique des procédures de programmation qui organisent la confrontation des prévisions et des projets d'investissement des concurrents. Elles permettent de repérer les nécessités de développement des lignes de transport et identifier les éventuelles insuffisances de développement de capacité. L'information est supposée influencer en soi les décisions d'investissement en fonction des raretés identifiées. Ceci dit, les dispositifs réglementaires de paiement de capacité continueront dans le futur à susciter beaucoup d'attention.

2.2. Le développement inadapté du mix de technologies

Dans la représentation du marché décentralisé où les producteurs dé-intégrés investissent dans de nouveaux équipements en assumant les risques de marché, on pourrait imaginer qu'ils cherchent à répartir leurs risques par la diversification des technologies. De ce point de vue la théorie des portefeuilles *mean/variance* développée par Markowitz pour la gestion d'actifs financiers offre un cadre d'analyse pertinent pour analyser les choix des producteurs purs dans un contexte d'incertitude. Les recherches effectuées avec cet outil (voir Roques, Newbery et Nuttall, 2005 ; Roques 2008 notamment) permettent d'analyser l'intérêt de stratégies de diversification entre unités en cycle combiné à gaz, centrales à charbon, équipements nucléaires et renouvelables, en simulant les aléas sur les paramètres de choix (prix des combustibles, prix de l'électricité, durée d'appel par le marché) d'où se dégagent des corrélations entre risques. De tels exercices ont montré que, dans le modèle du marché décentralisé où les producteurs portent tous les risques, ceux qui privilégient les centrales à gaz, quel que soit leur degré d'aversion au risque. Les équipements les plus capitalistiques sont délaissés, quel que soit leur avantage en terme de coût complet (en espérance) dans la mesure où ils ne présentent pas de corrélation des risques entre prix des inputs et prix de marché¹³.

Ceci conduit à s'interroger sur la viabilité du modèle décentralisé des marchés électriques au regard de l'intérêt d'avoir des marchés électriques où les technologies des producteurs seraient diversifiées entre les techniques gaz, les techniques charbon et les techniques à coût variable faible. Une telle situation permettrait que les prix horaires puissent être formés sur une période plus ou moins longue de l'année par ces équipements (parce qu'il y en aurait assez pour que leur technologie soit marginale sur le

¹³ Ce que confirme l'observation de l'expérience des investissements en production par des producteurs purs. Ils ont privilégié partout les unités de cycle combiné à gaz dont les plus anciennes avec rendement moindre sont les équipements marginaux sur le marché et dont le coût variable est très sensible au mouvement du prix de combustible. L'expérience a aussi montré que les investisseurs indépendants en CCGT sont aussi soumis à un risque volume plus important (le risque de dispatchabilité) que ce qu'ils avaient anticipé. Tous les projets de producteurs indépendants installés sur les marchés du nord-est américain (environ 90 GW) ont fait faillite en 2002-2003, lorsque le prix du gaz a triplé parce que leurs offres horaires plus élevées les ont replacés en semi-base avec moins de flux de revenus. Ce qui montre bien les grandes difficultés du modèle décentralisé.

marché horaire). Ceci permettrait de faire baisser le prix moyen annuel et limiter les effets de la volatilité du prix des combustibles et du CO₂ sur les prix de détail.

Partis d'interrogations sur ces inefficiences dans l'investissement, plusieurs auteurs (Neuhoff et de Vries, 2004, Chao, Oren, Wilson, 2007 ; Joskow, 2007 ; Finon & Perez, 2007, Finon, 2008) se sont centrés sur l'aversion au risque et le problème d'allocation du risque d'investissement résultant de la dé-intégration verticale dans le modèle décentralisé. Ils se sont focalisés sur deux points : la nécessité de contracter à long terme pour permettre l'investissement en production et les conditions institutionnelles qui permettraient aux producteurs de trouver des contreparties pour s'engager sur le long terme et investir en production de façon diversifié.

Rappelons encore une fois que dans les représentations du marché de référence, on suppose la dé-intégration verticale entre production et fourniture et la déconcentration horizontale. Les contrats de long terme sur le physique et leurs succédanés financiers ne sont pas souhaitables au regard des principes de politique de la concurrence parce qu'ils introduisent le risque de foreclosure. Il suffit d'avoir des marchés « spot » liquides et avec des produits de gestion de risque suffisants, le tout donnant des signaux de long terme efficaces. Les investisseurs trouvent en même temps les conditions d'encadrement de leurs investissements qui les satisfont.

Chao, Oren et Wilson (2007) – dont les travaux antérieurs font référence sur les possibilités d'organiser les diverses coordinations de court terme et de long terme de l'industrie électrique à partir d'échanges de droits de propriété sur l'énergie et les services et de contrats financiers à chaque niveau (Chao et Peck, 1998 ; Wilson, 2001) -- admettent que les prémisses du modèle de référence ne sont finalement pas valables pour trois raisons. Les signaux de prix ne sont pas appropriés du fait de leur volatilité car ils empêchent l'émergence de produits longs; les contrats bilatéraux ne peuvent se développer facilement sur tous les droits de propriété, notamment sur le bien capacité ; les fournisseurs qui doivent gérer conjointement leurs portefeuille de contrats d'achat et de vente ne peuvent s'engager dans des transactions longues car ils risquent d'être pris dans une tenaille de prix entre leurs engagements à prix ferme en aval et leurs achats en amont lorsque le prix de marché de gros se retournent à la baisse. Neuhoff et De Vries (2004) en font la base de l'aversion des acheteurs en gros à contracter à long terme à prix fixes, qui est pour eux le facteur principal de développement inadapté des capacités.

Finon et Perez (2007) discutent de l'aversion des acheteurs en gros à s'engager dans des contrats longs à prix fixe (ou indexé sur le prix du gaz éventuellement) en s'interrogeant sur les conditions institutionnelles qui permettraient leur engagement dans des contrats longs sur des bases crédibles. La comparaison des différents types de contrats possibles entre producteurs et acheteurs dans le modèle décentralisé (contrats à prix et quantité fixés, contrat à prix indexés, contrats financiers d'option qui garantit un prix mais pas une quantité pour le producteur, consortium autour de la réalisation d'une unité de production) permet d'identifier le meilleur arrangement contractuel selon les situations et les façons dont les intérêts des producteurs et des acheteurs peuvent se rejoindre. Dans le

cas des fournisseurs, le premier groupe d'acheteurs en gros, la condition déterminante serait la possibilité de transférer une majeure partie du risque d'investissement sur les seconds par la préservation d'une base de consommateurs fidélisés pour les fournisseurs historiques, comme le soulignent Green (2004) et Joskow (2007)¹⁴. Dans le cas des gros consommateurs industriels, la condition déterminante sera la possession en commun et l'exploitation d'un actif de production dans des projets sur site avec co-fourniture de combustible et partage des productions entre l'électricien et l'industriel.

3. De nouveaux enjeux, de nouvelles questions de recherche

Sans préjuger de la persistance des débats engagés sur la conception des marchés, leur réglementation et l'organisation industrielle du secteur électrique, les grands enjeux de politique énergétique et environnementale des prochaines décennies ainsi que plus immédiats de renouvellement des capacités de production dans les marchés électriques matures, conduisent à réinscrire la question de mécanismes de coordination complémentaires du marché dans l'agenda de recherche. On citera un exemple révélateur de l'émergence d'un tel questionnement. M. Pollitt, chercheur à l'Université de Cambridge) renommé pour ses analyses des coordinations marchandes dans les industries de réseau, s'interrogeait récemment sur « The future of electricity regulation in a low carbon policy world » ; il prône le recours à des coordinations programmatiques et de négociation collective autour des partages de coûts et de risques à côté des coordinations de marché et en changeant la position de la promotion de la concurrence dans la hiérarchie des missions du régulateur et de l'autorité publique (Pollitt, 2008).

On revient d'abord sur la question de l'intégration verticale qui est un de ces modes de coordination dont il faudrait démontrer la nécessité, puis on examine les modes de coordination plus spécifiques qui seraient utiles pour favoriser le virage des systèmes électriques vers un trajectoire technologique peu carbonée, en identifiant des questions de recherche associées.

3. 1. Retour sur la question des structures industrielles : le dilemme efficacité versus pouvoir de marché

L'évolution des réformes témoigne d'un éloignement progressif du modèle de référence notamment du schéma de dé-intégration verticale et dé-concentration horizontale pour faciliter les entrées en production et dans la commercialisation, autoriser le développement d'un marché de gros efficace et d'une concurrence de détail effective et cohérente. En Europe, les structures industrielles verticales de départ ont été peu

¹⁴ Cela pourrait aller jusqu'au maintien d'un périmètre de monopole de distribution circonscrit aux petits consommateurs, comme c'est le cas dans certaines juridictions américaines (Ohio) (voir Littlechild, 2008) Dans ce cas la concurrence peut être reportée en amont en contraignant le fournisseur historique à se fournir par appel d'offres pour la partie de ses débouchés protégés par le monopole de fourniture.

réformées¹⁵. Là où elles l'ont été dans le monde, il y a de grandes chances d'observer une intégration verticale des agents décentralisés (quatre ou cinq juridictions américaines et australiennes faisant peut-être exception). L'intégration verticale peut être interprétée comme une réponse à l'imperfection inhérente des marchés de gros. Se pose alors la question de la perte d'efficacité résultant de la limitation des échanges au niveau du marché de gros réduit à une fonction d'ajustement, et des risques de pouvoir de marché dans de tels contextes structurels. L'arbitrage entre les gains d'efficacité permis par des structures verticales d'un côté et le risque de pouvoir de marché de l'autre mérite de nouvelles recherches.

- *L'efficacité de long terme*

Le problème de l'identification de la bonne part d'intégration verticale est peu développé dans la littérature. Une première façon de l'aborder serait de se situer dans la perspective du producteur et celle du fournisseur pour identifier qu'elle est la bonne répartition entre intégration verticale, contrats de long terme et transaction de court terme pour un producteur pur qui veut diversifier son parc, et pour un gros fournisseur qui veut gérer ses risques dans une perspective longue.

La problématique n'est pas simple à définir si on s'en tient au seul enjeu de la diversité de l'investissement en production en tenant compte des caractères des technologies. Se croisent la question de gestion respective des risques de court terme et de long terme du producteur ou du fournisseur, celle de la diversification de leur portefeuille d'actifs de production et plus généralement celle de la diversité de leur activités amont et aval, celle de leur accès au financement (hors bilan, ou en corporate) et aussi celle de leurs compétences à maîtriser les coûts de technologies complexes et à les exploiter. La question mérite d'être posée dans cette complexité.

L'observation de la réalité conduit à s'interroger en ce sens en observant ce fameux mouvement d'intégration verticale observé dans les pays où l'industrie avait été dé-intégrée (Royaume Uni notamment). Il s'explique d'abord par le besoin de gestion de risque des fournisseurs notamment et de réduction des coûts de transaction associés comme le remarquait récemment P. Joskow (2008)¹⁶. Ils les ont conduits entre autres à racheter des actifs de production et à construire de nouveaux équipements à côté de la signature de quelques contrats de long terme à prix indexés. Par contre il est plus difficile de déduire de la réalité si l'enjeu de l'investissement en production et de maîtrise de risques a conduit à l'intégration verticale des producteurs ou des entrants dans un marché, le contrat de long terme pouvant être suffisant.

¹⁵ Les pouvoirs de l'Union européenne ne permettaient pas d'imposer des réformes de structure, sauf accord des gouvernements (ce qui n'a pu se faire avec difficulté que sur la question de l'unbundling juridique du réseau de transport pour des raisons concurrentielles suffisamment claires. En lieu et place de la réforme structurelle, la focalisation de l'action réformatrice s'est faite sur l'ouverture de la concurrence de détail en négligeant les conditions en amont qui facilitent une telle concurrence.

¹⁶ D'un point de vue général montre que l'intégration verticale s'explique par les difficultés de gestion de risque et de limitation des coûts de transaction entre amont et aval.

Si des réponses ne sont pas faciles à dégager, la question peut se prendre différemment en s'interrogeant sur les différences de conditions permettant l'investissement dans des techniques lourdes en capitaux, complexes et indivisibles dans les différents modèles d'organisation industrielle observables dans les industries électriques libéralisées. Nous l'avons fait sur les conditions d'investissement dans de nouveaux projets nucléaires (Finon et Roques, 2008) en comparant concrètement ce choix dans le modèle décentralisé, l'oligopole vertical et le modèle à opérateur verticalisé et surdominant. Si un tel investissement s'avère possible dans tous les modèles, les transferts de certains risques sur l'Etat sont nécessaires dans le modèle décentralisé, les coûts d'investissement moins maîtrisés, l'aversion au risque des producteurs plus élevée et le coût du capital accru par des primes de risque supérieures. Quoi qu'il en soit c'est autour de cet enjeu de l'investissement en production que devrait se poursuivre l'évolution des structures industrielles vers une structure stabilisée en oligopole vertical du fait de l'entrée dans un nouveau cycle d'investissement. Les difficultés rencontrées par le développement de la concurrence de détail et la mise à jour du peu de bénéfices pour les consommateurs du marché de masse notamment en termes d'innovation (Wilson et Waddams-Price, 2006, Waddams-Price, 2008 ; Defeuilley, 2008 ; Wright 2008) devrait faciliter un peu plus la mise en question du modèle centralisé.

- *Quel degré de concentration horizontale dans l'oligopole vertical ?*

La question doit porter ensuite sur le degré de concentration horizontale au-delà duquel les conditions concurrentielles et de la contestabilité du marché ne sont plus assurées dans le schéma de l'oligopole vertical.

Les modèles devraient dans l'idéal articuler les jeux concurrentiels sur le marché de gros et les segments du marchés de détail. S'il y a suffisamment de pouvoir de marché sur le marché amont ou sur le marché aval, l'intégration verticale accroît les coûts d'entrée et affaiblit la crédibilité de menaces d'entrée. Une question serait de savoir jusqu'à quel degré l'intégration verticale peut être poussée pour qu'il y ait un minimum d'échanges nécessaires entre les compagnies et que se maintienne un marché spot. Une autre serait d'identifier les conditions de stabilisation des entrées en production ou dans la fourniture, ou à tout le moins, les conditions de contestabilité permettant de discipliner les entreprises en place par une menace crédible. L'organisation d'une certaine variété dans les structures industrielles par la présence d'entreprises spécialisées en production ou dans la fourniture à côté d'entreprises en partie verticalisées serait à examiner, en s'appuyant sur une régulation asymétrique.

La problématique de la concurrence d'un marché oligopolistique avec firmes verticales renvoie également à l'enjeu de l'amélioration de l'intégration des marchés, dépendant des règles d'accès aux interconnexions, de l'alignement des règles des marchés journaliers et intra-journaliers et du renforcement éventuel des interconnexions. Les modélisations effectuées sur le marché nordique montre clairement que l'élargissement du marché norvégien à la Suède avec un design de marché performant notamment pour les échanges frontaliers, avait réduit sensiblement les risques de pouvoir de marché des deux opérateurs dominants suédois (Amundsen et Bergman, 199X)

4.2. L'interférence des objectifs de politique publique et des logiques de marché

De façon générale le marché prend difficilement en considération le long terme et la raréfaction progressive des ressources de combustibles fossiles, sachant que ce phénomène ne peut pas s'accompagner pas de signaux clairs et stables, car il provoque une volatilité croissante des prix mondiaux peu propice à la constance de stratégies d'investissement et des politiques d'incitation. De même pour les avantages de la diversification énergétique. Des marchés complets pour toutes les contingences pour toutes les périodes futures n'existent pas. Du fait de cette myopie, il est difficile pour le marché de promouvoir le développement des technologies qui seraient les mieux à même de répondre aux risques futurs.

Dans le domaine de l'environnement et du changement climatique, les réglementations internalise difficilement les externalités pour une double raison : l'information imparfaite sur les coûts environnementaux et l'économie politique des instruments (notamment l'acceptabilité de taxe d'internalisation ou de prix du carbone élevés). Pourtant l'enjeu du changement climatique demanderait une transition radicale et assez rapide vers des techniques non carbonées. L'investissement dans le nucléaire, les renouvelables et le charbon propre avec CCS constitue une question particulièrement saillante de ce point de vue. Mais la logique de marché concurrentiel, qui est fondamentalement porteuse de risques comme on l'a vu, conduit les agents à ne pas s'engager d'eux-mêmes dans le développement de ces technologies nouvelles ou renaissantes parce qu'elles présentent des coûts d'apprentissage et des risques d'innovation et qu'elles sont fondamentalement capitalistiques. De plus les agents ne sont pas convaincus de la détermination des gouvernements à internaliser de façon radicale les externalités négatives et de la crédibilité des engagements de long terme.

Devant cet état de fait il apparaît nécessaire de réfléchir à l'instauration de modes de coordination complémentaire du marché à deux niveaux, qui doivent cohabiter avec des mécanismes de marché de façon harmonieuse. Au niveau sectoriel, devraient être mises en place des procédures de type programmation indicative qui permettent aux agents d'harmoniser leurs anticipations, voire à se convaincre de s'engager ou de participer financièrement dans la réalisation d'équipements et d'infrastructures d'intérêt commun (grands équipements de technologies non carbonées, infrastructures de transport et d'importation).

Au niveau microéconomique la mise hors marché temporaire des nouvelles productions basées sur les filières technologiques non carbonées doit permettre une limitation des risques et assurer une garantie de revenus aux investisseurs, alors que la réglementation limite l'intégration verticale des firmes et les possibilités de transfert de risques sur les consommateurs. Ceux-ci doivent éventuellement assurer aussi un financement des surcoûts par les consommateurs pendant les phases d'apprentissage dans certains cas.

Certains modes d'action de ce type sont déjà en place pour la production d'électricité à base de renouvelables avec les dispositifs de tarifs d'achat, de contrats de long terme attribués par enchères, d'obligations de certificats verts échangeables. L'encadrement des investissements en équipements nucléaire comme en équipement charbon propre avec CCS pourrait s'inspirer de ces dispositifs.

Il pourrait s'appuyer aussi sur des arrangements moins lourds qui transfèrent une partie de risques des projets sur l'Etat, sans qu'il y ait pour autant de subventions explicites. Tel est le sens de certains dispositifs envisagés pour garantir le niveau de valorisation que les nouvelles centrales nucléaires pourraient trouver par l'évitement d'émissions de CO₂ dans un contexte où l'incertitude politique et réglementaire est forte pour anticiper les prix de long terme. Grubb et Newbery (2008) proposent ainsi de comparer l'efficacité des contrats d'option avec l'Etat (qui garantissent à l'investisseur un prix du carbone pendant 20 ans après le démarrage de l'équipement), les contrats de long terme pour les technologies à bas contenu de carbone (attribués éventuellement par enchères), ou encore la déclaration d'engagement de l'Etat sur un prix assuré dans la législation carbone (en fait un prix plancher si le système international ne le prévoit pas).

Les questions de recherche doivent éclairer plusieurs problèmes posés par la complémentarité et les tensions créés par la cohabitation de ces instruments avec les mécanismes de marché en place :

- les conditions de stabilisation des anticipations des prix des biens environnementaux (design des dispositifs de quotas CO₂, prévisibilité des dispositifs, conditions de crédibilité des engagements publics) (cf. Bouttes et Trochet, 2003 ; Trochet, 2007) ;
- la comparaison des différents instruments d'appui au regard des critères d'efficacité dynamique, de contrôle des risques créés par l'instrument, de flexibilité évolutive et d'équité, (problématique sur laquelle se développent déjà beaucoup de recherches théoriques et empiriques en matière de politiques d'énergies renouvelables) ;
- la cohérence des signaux envoyés par ces dispositifs avec celui du système de permis CO₂, notamment pour justifier économiquement l'hétérogénéité temporaire des coûts marginaux de ces dispositifs avec le prix de marché du CO₂ ;
- l'interférence des instruments de promotion des technologies non carbonées et des marchés de l'électricité et du CO₂ ¹⁷.

¹⁷ Des modèles numériques avec ou sans comportements stratégiques devraient éclairer comment un développement très important de la production non carbonée hors marché pourrait faire baisser le prix moyen de l'électricité et de carbone et perpétuer le besoin d'un appui. De même pour les effets plus spécifiques du développement des productions intermittentes à grande échelle avec le besoin que ces productions intermittentes entraînent en productions à base de combustibles carbonés en back up, à côté des effets de mieux en mieux connus sur coûts d'ajustement et les coûts de réseau.

Les enjeux de long terme sont aussi une raison supplémentaire pour revenir sur la question des structures industrielles, et notamment celle du bon mix d'échanges spot, contrats de long terme, d'intégration verticale des firmes électriques et plus généralement électro gazières.

References

- Allaz, B.; Vila, J. (1993). Cournot competition, futures markets and efficiency, *Journal of Economic Theory* 59(1): 1-16.
- Amundsen, E. S. & Bergman, L., 1998. "Competition and Prices on the Emerging Nordic Electricity Market," Working Paper Series in Economics and Finance 217, Stockholm School of Economics
- Borenstein S., Jaske M., Rosenfeld A., 2002, *Dynamic pricing, advanced metering and demand response in electricity markets*, University of California Energy Institute, Working Paper CSEM WP-105.
- Bouttes J.P., Trochet J.M . 2004, La conception des règles des marchés de l'électricité ouverts à la concurrence, *Economie Publique*, Vol. 14, n°1 2004, p. 83-116.
- Bushnell, Mansur et Saravia (2005), *Market structure and competition : a cross-market analysis of US electricity deregulation*, CSEM Working Paper 126.
- Carlton, D., 1979, Vertical integration in competitive markets under uncertainty, *Journal of Industrial Economics*, n°27, p.189-209
- Chao H.P. ,Peck, S., 1996, A market mechanism for electric power, *Journal of Regulatory Economics*, vol10, p.25-59
- Chao, H., Oren, S. and Wilson, R. (2007). Restructured Electricity Markets: Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling, in Shioshansi F.P., *Competitive electricity markets. design, implementation and performance*, London: Elsevier, p. 27-64
- Chevalier J.M. et Percebois J. (2008) ; *Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France*, Rapport au Conseil d'Analyse Economique, Paris, La Documentation Française.
- Crampes, C. and Creti, A. (2003). Capacity Competition in Electricity Markets, Université des Sciences Sociales de Toulouse, mimeo
- 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, Mars
- Cramton P., Stoft S., 2005, *A capacity market that makes sense*, The Electricity Journal, Vol.18, n°7, August-september, March 2005.

Creti A., Fabra N., 2003, *Capacity markets for electricity*, (Communication to the Colloquium "Efficiency on Electricity Markets", Toulouse, December 2003). " published in *Journal of Regulatory Economics*

D.G.COMP (2007). *Structure and Performance of six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005*, European Commission, (Report prepared by London Economics).

Defeuilley, C., 2008, Retail competition in electricity markets : a critical review. *Energy Policy*, vol. 35, forthcoming.

Dixit, A. (1980). The Role of Investment in Entry Deterrence, *Economic Journal*, Vol. 90, n°357): p.95-106.

Fabra, N., von der Fehr, N. and Harbord, D. (2006). Designing Electricity Auctions, *The Rand Journal of Economics* Vol.37(1): 23-46.

Farell et Klemperer, 2007, Coordination and lock-in : Competition with switching costs and network effects, *Handbook of industrial organisation*, London, Elsevier

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*, 34 (5), 601-618.

Finon, D. (2008). Investment Risk Allocation in Decentralised Electricity Markets: The Need of Long-Term Contracts and Vertical Integration, *OPEC Energy Review* 32(2): p.150-183.

Finon, D. , Roques, F. (2008). Contractual and financing arrangements for nuclear investment in liberalized markets : which efficient combination?, *Journal of Competition and Regulation in Network industries*, vol.9, n°3, September

Finon, D., Pignon, V. (2008). Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market, *Utilities Policy* 16(3): 143-158.

Gabszewicz, J. ,Poddar, S. (1997). Demand Fluctuations and Capacity Utilization under Duopoly, *Economic Theory* vol.10(1) p; 131-146.

Green, R. ,Newbery, D. (1992). Competition in the British Electricity Spot Market, *The Journal of Political Economy* vol. 100(5) p. 929-953.

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

Grubb M. et Newbery D., 2008, Pricing carbon for electricity generation : national and international dimensions, in Grubb M., Jamasb T. and Pollit M.G., *Delivering a low carbon electricity system; Technologies, economics and policy*. Cambridge, Cambridge University Press.

de Hauteclocque A., 2008, Legal uncertainty and competition policy in liberalized network industries. The case of the long term contracts. *World Competition*, à paraître (voir aussi Working Paper LARSEN n°14 sur le website www.gis-larsen.org)

Hobbs, B., Iñón, J. & Stoft, S.E. 2001b. Installed Capacity Requirements and Price Caps: Oil on the Water, or Fuel on the Fire?, *The Electricity Journal* 14 (6), 23-34.

Hunt S., 2002, *Making competition works in electricity*, New York, J. Wiley Publishers

Joskow P., 2008, Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*, (Special issue the Future of electricity: papers in honor of David Newbery), p.9-42

Joskow P., 2006, *Competitive electricity markets and investment in new generating capacity*, CEEPR-MIT, Working Paper 06-009 WP, April

Joskow, P. ,2007. “Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity,” in F. Leveque dir., *Competitive Electricity Market and Sustainability*, London, Edward Elgar, (voir aussi MIT-CEEPR Working Paper. 06-009)

Joskow, P. L. , Tirole, J. , 2007. Reliability and Competitive Electricity Markets, *Rand journal of economics* vol. 38(1) p.60-84.

Klemperer, P. and Meyer, M. (1989). Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty, *Econometrica* vol.57(6): p.1243-1277

London Economics (2007), *Structure and performance of six European wholesale electricity markets in 2003, 2004 and 2005*. Report for DG Comp

Meade R., Hogan S., 2007, Vertical integration and market power in electricity markets, Working Paper, Canterbury University (New Zealand).

Meunier G, (2008), *Concurrence oligopolistique et investissement*, Thèse pour le doctorat de sciences économiques, EHESS-CIRED.

Neuhoff K. et De Vries L., 2004, *Investment Incentives for investment in electricity generation*, Cambridge Working Paper in Economics, CMI WP42.

Newbery D., 2006, Electricity liberalisation in Britain, the quest for a satisfactory design, *The Energy Journal*, Special Issue “European electricity Liberalisation”, Special Issue, 43-70

Newbery D., *Market design*, EPRG Working Paper 0515, Cambridge.

Newbery, D. M. (1998). Competition, Contracts, and Entry in the Electricity Spot Market, *Rand Journal of Economics* 29(4): p.726-749.

Oren S., 2002, *Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets*, Univ. of California Energy institute, Working Paper UCEI, EPE-007.

Percebois J. (2003). Ouverture à la concurrence et régulation des industries de réseau d'électricité et de gaz. Quelques enseignements au vu de l'expérience européenne ; *Economie Publique*, n°12, p.71-99.

Perez-Arriaga I., 2001, *Long term reliability of generation: a critical review of issues and alternative options*. Working Paper IIT-00-0981T, Instituto de Investigación Tecnológica, Univ. Comillas Madrid.

Pollitt, M. 2008, The future of electricity regulation in a low carbon policy world, *The Energy Journal*, (Special issue the Future of electricity: papers in honor of David Newbery),

Roques, F., Nuttal, W., Newbery, D., de Neufville, R. and Connors, S. (2006). Nuclear power: A hedge against uncertain gas and carbon prices?, *The Energy Journal*, Vol. 27(4): p.1-23.

Roques F. (2008), "Technology choices for new entrants in liberalized markets: The value of operating flexibility and contractual arrangements.", *Utilities Policy*, Vol. 16 (4), p.245-253

Salies E. et Waddam-Price C. (2004) Charges, costs and Market power in the deregulated UK electricity retail market, *The Energy Journal*, Vol. 25, n°3, p.19-35

Smeers Y., 2006. *How well can one measure market power in restructured electricity systems ?* Working paper, CORE, Louvain la Neuve

Tschamler T. (2006), "Competitive retail markets and default of service: the US experience", in Shioshansi and Pfaffenberg, dir, *Electricity market reforms: an international perspective*. London: Elsevier, p.529-562.

Vasquez C., Perez-Arriaga I., Rivier, C., 2001, A market approach to long-term security of supply, *IEEE transactions on Power Systems*, 25, (2), 349-357

Ventosa, M. Baillo, A. Ramos, A. and Rivier.M., 2005, Electricity market modelling trends. *Energy Policy*, Vol.33, p.97-913,

von der Fehr, N.-H. and Harbord, D. (1997). *Capacity Investment and Competition in Decentralised Electricity Markets*, Department of Economics University of Oslo, memorandum 27/97 .

von der Fehr, N.-H. M. and Harbord, D. (1993). Spot Market Competition in the UK Electricity Industry, *The Economic Journal*. Vol.103 (418): p. 531-546.

Waddam-Price -C. (2008), The future of retail markets, *The Energy Journal*, Special Issue "The future of electricity markets", p.125-147

WEC, 2004, *Energy Market Reforms*, London

Willems B. 2007, *Market power mitigation by regulating contract portfolio risk*, Working paper, Tilburg University.

Wilson C.M. and Waddams-Price C., 2007, *Do consumer switch to the best suppliers?.* CCP Working Paper

Wilson R. Electricity market architectures, *Econometrica*, vol.70, n°4, p.1299-1340.

Wright Ph., Rutledge I., 2008, *Why the reintroduction of price control regulation is the only remedy which will work for domestic consumer?.* (House of Commons Business and Enterprise Committee, 2008: Ev 545)

Zoetl, K. (2008). *Investment Incentives under Uncertainty:*, PhD thesis, CORE, Louvain la Neuve.