

Signaux-prix et équilibre de long terme

Repenser la régulation et l'organisation des marchés électriques

Présentation Aux Journées AFSE

« Firms, markets and innovation »

Nice 25-26 juin

Dominique FINON

CNRS-CIRED & Gis LARSEN

Frédéric MARTY

CNRS – GREDEG – Université de Nice Sophia-Antipolis

OFCE – Sciences Po Paris

Christophe DEFEUILLEY

Gis LARSEN

Résumé

Les marchés électriques décentralisés ne sont jamais à l'équilibre de long terme. Les prémisses de l'articulation court-terme/long terme dans la théorie de l'équilibre de marché ne sont pas valables parce que les marchés ne peuvent pas être complets. La réforme reporte tous les risques sur les producteurs alors que les prix de court terme sont constamment volatiles et ne tracent aucune tendance lisible. Ils ne permettent pas d'assurer l'équilibre physique en extrême pointe en longue période, comme ils n'incitent pas à des choix d'investissement sur l'ensemble de l'éventail des technologies pour assurer le mix optimal.

La réponse aux échecs de marché est donnée par des arrangements longs entre parties qui permettent de rigidifier les prix et dont il faut assurer la crédibilité de l'engagement et par des structures de marché imparfaites au regard de la théorie, mais qui assurent l'efficacité de long

terme. Il faut amender le modèle du marché décentralisé auquel se réfèrent les réformateurs et les autorités de régulation. Il s'agit d'accepter une divergence dans les structures industrielles vis-à-vis du cadre de la concurrence pure et parfaite afin de faciliter les coordinations de long terme entre entités opérant sur le marché. Les effets d'incitation par la concurrence de court terme sont inférieurs aux bénéfices sociaux permis par les arrangements verticaux que spontanément les agents vont rechercher pour gérer leurs risques, notamment en fourniture ou en production.

Introduction

Les industries électriques ont été libéralisées en référence au modèle d'équilibre de marché qui ont inspiré et inspirent encore réformateurs et régulateurs (Bohn et al., 1985, Hunt et Shuttleworth, 1995). Dans ce modèle, les agents se font concurrence aux différents étages de la filière sur des marchés de gros et de détail où les prix suffisent à articuler équilibres de court terme et de long terme. L'accent est mis sur la structure de marché dé-intégrée verticalement, qui est supposée permettre l'optimalité des décisions d'agents décentralisés et non intégrés à partir de prix de court terme et de marchés supposés complets. Toutefois la complexité de l'industrie met à mal ce schéma. Produisant et fournissant un produit non-stockable sous obligation de fourniture, l'industrie électrique présente la particularité qu'on doit recourir à un éventail de technologies de production de structures de coût très différentes pour satisfaire des demandes très variables d'une heure sur l'autre. Du fait du caractère non stockable de l'électricité qui oblige à organiser le marché physique en marchés horaires, de la non-transmission des prix horaires de gros dans les prix finaux et de l'inélasticité des fonctions de demande horaire, le modèle du marché décentralisé présente plusieurs défauts. D'une part le marché ne permet pas d'assurer un équilibre physique en pointe et en toute circonstance. D'autre part le marché ne permet pas d'orienter les investissements correctement pour aboutir normalement par la concurrence à un parc optimal de production conduisant à des prix de marché les moins élevés en moyenne annuelle. Les prémisses de l'articulation court-terme /long terme dans la théorie de l'équilibre de marché ne sont pas valables à cause des défaillances de marché qui seront analysées.

On développe ici une problématique sur l'articulation court terme-long terme parallèle à celle émanant des critiques portées par le courant néo-schumpeterien à la théorie de l'équilibre et

au rôle des prix dans les dynamiques industrielles et d'innovation (par exemple Gaffard, Amendola, Musso, 2003) . Notre propos se structure en cinq étapes. La première partie développe cette problématique de marché hors équilibre pour la transposer à l'industrie électrique libéralisée. La deuxième partie présente le modèle des marchés électriques décentralisés sur lequel s'adosent les réformes et les positions de la Commission européenne dans sa politique de la concurrence et dans ses propositions de directives successives. La troisième partie met en lumière les défaillances de marché dans le modèle de référence à partir des spécificités des industries électriques. Les quatrième et cinquième parties évaluent les différentes solutions institutionnelles et d'organisation industrielle susceptibles d'y remédier mais qui sont autant d'imperfections de marché. Enfin on explique l'évolution des doctrines de politique de la concurrence et de réformes électriques par la nécessité intégrer ces solutions pour assurer l'efficience de long terme des marchés.

2. Dynamiques industrielles, signaux de prix et investissement

La littérature sur les dynamiques économiques et industrielles s'est développée à partir d'une critique de la théorie de l'équilibre en concurrence parfaite et du rôle de signal de long terme qui est conféré au prix de marché. La théorie qui se focalise sur les structures de marché assigne aux prix le rôle central dans la coordination en articulant sans distorsion les décisions de court terme et de long terme. Elle confère un rôle informationnel complet aux prix en raisonnant en avenir parfaitement probabilisable et dans un univers quasi-statique en ce qui concerne les choix d'équipement et l'innovation. Les technologies sont supposées spontanément émerger d'un panier de technologies à des dates prévisibles et des effets d'apprentissage connus en correspondance avec l'évolution prévisible des prix relatifs des facteurs de production. Tandis que les investissements dans des équipements capitalistiques avec des couts irrécouvrables importants sont décidés par arbitrages intertemporels en séquence de dépenses et de revenus en avenir probabilisable. Le calcul économique tient compte des effets d'irréversibilité en valorisant l'attente d'informations (Arrow-Fischer, 1974). L'équilibre de long terme est assuré par une adaptation continu des capacités d'équipement des firmes concurrentes à la demande, en minimisant les risques d'inadaptation par le bon ajustement des anticipations des acteurs. Les prix des produits sont flexibles pour refléter les changements des fondamentaux sectoriels, les cycles de prix résultant des adaptations non synchrones de l'offre et de la demande des produits.

Dans la théorie de l'équilibre, les prix sont supposés être totalement flexibles et refléter l'état du marché à un moment donné. Elle suppose une complémentarité intertemporelle des marchés avec un ensemble de marchés complets mettant en relation les marchés de biens futurs avec les marchés de biens présents et permettant la gestion du risque pour les décisions du présent par la rencontre entre agents investisseurs et contreparties pariant sur une autre vision du futur (Arrow et Debreu, 1954). Le modèle d'équilibre en concurrence parfaite suppose que les agents formulent des offres et des demandes inter-temporelles, qui portent tout autant sur les biens futurs que sur les biens présents. Il existe un prix affiché pour tous les biens présents et futurs. Dans ce cadre les décisions d'innovation comme celles d'équipements sont prises en fonction du calcul économique de la valeur actualisée nette fondée sur des anticipations de prix et de revenus.

Au-delà des différences de conditions de base entre industries, deux éléments mettent à mal le schéma d'équilibre de marché et d'optimalité inter-temporelle dans les industries: les difficultés posées par le caractère fondamentalement incertain de l'innovation et des dynamiques qu'elle engendrent sur les procédés et les marchés des produits d'une part, le caractère très capitalistique des équipements dans les industries de réseau, dont l'industrie électrique et de ses spécificités limitant la complétude des marchés d'autre part. L'industrie électrique n'est pas une industrie *knowledge-based* ; elle se caractérise par l'offre d'un bien quasi homogène et des procédés de production lourds qui évoluent peu au regard des changements incessants dans les industries à haute technologie. Mais on trouve des questions analogues à celles posées par les déstructurations incessantes des capacités productives dans les secteurs animées par l'innovation.

Quand ces deux types d'industrie sont traités à l'aune du paradigme de la concurrence parfaite, on se focalise sur les structures de marché et on postule l'efficacité supposée du prix de court terme conduisant aux anticipations de revenus déclenchant l'investissement. Les prix envoient bien un signal, mais rien n'assure que ce soient les signaux corrects quand le secteur est continuellement en situation de déséquilibre du fait du mouvement permanent d'innovations propres à ce secteur, ou quand rien n'assure que l'équilibre de long terme soit assuré quand les infrastructures et les équipements à mettre en œuvre nécessiteraient une coordination étroite.

2.1. Le problème de la coordination par des prix dans les dynamiques industrielles et d'innovation

La problématique est celle d'une économie hors équilibre soumise à d'incessantes innovations qui déstabilisent fonctions de production et marchés. Dans la perspective de l'économie industrielle néo-schumpéterienne, la concurrence est posée comme processus de création de ressources dans le cadre de processus d'ajustement hors équilibre. Dans cette perspective, la théorie de l'équilibre et du rôle central des prix sur un marché de « price takers » échoue pour rendre compte de la réalité des dynamiques car elles relèvent non d'équilibre, mais de processus. Dans une perspective d'efficacité dynamique, la focalisation sur les structures de marchés et la recommandation de laisser aux prix toute leur flexibilité sans possibilité de contrôle pour faciliter les adaptations structurelles n'ont aucune pertinence. Une restructuration des capacités productives est nécessaire à chaque changement dans le fonctionnement de l'économie et pour exploiter les bénéfices des nouvelles technologies. L'innovation et la restructuration qu'elle implique introduit une rupture de la complémentarité intertemporelle des marchés. « The heart of the coordination problem is the relation between costs and prices, via the investment (...). And it is deficient when innovation is involved. Change in costs resulting from distortions in the structure of productive capacity and changes in prices to take care of the arising market imbalances decided by heterogeneous firms (ie located at different moments in the lifecycle of productions) bring about fluctuations in market shares and hence in proceeds and investments(...). An excess demand and a rising price could not be no longer the only information on which an entrepreneur could decide how much to invest" (Gaffard, Amendola, Musso, 2003, p.3).

D'autres coordinations que le marché deviennent nécessaires. "This must be re-established through a coordination of economic activity for the change undertaken to be viable". (Ibid.)

Un mécanisme de coordination par la communication d'informations sur ce que les autres firmes font ou ne font pas est nécessaire pour rendre viable économiquement ce processus schumpétérien de destruction-crédation avec ruptures dans les capacités productives et des réajustements structurels réguliers, ce qui va aussi à l'encontre des résultats standards sur

l'effet de collusion engendré par la communication d'information dans la concurrence oligopolistique (voir par exemple d'Aspremont C. et al., 1983) ¹.

Un second mécanisme de coordination par le contrôle oligopolistique pour ajouter de la viscosité aux mouvements de prix doit compléter le premier. Des prix flexibles altèrent également les stratégies innovatrices. De tels prix qui relèvent d'une maximisation de profit de court terme peuvent empêcher le développement d'une demande, provoquer une sous-utilisation des capacités et accroître les coûts en conséquence tout en limitant les possibilités d'apprentissages cumulatifs. Dans ce contexte le rôle des prix n'est pas d'envoyer un signal mais de créer les conditions pour éviter des déséquilibres de marché excessifs qui mettent en question les possibilités d'innovation. Ceci implique que les prix soient fixés par les concurrents en ajoutant un *markup* au-dessus des coûts qui prévaudront dans un état stable dans la technologie prévalente. « The burden of the adjustments is put on the actual markups, which necessarily affects the evolution in as much as bank credit as well as market financing depends on the mark-up. The way out is not to adjust during the construction, that is not to reflect the distortions in productive capacity, but to adjust later; when the new technology is established. In this sense of not reacting to the instantaneous cost change or market imbalances, price stickiness is required" (Gaffard, Amendola, Marty, 2004, p.4). Un contrôle des prix de marché par les compétiteurs pour assurer une viscosité des prix afin de garantir recouvrement des coûts fixes et la profitabilité lors du retour vers un état stable serait donc utile socialement. En d'autres termes on a besoin d'imperfections de marché pour assurer l'efficacité de long terme dans des dynamiques hors équilibre.

2.2. Coordination de long terme et prix de marché dans les industries de réseau

Considérons le second facteur invalidant le rôle des prix comme élément central d'une coordination par le marché dans les industries d'infrastructures capitalistiques. Le modèle de concurrence parfaite n'accorde aucune importance aux coûts fixes car en fait leur présence remettrait en cause l'existence de l'équilibre en raison des effets de seuil qu'ils provoquent au niveau des prix et de la production. Dans une mise en pratique des conceptions découlant de

¹ d'Aspremont C., Jacquemin A., Gabszewicz J.J., Weymarck J.A., 1983 On the Stability of Collusive Price Leadership, *The Canadian Journal of Economics*, Vol. 16,17–25.

ce modèle, les prix sont conçus à partir des conditions de production des biens en ajoutant aux coûts variables (emploi, énergie, matières premières) une marge destinés à couvrir les coûts fixes, qui couvre une rémunération du capital immobilisé dans l'équipement. Les risques inhérents à l'investissement dans des installations destinées à durer longtemps et dont on ne peut savoir à l'avance si elles produiront à pleine utilisation et dans la durée sont supposés évaluables et se reflètent dans la rémunération du capital.

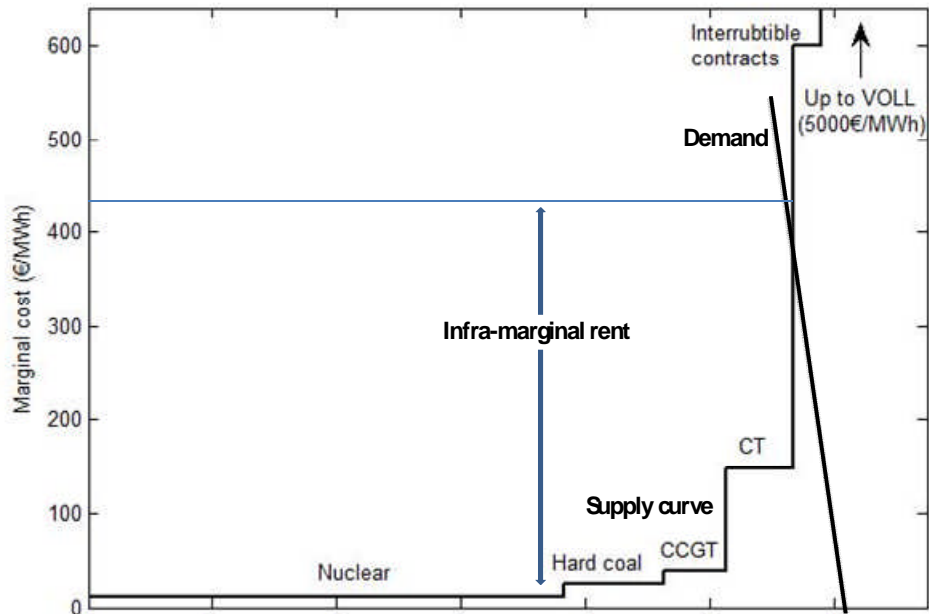
Mais la question se complique quand on constate que la théorie de l'équilibre de marché se réfère à des prix de court terme alignés sur des coûts variables et parfaitement flexibles pour refléter les situations d'équilibres instantanés. Dans les industries de réseau cette flexibilité des prix posent trois problèmes : celui des recouvrement des coûts fixes, celui des rendements croissants et celui des effets de la volatilité des prix sur les investissements .

Laffont et Tirole dans *Economics of Telecoms* (2000) apporte un premier éclairage sur la déficience des prix de court terme dans le cas des télécoms. Sans se situer dans une situation de marché hors équilibre précédent, le problème de recouvrement des coûts fixes dans une perspective inter-temporelle se pose du fait du caractère capitalistique des fonctions de production. Simplifiant le modèle de prix inter-temporels de n biens sur T périodes en le ramenant à un marché statique de n biens et services avec la seule contrainte budgétaire plutôt qu'en définissant la problématique comme une séquence de contraintes budgétaires annuelles, Laffont et Tirole cherchent à définir la bonne distorsion de prix qui permettent le recouvrement des coûts fixes. Elle doit être étalée dans le temps de façon à limiter les distorsions de consommation qui résulteraient de prix très élevés qui se formeraient ex post pour couvrir les coûts après la mise en place de nouvelles infrastructures par les concurrents. « Concretely a substantial investment in telecoms network would lead to an extreme distorsion in consumption if it were defrayed fully through mark-ups on today consumption, assuming such markups could cover investment cost, which may well be impossible as they discourage demands. Part of the "tax" required to finance the investment must be raised on (present and next future) consumptions" En d'autres termes les auteurs proposent un lissage des prix, et même un ancrage des prix de court terme sur un prix plafond aligné sur le coût moyen, en contradiction avec le dogme de l'équilibre de court terme et de ses prix parfaitement flexibles.

Les industries électriques sont des industries à équipements capitalistiques en production et en transport. Les réseaux électriques ne sont pas le champ d'une concurrence entre infrastructures comme dans les télécoms et relèvent d'une réglementation traditionnelle. La non-stockabilité de l'électricité conduit à développer et à exploiter un éventail d'équipements de structures de coût et de flexibilité différentes, les équipements à faible coût d'investissement et à coût variable élevé ayant leur place pour produire pour des durées courtes en pointe aux côtés d'équipements à coût d'investissement élevé et à coût variable faible (centrales charbon, nucléaire, hydraulique) pour fonctionner en base. Ces spécificités ont un impact fort sur les défaillances de marché pour assurer le développement socialement efficace des capacités pour la production de pointe et de base.

Premier problème la flexibilité des prix dans l'équilibre de court terme prend un caractère de volatilité extrême des prix instantanés du fait de la rigidité des fonctions d'offre du fait de la non-stockabilité, et l'inélasticité des fonctions de demande en temps réel. La montée des prix aux extrêmes dans certaines situations aléatoires (pointe de demande, indisponibilité des équipements) est nécessaire car elle permet de dégager une rente de rareté pendant ces épisodes aléatoires, qui incite à investir dans les équipements de pointe flexibles, peu capitalistiques, mais ne bénéficiant de revenus que pendant le petit nombre d'heures des pics de prix. De plus, dans cette montée des prix aux extrêmes, on ne peut dissocier le signalement d'une rareté et l'exercice de pouvoir de marché qui accroît le caractère de l'incertitude pour les investisseurs en concurrence. En effet l'inélasticité-prix permet à n'importe quel producteur, même petit, d'influencer le prix de court terme pendant les périodes de tension sur les capacités. Cette situation de volatilité ne facilite pas le choix des producteurs averse au risque, comme le pouvoir de marché sous-jacent ne facilite pas l'acceptabilité de la réforme électrique.

Figure 1. Hourly market equilibrium



Deuxième problème, des prix de court terme volatils ne sont pas révélateurs de l'état des fondamentaux et des raretés de capacité sur les équipements de base et de semi-base, car rien ne garantit en tendance leur alignement sur les coûts marginaux de long terme. Les revenus tirés des ventes sur des marchés volatils présentent un aléa prononcé, ce qui dissuade les agents à investir dans des équipements très capitalistiques à coût irrécupérable élevé et retarder leurs décisions, selon le résultat classique de Dixit A. & Pindyck R. (1994). Une volatilité élevée amplifie aussi l'effet de l'aversion au risque des agents.

Troisième problème, en régime de marché, pour avoir un équilibre de long terme, on doit faire l'hypothèse forte que les prix de court terme intègrent les anticipations de long terme sur la relation demande-offre horaires, les limites de capacité des producteurs en concurrence avec un portefeuille de différentes technologies sur les différents marchés horaires, les tendances d'évolution des prix des intrants (les combustibles dans le cas de l'électricité) et du coût des technologies. En régime de monopole réglementé, la réglementation définit des tarifs appelés à permettre le recouvrement des coûts fixes de l'agent économique en garantissant un taux de rendement du capital. Les tarifs sont établis en simulant ce que donnerait en terme de prix un marché de concurrence pure et parfaite, notamment avec la tarification marginaliste de pointe qui valorise non seulement l'énergie vendue mais les capacités qui contribuent à l'offre de pointe. En régime concurrentiel la multitude d'incertitudes n'assure en rien cette

correspondance qui serait miraculeuse, même en espérance mathématique par rapport à un scénario moyen d'évolution de la demande et d'aléas de court terme (apport hydraulique, fonctionnement des équipements).

La question centrale posée dans l'activité de production est celle de l'investissement en contexte de risques multiples sur le prix de marché et le prix des inputs (combustibles), de risque-volume sur les marchés de gros où opèrent les intermédiaires et les gros consommateurs, et de variabilité permanente de la demande horaire. La question devient celle d'assurer des revenus anticipables sur des marchés très volatils et de rigidifier les prix de gros pour permettre l'investissement. Ce pourrait être par l'entente si celle-ci est jouable sur des marchés horaires par des retraits systématiques de capacités. Mais, comme on le verra, l'exercice systématique de pouvoir de marché est difficile sans être repéré à un moment par les autorités de contrôle. On examinera d'autres solutions, comme le contrat de long terme à prix fixe et l'intégration verticale, car ils permettent le partage des risques entre le producteur investisseur et les consommateurs qui voudraient se couvrir pour ses achats. Ces arrangements verticaux ouvrent la possibilité de couvrir les coûts par les prix bilatéraux ou des prix internes, et de faire en sorte que les consommateurs portent ainsi les coûts complets de production par ces équipements et une grande partie des risques financiers. Mais il faut pour ce faire que l'environnement institutionnel permette ce type d'arrangements facilitant la rigidification des prix.

On commencera par préciser les prémisses du modèle d'équilibre de long terme dans le marché décentralisé de l'électricité pour identifier ensuite les défaillances marché et analyser les différentes voies de contournement.

3. La transcription du paradigme de l'équilibre de long terme dans le secteur électrique

Le modèle de réforme des industries électriques auquel se réfèrent les régulateurs et la Commission européenne est celui du marché décentralisé dont le fonctionnement pleinement concurrentiel est supposé assurer l'efficacité de court terme et le développement optimale des capacités, assurant l'adéquation de capacité permettant de faire face à toutes les situations.

3.1. Le modèle de référence

Pour se conformer à ce modèle, on joue à la fois sur les structures industrielles et l'introduction de règles de marché permettant la transparence des échanges et des coordinations efficaces par les prix. Pour faciliter les entrées, le réformateur décide de la séparation des réseaux de transport et de la gestion des équilibres physique du système des activités concurrentielles (production, ventes) pour assurer la non-discrimination entre l'ancienne « *utility* » verticale et les entrants. Il cherche à diminuer aussi les barrières à l'entrée en production et en fourniture en limitant les liens verticaux ; de même tout ou partie des actifs de production et de fourniture de l'ancienne *utility* verticalement intégrée sont dispersés par des ventes en paquet. La régulation cherche aussi à réduire au minimum les liens verticaux entre la production et la fourniture, notamment en limitant l'intégration verticale et les arrangements contractuels de long terme.

Des travaux de référence montrent les possibilités d'organiser les diverses coordinations de court terme et de long terme de l'industrie électrique par des marchés sur l'énergie, les droits d'accès au réseau et les services auxiliaires, complétés par des marchés de contrats financiers à chaque niveau (Bohn et al., 1988 ; Joskow et Schmalensee, 1984 ; Chao et Peck, 1998 ; Wilson, 2001). Un marché organisé à plusieurs étages est créé pour les ventes horaires d'énergie et les services offerts au gestionnaire du système, complétés par des marchés de couverture de risque. Des règles d'accès précises et transparentes au réseau de transport et aux interconnexions entre systèmes assurent les échanges de façon non discriminatoire. Le gestionnaire de réseau peut s'appuyer sur des mécanismes de marché pour les ajustements du système (marché de réserves opérationnelles, mécanisme d'équilibrage pour des services en temps réel) et faire payer les droits d'accès aux congestions du réseau. L'intégration des marchés par la suppression des goulots d'étranglement physique et des barrières réglementaires amplifie la concurrence sur les anciennes aires géographiques des monopoles régionaux ou nationaux.

La mise en œuvre de ce modèle repose sur une croyance forte dans l'efficacité des marchés de produits financiers qui permettraient aux acteurs d'assurer leur couverture de risque de court terme, mais également de protéger leurs investissements, ce qui s'inscrit bien dans la représentation de l'équilibre de marché avec marchés complets (Arrow et Debreu, 1954).

De ce modèle résulte une cohérence entre trois dimensions critiques.

- La première concerne le modèle réglementaire déduit de ce paradigme du marché décentralisé, modèle qui recouvre le *unbundling* du réseau et de la gestion du système ainsi que la limitation d'une intégration verticale production / fourniture et la dé-intégration horizontale de ces deux activités. Dans ce cadre, la dé-intégration des structures industrielles et l'introduction de règles de marché à tous les étages de la filière constituent un tout cohérent, toute distance prise vis-à-vis de ce modèle dans une seule de ses dimensions conduit nécessairement à des inefficiences et des dysfonctionnements (Joskow, 2008).
- La deuxième porte sur la cohérence du modèle de marché proposé, avec le modèle d'économie financiarisée. Le *business model* de référence dans la production est celui de firmes spécialisées, producteur pur d'un côté, fournisseur pur de l'autre. Le producteur pur devrait même être un *pure player* spécialisée sur une seule technologie de production pour présenter un profil de risque suffisamment homogène pour être maîtrisé par les investisseurs financiers dans le cadre du modèle de financement structuré en *project finance* avec un endettement fort de 80 à 90% de l'investissement et une garantie sur le cash flow net du projet. De son côté le fournisseur pur d'électricité a une fonction d'intermédiation, mais qui est réduite à la gestion de risque par l'agrégation des fonctions de demande horaire et des courbes de charge des clients finals pour en faire une courbe de demande de puissance aplanie par la compensation des aléas, et par une mise en correspondance des portefeuilles de contrats de vente et contrat d'achat (Boroumand et Zachmann, 2009). Il agit comme un représentant d'acheteurs individuels regroupés en gérant le risque pour eux. La faible connaissance par les clients finals des marchés de gros d'électricité et leur aversion à l'égard des risques liés à la volatilité des prix justifient la place de cette activité entre les marchés de gros et les marchés de détail.
- La troisième concerne la réglementation et les politiques de la concurrence. Il s'agit de limiter l'intégration verticale ainsi que les contrats de long terme entre les activités concurrentielles de production et de commercialisation pour réduire les risques de forclusion aux différents niveaux de marché. De même pour les concentrations excessives et les pratiques d'ententes et de coordination dans le cadre de structures oligopolistiques éloignées du modèle de référence, ce qui explique l'encouragement des régulateurs à la déconcentration horizontale par le biais de ventes d'actifs de

commercialisation et de production, que ces derniers soient physiques ou virtuels sous forme de droits d'accès contractualisés aux productions des équipements du producteur historique (appelés les Virtual Power Plants).

3.2. La mise en œuvre du modèle de marché électrique décentralisé dans l'Union européenne

Les réformes menées dans l'Union européenne sous l'influence des directives et les politiques de la concurrence de la Commission Européenne et des autorités nationales sur les marchés de l'électricité reposent sur les principes de référence de ce modèle de marché décentralisé en cherchant à limiter les risques de forclusion par le unbundling complet des réseaux et en privilégiant l'approche structurelle dans la politique de la concurrence. Mais, comme l'Union européenne n'a pas les pouvoirs institutionnels de provoquer une réforme des structures, elle a dû accepter que les réformes décidées par les Etats membres n'atteignent pas la cohérence souhaitable en termes de structures industrielles pour des raisons d'acceptabilité politique. Il a fallu attendre la troisième directive (European Commission, 2008) pour déjà arriver à un niveau satisfaisant de séparation du réseau et de la gestion du système des autres activités.

La politique antitrust de la Commission européenne et des autorités nationales est devenue l'instrument privilégié pour réduire les écarts des réformes nationales au modèle décentralisé. Ignorant les avantages potentiels des contrats de long terme et de formes d'intégration verticale en termes de réduction des risques d'exercice de pouvoir de marché d'efficience de long terme, les régulateurs et les autorités de la concurrence ont manifesté une certaine réticence vis-à-vis de ces structures industrielles et de ces formes de commercialisation dans l'électricité et le gaz, domaines où les problèmes sont analogues. Elles craignent que les contrats de long terme pratiqués par les entreprises historiques accroissent les possibilités de forclusion vis-à-vis des entrants et diminuent la concurrence dans la durée. Par exemple le Bundeskartellamt a obligé E.ON-Ruhrgas en 2006 à diminuer radicalement la durée de ses contrats de vente avec les distributeurs locaux de gaz. Une décision similaire a été prise par la Commission européenne concernant les ventes du fournisseur historique Distrigas en 2007.

La Commission européenne cherche aussi à lutter contre les positions dominantes en production et en fourniture et limiter les opportunités d'exercer un pouvoir de marché dans le cadre de marchés qui restent oligopolistiques. Ceci se manifeste par un contrôle strict des

fusions-acquisitions. On retrouve ce même ancrage dans l'approche de l'enquête sectorielle menée en 2005 et 2006 sur les industries électriques et gazières considérées comme insuffisamment libéralisées (E.C. DG Comp, 2007). Les conclusions pointent notamment le degré de concentration sur les marchés nationaux qui ouvrent les possibilités d'entente sur le partage des segments de marchés et sur le contrôle des prix par retrait de capacité, les contraintes de forclusion résultant de l'absence de unbundling clair de la production et du transport, de l'intégration verticale production-vente et des contrats de long terme, et le peu de concurrence sur les marchés de détail. Depuis 2007, des procédures sont ainsi systématiquement menées contre les contrats de long terme des entreprises historiques en Allemagne, en Belgique en France notamment.

4. Prix et investissement dans le modèle de marchés électriques décentralisés

Dans le modèle du monopole électrique vertical réglementé, les équipements électriques pouvaient être choisis de façon planifiée. Les risques d'investissement étaient limités car les coûts étaient transférés sur les consommateurs par la réglementation en « cost of service » par l'intermédiaire de tarifs qui étaient des prix horo-saisonniers alignés sur les coûts moyens annuels, ce qui posait des problèmes d'incitation à l'efficacité, mais peu de problème de programmation optimale en mix technologique et d'adéquation des capacités en pointe. Dans le modèle de marché décentralisé, les logiques sont inversées. Les prix résultent de la concurrence de court terme sans lien avec les coûts complets, et les producteurs investissent en portant tous les risques.

4.1. L'investissement en production dans le modèle d'équilibre de marché

Le régulation de l'industrie électrique en monopole réglementé pouvait se reposer sur la fiction d'un équilibre dynamique de long terme, le monopole réglementé étant en mesure d'optimiser les investissements de production et de pratiquer une tarification répercutant les coûts marginaux de développement aligné sur les coûts complets de l'équipement marginal selon les périodes horaires de l'année, notamment pour les tarifs de pointe (Boiteux, 1952). Ce même fonctionnement permettait une planification du développement des équipements qui soit adapté à l'évolution de la demande horaire et saisonnière. La réglementation des tarifs en

cost-plus permettait une limitation des risques d'investissement, en supprimant le risque-prix et le risque-volume.

Le modèle du marché décentralisé, connu encore sous le nom de marché « energy only », repose sur la même fiction de marché en concurrence parfaite et en information parfaite. Le marché est supposé reproduire de façon parfaite les prix optimaux assurant l'articulation court-terme /long-terme. Le fonctionnement des marchés horaires sur lesquels l'ensemble du système repose du fait de la non-stockabilité de l'électricité garantit un niveau d'investissement et une répartition entre technologies qui est socialement optimal pour suivre le développement des demandes horaires. Les seuls signaux de prix horaires permettent d'obtenir sur un marché donné une structure de parc optimal minimisant les coûts de long terme en couvrant les besoins horaires et en garantissant la fiabilité de fourniture pendant toutes les situations aléatoires et en particulier pendant l'extrême pointe. Les niveaux de prix horaires alignés sur les coûts variables de la centrale qui est appelée la dernière par le marché sont réputés être à même de couvrir en moyenne annuelle l'ensemble des coûts fixes des différentes technologies de pointe et de base, sur la base de ces hypothèses d'information parfaite et de concurrence parfaite.

L'anticipation probabilisée du surplus des équipements infra-marginaux sur les marchés horaires permet aux opérateurs de déclencher les investissements idoines pour garantir à la fois l'adéquation de capacités et l'optimalité du mix d'équipements. De même, en cas d'anticipation du besoin de nouvelles capacités en pointe, il s'agit d'anticiper les rentes de rareté dont pourront bénéficier les équipements une fois en place au cours des épisodes d'extrême pointe ou d'aléas exceptionnels qui suivront. En cas de changement de l'environnement institutionnel et économique du secteur (choc d'intégration des marchés, choc de prix de combustibles, internalisation du coût du carbone), l'investisseur décidera de nouvelles unités d'autres technologies après avoir identifié les rentes de rareté résultant de ces changements qui éloignent de l'état d'équilibre antérieur basé sur un parc optimal qui est l'addition des parcs des différents concurrents.

4.2. Des incitations sous-optimales à l'investissement

La nature même des marchés électriques invalide cette représentation d'équilibre dynamique. Les prix se forment sur des marchés horaires marqués par des inélasticités conjointes de

l'offre et de la demande. Ils sont supposés guider les choix de long terme des agents en concurrence selon le même miracle d'équilibre de marché auquel se référait le planificateur marginaliste. Si l'on peut très bien admettre que ce dernier ne prenait pas en compte la nature des mécanismes d'information et les risques mis en jeu par le fonctionnement d'un marché électrique qui pour lui n'était que fictif, il n'en est plus de même quand il s'agit de marchés réels.

Dans le modèle libéralisé, les investisseurs, producteurs en place ou entrants, prennent tout le risque d'investissement, contrairement au modèle réglementaire antérieur où les coûts et les risques étaient reportés sur les consommateurs alors que le marché de l'électricité se caractérise par des risques contre lesquels les investisseurs ne peuvent se couvrir que difficilement. La volatilité des prix de court terme et le peu de lisibilité des tendances de long terme brouillent les anticipations de revenus². Du fait de l'absence de réelles interdépendances entre les marchés horaires dès lors que les conditions de demande et d'offre changent sans cesse, les moyennes annuelles de prix horaires ou la récurrence de pics de prix auxquels devraient se référer les acteurs dessinent des tendances peu lisibles. Elles déclenchent difficilement les décisions d'investissement en équipements lourds en laissant anticiper une bonne récupération des coûts fixes d'investissement après la mise en service des équipements ; ou bien en signalant une rente de rareté pendant les pointes.

Le choix d'investissement n'est plus seulement une question de minimisation de coût, mais aussi une question de gestion de risque, sachant que les risques varient largement entre technologies (voir tableau). Pour les équipements de base qui présentent plusieurs spécificités communes : longue ampleur des capitaux à mobiliser, durée d'installation, longue durée de vie, exposition au risque politique et réglementaire, qui se conjuguent avec des coûts irréversibles importants, le besoin de recettes stables pour les équipements accroît le risque d'investissement. Pour les équipements spécialisés pour la production en pointe, la rareté ou la brièveté des épisodes de survalorisation des prix en situation d'extrême pointe rendent les

² Dans le cadre de marchés de concurrence parfaite, la volatilité ne devrait pas poser de problème en elle-même. L'équilibre est atteint si les prix sont totalement flexibles et sont capables de s'ajuster instantanément aux évolutions de la valeur fondamentale des actifs concernés. Cependant, la volatilité se traduit par un brouillage des signaux de prix pour les agents et peut se définir comme un échec de l'ajustement instantané des prix courants aux prix d'équilibres. Ainsi comme le relève Leijonhufvud (2000), "although there is no obstacle to price movements, the price system may fail to communicate all the information required to enable agents to exhaust potential gains from trade".

investissements particulièrement risqués. Ils peuvent s'avérer insuffisants s'ils sont laissés aux seules incitations de marché.

Tableau 1. Comparaison des caractéristiques des technologies de production électrique vis-à-vis du risque d'investissement

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

Source Inspiré de IEA, Investment in power sector, 2007

De ces profils de risque différents, il s'en suit que l'investissement en techniques à gaz en cycle combiné qui est moins capitalistique, plus divisible, avec des temps d'installation courts et flexible en exploitation a spontanément les faveurs des investisseurs. La structure de coûts de cette technologie avec coût d'investissement faible et coûts variables élevés (combustible) tend à en faire la technologie marginale sur les marchés horaires sur une grande partie de l'année quand le prix du gaz dépasse un certain niveau. Comme elle détermine le prix sur le marché horaire, les investisseurs dans cette technologie bénéficient pour gérer leur risque de la bonne corrélation du prix du combustible (la majorité du prix de revient pour eux) avec le prix horaire de l'électricité. Ce n'est pas le cas des techniques très capitalistiques à faible coût variable nucléaire, hydro, charbon) qui risquent, une fois l'équipement investi et mis en exploitation, de voir leurs revenus horaires tomber en dessous des coûts fixes (investissement et O&M) en cas de retournement du marché ce qui rebute les investisseurs financiers, bien que la technologie présente d'autres avantages symétriques en termes de couverture de risque,

et en espérance mathématiques, des coûts complets plus faibles, toutes choses égales par ailleurs (notamment la prime de risque).

- **L'hypothèse d'existence de marchés complets**

La réponse théorique à la difficulté de gestion du risque d'investissement est apportée selon le modèle Arrow-Debreu par des marchés complets sur des produits de différentes échéances où acheteurs et producteurs se rencontrent et où les spéculateurs viennent créer de la liquidité. Dans ce modèle théorique, il y aurait notamment des *futures* longs sur le marché organisé, et des contrats d'option de long terme en OTC pour permettre à l'investisseur d'avoir des revenus à niveau garanti sur longue période. Dans ce schéma théorique, les acheteurs (fournisseurs et gros consommateurs) qui sont bien informés et désirent se couvrir sont supposés exprimer leurs préférences par un portefeuille de contrats reliés à différents types d'équipements et de producteurs spécialisés, ce qui leur permettrait de répartir leurs risques d'achat (Roques, Newbery et Nuttall, 2005). Dit autrement ils expriment leurs besoins de couverture de risque en contractant avec différents producteurs spécialisés sur une technologie qui présente un profil de risque spécifique. Ils le font directement ou via les marchés OTC par des contrats de long terme à prix fixes sur le physique ou par des contrats financiers.

Un autre moyen de couverture de risque serait pour eux de détenir un portefeuille de parts dans le capital de producteurs spécialisés, par exemple dans un producteur nucléaire, un producteur par centrale charbon et un producteur de pointe. Lorsque le producteur nucléaire gagne des profits supplémentaires pendant les périodes de hauts prix de marché du fait du prix des combustibles élevés ou pendant les pointes de demande, ces profits se répercutent dans les dividendes et les valeurs des actions en compensant l'effet des prix plus élevés du marché électrique sur ses coûts. Ce peut être aussi avec un producteur en centrale charbon lorsque le prix du gaz s'établit à des niveaux élevés. Mais dans le monde réel, ce type de transaction nécessite des compétences et des savoir-faire importants dans la compréhension des marchés électriques et des interrelations avec les autres marchés d'inputs. Les gros acheteurs préfèrent s'adresser à des producteurs à portefeuille diversifié, voire quand ils sont fournisseurs, à se couvrir en partie par des équipements possédés et exploités en propre.

Dans cette même perspective de marchés complets, on peut imaginer le développement d'un marché de contrats d'assurance de fourniture entre producteurs et consommateurs avec une

différenciation des contrats en relation avec les disponibilités à payer des consommateurs (Oren, 1998, Joskow et Tirole, 2007)³. Ces contrats d'assurance de fourniture seraient censés inciter les producteurs à investir en équipements de pointe tout en ajoutant une rémunération aux équipements dans d'autres technologies⁴. Mais ceci suppose d'abord une individualisation des conditions de fourniture en temps réel par la possibilité pour un vendeur d'interrompre la fourniture dans des conditions de prix précisés par le contrat ; ceci suppose ensuite une répercussion des prix de gros sur les prix de détail en temps réel et enfin une sensibilité des consommateurs à ces signaux de prix qui seraient envoyés en temps réel, autant de conditions difficiles à vérifier. Il faut pour ce faire mettre en place une infrastructure informationnelle très coûteuse et une généralisation des compteurs électriques « intelligents ». Ceci suppose également une évolution radicale des comportements des consommateurs, en dehors des industriels électro-intensifs qui sont les seuls sensibles aux prix. Ce n'est qu'à ces conditions que l'adjonction de contrats d'assurance de fourniture serait efficiente socialement : il faut que le consommateur reçoive le prix en pointe et extrême pointe avant d'arbitrer entre réduire ses consommations et passer un contrat d'assurance de fourniture. Il faut aussi que le contrat d'assurance dont le niveau de garantie de fourniture est ajusté à la disponibilité à payer du client soit associé à une possibilité de déconnexion physique à partir d'un certain prix de marché quand il monte rapidement pendant les périodes courtes de tension sur les capacités.

Du côté des producteurs engagés dans ces contrats d'assurance de fourniture, il faut aussi d'autres conditions institutionnelles pour les inciter à investir en relation avec les revenus de ces contrats d'assurance : contrôle étroit du régulateur sur leur capacité et leurs engagements, limitation de leurs engagements contractuels par rapport à leur capacité, pénalité si ils ne sont pas disponibles (Cramton & Stoft, 2006). Au bout du compte, cette voie d'individualisation des transactions autour de la sécurité de fourniture ne peut être mise en œuvre de façon réaliste qu'après beaucoup de transformation technologique, institutionnelle et comportementale irréalisable en quelques années et sans des interventions fortes pour déployer les infrastructures informationnelles nécessaires.

³ Joskow, P., Tirole, J., 2007, Reliability and competitive electricity markets, *Rand Journal of Economics*, Vol. 38, No. 1, 2007.

⁴ Joskow et Tirole 2007 n'envisagent cette diffusion de contrats particuliers que vers les industriels, et cherchent un équilibre de second best en tenant compte d'une fonction de demande des petits consommateurs qui demeure inélastique au prix

4.3. La nécessité de rigidification des prix

La limitation de l'intégration production-fourniture et la déconcentration horizontale contraignent les possibilités de partage de risque entre les unités de production et les gros consommateurs dégradent le profil de risque des producteurs non intégrés. La séparation verticale du segment production fait que les firmes productrices voient l'intégralité de leurs revenus dépendant des mouvements du prix *spot*. Peut-on mettre en œuvre aisément des processus de rigidification des prix ? Le problème se pose différemment pour les équipements spécialisés en pointe et pour les équipements de base. Plus les incertitudes sur les flux futurs seront fortes et la possibilité de rigidifier les prix après l'investissement faible, moins les incitations à investir seront fortes⁵.

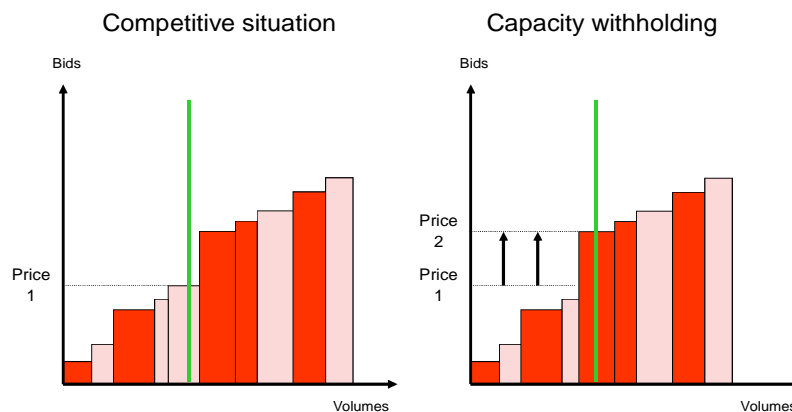
Les premiers sont peu capitalistiques et les marchés horaires en pointe sont sous contrainte de capacité, comme il vient d'être vu. Mais l'investissement doit cependant se baser sur les revenus très aléatoires obtenus pendant les épisodes de survalorisation des prix en extrême pointe ou en situation d'aléas exceptionnels (jusqu'à 10000 €/MWh pendant quelques heures au lieu de 30 à 40 €/MWh en régime ordinaire), ce qui rend les investissements particulièrement risqués pour ces équipements. Du fait des imperfections de marché les capacités de réserve peuvent s'avérer insuffisamment inhérentes, mettant en question l'efficacité sociale au niveau de la sécurité de fourniture attendue en toute situation. Une issue possible est de laisser malgré tout les producteurs exercer leur pouvoir de marché pour faire monter les prix aux extrêmes pendant les périodes d'extrême pointe ou les situations exceptionnelles pour dégager la rente de rareté nécessaire à la couverture des coûts fixes des nouveaux investissements (voir Stoft, 2002). Ceci est rendu possible par un jeu classique à la Cournot. Comme nous l'avons vu, tout producteur, quelque soit sa taille du moment où il dispose des équipements marginaux en pointe est susceptible d'exercer un pouvoir de marché,

⁵ Le cadre schumpétérien est particulièrement pertinent pour traiter de cette question. La firme investit en premier lieu pour échapper à la concurrence en prix. La persistance d'une situation de concurrence parfaite une fois l'investissement réalisé interdirait toute récupération des capitaux investis et tout retour sur investissement raisonnable. Ce faisant, il est nécessaire pour que l'investissement se fasse que la firme anticipe l'acquisition d'un certain pouvoir de marché grâce à ce dernier. Il est donc nécessaire qu'elle puisse élever au moins transitoirement ses prix au-delà du niveau concurrentiel. Une intervention du régulateur pour plafonner les prix ou une décision du juge de la concurrence pour mettre fin des rentes provenant de l'exploitation d'une position dominante pourrait donc être de nature à priver l'entreprise de ces indispensables surprofits et donc *ex ante* réduire les incitations à l'investissement. Nous retrouvons ici l'un des points de cristallisation des différences entre les conceptions américaines et européennes de la politique de la concurrence, particulièrement observables au travers de décisions relatives à la théorie des facilités essentielles, qu'il s'agisse de droits d'accès à une infrastructure physique accordés à un concurrent ou de licences obligatoires en matière d'actifs intangibles (brevets ou droits d'auteur).

étant donné l'inélasticité de la demande en temps réel. Mais ce point pose problème pour le régulateur qui a implicitement en charge de garantir l'acceptabilité sociale de la réforme.

En base, comme il y a trop plein de capacité pendant ces heures pour faire face aux demandes en heures de pointe, les producteurs décentralisés sont en permanence *price takers*. Ils ont une faible visibilité sur la récupération des coûts liés aux investissements, lesquels ne seront récupérés qu'*ex post* sur une grande partie de la durée de vie de l'unité de production. Ils n'ont aucune possibilité d'imputation des coûts d'investissements sur les prix en temps réel si ces derniers sont liés au coût de l'équipement marginal sur le marché. L'investisseur, qui finance par emprunt son équipement dans le cadre de financement hors bilan avec un fort effet de levier (ce qui était très courant dans la première période post-réforme aux Etats-Unis et au Royaume Uni), est face à une incertitude sur la couverture du service de la dette par les flux de revenus futurs sous le double risque sur le prix et le volume vendu⁶. L'expérience a montré que les investisseurs en CCGT sans aval sont soumis à un risque volume plus important que ce qu'ils ont anticipé. Tous les projets de producteurs indépendants installés sur les marchés du nord-est américain (leur capacité totale étant d'environ 120 GW) ont fait faillite en 2002-2003 lorsque le prix du gaz a triplé, parce que leurs offres de prix horaires, forcément beaucoup plus élevées, les ont replacés en semi-base avec en conséquence moins de flux de revenus et des graves difficultés de remboursement de leur dette. Ce qui montre une autre difficulté du modèle décentralisé dans sa dimension de financement de projet.

Figure 2. Market power in electricity markets by capacity withholding



⁶ Il est appelé aussi risque de « dispatchabilité » résultant des changements de prix du combustible et des positions des offres horaires

L'exercice de pouvoir de marché par retrait de capacité donnerait peu de résultat pour faire monter les prix et dégager des mark-up confortant le recouvrement de leurs coûts fixes. Cette stratégie peut être payante pendant l'année lorsque les concurrents devinent que, sur le marché horaire, la fonction de demande de puissance (verticale) coupe la courbe d'offre (par paliers de coûts variables) vers un saut de coûts entre équipements de technologies différentes (voir figure 2). Et dans de telles situations, les régulateurs, qui ont une fonction de surveillance de marché, ont des informations sur les capacités disponibles suffisantes pour déceler de telles pratiques et donc dissuader les comportements stratégiques. Donc, faute de pouvoir se situer systématiquement dans des situations où ils peuvent exercer un pouvoir de marché, plus les incertitudes sur les flux futurs sont fortes, moins les incitations à investir dans des équipements à fort coût irréversible seront fortes. Ceci conduit à un besoin de recettes mieux garanties pour les investissements en équipements de base qui sont capitalistiques, comme le sont les équipements charbon ou nucléaire, et soumis à des risques d'investissement.

Les marchés financiers ne proposent pas d'instruments de couverture qui permettraient aux producteurs ou aux commercialisateurs purs de couvrir tout ou partie de ses risques. 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. Toutefois les intervenants sur les marchés électriques proposent des contrats à terme avec livraison physique pour des horizons de temps courts au regard des durées de mise en place et de recouvrement des coûts d'investissement (pas au-delà de deux ans)⁷. Les producteurs, les commercialisateurs et les *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. Au-delà de ces horizons courts et au regard des délais d'investissement, les acteurs ne peuvent se fonder que sur leurs suppositions pour déterminer ce que seront les prix de marché à l'échéance du contrat et établir leur position en conséquence.

⁷ On pourrait imaginer des solutions identiques à ce que l'on observe sur les marchés de commodités ordinaires, à savoir l'utilisation de *futures* de court terme pour se couvrir des évolutions de prix à échéance de plusieurs années pour couvrir 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). Mais les marchés à terme dans le domaine électrique sont peu liquides par rapport aux autres marchés de commodités pour que de telles solutions émergent

Une double défaillance de marché se manifeste donc : d'une part les transactions privées ne peuvent assurer l'offre d'un bien collectif (l'assurance de sécurité de fourniture de long terme) et d'autre part l'absence d'arrangements permettant un partage équitable des risques d'investissement sur d'autres techniques que la technologie standard, ce qui éloigne le développement des capacités de la trajectoire du mix optimal. . Considérons plus en détail ces deux types de défaillances de marché.

5. Le problème de l'investissement en équipement de pointe

Résumons les caractères de cette défaillance de marché. Les prix qui se forment sur le marché pendant l'extrême pointe et les situations exceptionnelles peuvent monter à des niveaux extrêmement élevés (plus de 300 fois le niveau moyen ordinaire) en cas de tension sur les capacités totales et les marges de réserve. Les surplus pendant ces périodes de durée aléatoire sont supposés susciter par anticipation les décisions d'investissement en unités de pointe. Ce surplus tiré de revenus aléatoires pendant quelques dizaines d'heures chaque année reflète une rente de rareté quand les marges de réserve du système électrique diminuent en dessous du niveau de prudence défini par les ingénieurs et avalisé par le régulateur. C'est l'anticipation de ce surplus qui déclenche l'investissement en pointe et garantit l'optimalité des capacités en place pour garantir une marge de réserve suffisante. La question des capacités en pointe n'en est pas moins critique pour deux raisons : l'aversion au risque des producteurs face au caractère très aléatoire des revenus pour rentabiliser leurs équipements ; et, dans beaucoup de pays, les plafonds de prix que le régulateur place sur le marché spot, ce qui transforme la défaillance de marché en imperfection réglementaire.

5.1. De l'imperfection de marché à l'imperfection réglementaire

L'amplitude des mouvements de prix est liée à l'exercice de pouvoir de marché de la part des derniers producteurs pendant les période de marchés horaires où les capacités sont toutes sollicitées et les unités de réserve prêtes à être mises sur le marché horaire, comme il a été dit. Chaque producteur, quelle que soit sa taille, peut faire monter les prix dans une logique de jeu à la Cournot, en raison de l'inélasticité presque complète de la demande instantanée d'électricité. C'est le même schéma théorique que celui de la dynamique des marchés hors équilibre : le pouvoir de marché serait utile pour permettre au système de gager sa stabilité

technique dans la durée par l'incitation de revenus très élevés pendant des périodes très courtes avec des niveaux de prix et de durée tout deux aléatoires, et pour prendre une prime de risque conséquente à la hauteur de l'aléa.

L'équation est d'autant plus difficile à résoudre qu'il y a un besoin de lissage des prix, non pas pour faciliter les investissements de restructuration comme dans le cadre théorique élaboré pour les industries *knowledge based* (voir plus haut), mais pour faciliter l'acceptation politique des réformes. La montée des prix de marché aux extrêmes, qui est nécessaire pour déclencher l'investissement en unité de pointe, repose en fait sur le pouvoir de marché dont disposent tous les producteurs pendant ces situations, comme le souligne Stoft (2002). Rente de rareté et pouvoir de marché étant inextricablement liés, il s'en suit que les régulateurs sont enclins à mettre un plafond sur les prix horaires pour limiter leur montée aux extrêmes : par exemple 1000 €/MWh au lieu de 10000 €/MWh, soit un facteur 30 au dessus du coût des unités marginales en pointe, au lieu d'un facteur 300. La question d'investir en capacités en pointe devient alors critique car on supprime les revenus que donneraient les marchés électriques horaires sans contrainte sur les prix en pointe.

Le problème est compliqué par une seconde imperfection réglementaire, à savoir les interventions prématurées du gestionnaire de réseau pour assurer la stabilité du système en période de tension sur les capacités. Il existe des mécanismes de marché attachés à l'offre des services de réserves opérationnelles et d'ajustement en quasi-temps réel, et leur rémunération complète les revenus de toutes les unités de production, dont les unités de pointe. Mais, étant donné l'aversion au risque de défaillance technique du gestionnaire de réseau et du gouvernement qui le contrôle, le premier tend à intervenir de façon prématurée par des mesures techniques pour éviter la défaillance du système, 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 sur l'investissement en unités de pointe a été souligné par les travaux de Cramton et Stoft (2006) et de Joskow (2007).

Enfin, au bout du compte, même sans ces deux *regulatory failures*, le risque reste tel que rien n'assure qu'il y ait suffisamment d'investissement en capacité d'unités de pointe pour assurer une capacité adéquate. La raison en est la prime de risque très élevée que prend l'investisseur dans son calcul d'investissement face au risque-prix (quel niveau pendant ces périodes

d'appel par le marché ?) et au risque-volume (quelle fréquence des pics de prix ? quelle durée ?).

5.2. Différentes solutions de rémunération de l'adéquation de capacité comme bien collectif

Que ce soit à cause des imperfections 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 situations⁸. Dans ses deux dimensions temporelles – adéquation de capacité et fiabilité de fourniture – la sécurité de fourniture doit être appréhendée comme un bien collectif dont l'offre ne peut pas être régie par des transactions privées avec ses bénéficiaires. Comme on l'a vu plus haut, 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, 1998). Mais la nécessité de mise en place d'une infrastructure informationnelle coûteuse qui permettrait la révélation du *willing to pay* des différents types de consommateurs pour être approvisionné en toute circonstance et l'absence d'engagements crédibles des producteurs à investir suffisamment en unités de réserve après avoir signé ces contrats d'assurance de fourniture invalident cette voie particulière.

Différents instruments sont envisagés pour ajouter un revenu au prix de l'électricité sur le marché de gros pour rémunérer les capacités et leur disponibilité pendant les périodes de tension (De Vries 2004, 2007 ; Perez Arriaga, 2001 ; Vasquez et al., 2001 ; Stoft, 2002 ; Stoft et Cramton 2006 ; Finon et Pignon, 2008 ; Marty, 2007). Ces instruments cherchent à garantir un niveau d'installation suffisant dans la première dimension du long terme (assurer un niveau adéquate de capacité à l'horizon d'installation de nouveaux équipements) et pour inciter à la disponibilité maximale des équipements existants dans la dimension du court terme par des revenus supplémentaires. Les trois « mécanismes de capacité » utilisés au départ des réformes présentent des limitations qui ont été bien identifiées.

⁸On 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).

- Le dispositif connu sous le nom *de réserve stratégique*, qui consiste à autoriser le gestionnaire du réseau de transport (GRT) à disposer de réserves contractuelles de long terme ou de ses propres équipements de réserve. Il suscite les craintes de voir l'appel discrétionnaire à ces réserves par le GRT fausser les prix de marché de l'énergie pendant les périodes de pics de prix. Cependant ce dispositif est utile dans les systèmes électrique avec une part importante de production hydraulique pour faire face aux années de sécheresse exceptionnelle sous condition d'une utilisation strictement encadrée par la loi et contrôlée par le régulateur pour ne pas effacer la rente de rareté.
- Le *mécanisme de paiement de capacité* rémunère toutes les capacités (en se référant au coût marginal de défaillance dans une logique d'optimum collectif). Décentralisée, cette coordination par le marché n'assure pas au système d'atteindre le niveau de capacité et de marge de réserve souhaitées par les ingénieurs pour faire face à toutes les situations, comme le montre la théorie quand un instrument-prix est utilisé pour l'offre d'un bien collectif en régime d'incertitude sur la courbe d'offre en économie publique (Weitzman, 1974). Dans un tel cas, quand la courbe de demande du bien est inélastique, il vaut mieux un instrument qui impose la quantité à atteindre.
- L'*obligation de capacité* consiste à imposer aux fournisseurs en concurrence la détention de droits de capacité (équipements en propre et contrats de long terme de fourniture de gros) en relation avec la demande maximale qui leur est adressée en pointe. Elle est complétée par un marché secondaire pour la flexibilité du dispositif, ce qui explique la dénomination de l'instrument sous le vocable de « marché de capacité ». Cet instrument séduisait par sa conformité apparente 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 de capacité totalement inélastiques et donc des rémunérations aléatoires peu incitatives. De plus il n'y a pas de correspondance de temporalités entre les rémunérations offertes par ce mécanismes et le besoin de revenus stables pour les nouveaux équipements ;

L'analyse des limites théoriques et pratiques de ces instruments (Vasquez et al., 2001 ; Cramton et Stoft, 2006) ont conduit à proposer un mécanisme centralisée d'attribution de contrats de capacité de long terme par enchères pour un montant de capacité correspondant à

la demande maximale de puissance anticipée rehaussée de la marge de réserve. (Ce mécanisme est connu sous le nom d' « option de fiabilité » (reliability options). Il s'agit de contrats d'option avec une rémunération garantie par la prime de l'option qui fait 'objet de l'enchère mais qui conduisent aussi à un lissage des revenus en pointe par le jeu de l'option qui sera appelée par le GRT⁹. Le design de ce mécanisme parvient à combiner un pilotage centralisé (le gestionnaire de réseau définit le niveau de capacité à atteindre et réalise les enchères sur les droits de capacité en conséquence) et une gestion conjointe par les quantités et par les prix : gestion par les quantités avec la fixation d'une marge de réserve pour déterminer l'ensemble des droits de capacité ferme mis aux enchères. Gestion par les prix car le mécanisme assure un niveau de revenus aux investissements en capacité par le marché de l'énergie et par la rémunération des droits de capacité par la prime d'option dans ce dispositif. Les revenus dégagés à la fois sur le marché électrique et par ce mécanisme de capacité sont lissés par les règles du dispositif, contrairement à l'instrument précédent. De plus il y a correspondance entre la période de garantie de revenus et la période de recouvrement des coûts fixes sur les technologies mises en œuvre, ce qui n'était pas le cas dans le mécanisme d'obligation de capacité précédent.

Toutefois on doit noter que, dans un certain nombre de pays, on a préféré mettre en oeuvre une solution pragmatique de programmation qui organise la confrontation des projets d'investissement des concurrents et des prévisions de demande d'électricité sous l'égide de l'opérateur de réseau investi de la mission de garantir la sécurité de fourniture de long terme. Ce type de procédure permet aussi de repérer les éventuelles insuffisances de développement de capacité de production en relation avec les capacités des lignes de transport. La mise en commun d'information sur les anticipations et les projets d'investissement est supposée influencer les décisions d'investissement des concurrents en fonction de raretés identifiées. Ceci dit, les mécanismes de capacité continueront dans le futur à susciter beaucoup d'attention.

6. Rigidification des prix et difficultés d'encadrement de l'investissement en production

⁹ En effet, au-delà du prix d'exercice, le producteur engagé dans le contrat rembourse toutes les différences entre prix horaires de marché et ce *strike price*, ce qui a l'avantage d'éviter de doubler la rente de rareté des producteurs au regard de l'efficacité collective, tout en stabilisant les revenus de ceux investissant en unité de réserve (Joskow, 2007).

Dans le modèle du marché décentralisé, les contrats de long terme (CLT) à prix fixés portant sur les productions de nouvelles unités sont la voie principale de rigidification du prix de vente de longue durée pour faciliter l'investissement en production. C'est une première solution pour sécuriser les investissements qui permettent une appropriation équitable des quasi-rentes au travers d'un partage équilibré des risques. On se situera pour traiter de cette solution dans la perspective de la théorie des coûts de transaction (TCT) car elle conduit à identifier les conditions permettant des engagements crédibles de long terme de la part de contreparties existant en aval pour les producteurs qui investissent (Williamson, 1985). La TCT se réfère aux difficultés liées au risque de contracter, ses prémisses incluant la spécificité des équipements à développer, la complexité transactionnelle, notamment celle résultant des nécessités de gestion de risques liées à l'équipement qui est spécifique aux transactions, les incertitudes de l'environnement, notamment quand les investissements sont irréversibles et de durée longue. Le risque qu'il faut parvenir à réduire est le risque d'opportunisme de la partie la moins engagée dans la transaction en cas de changement dans l'environnement de la transaction. Le risque de hold-up pour un investisseur qui s'est adossé à des contrats à prix fixes à long terme peut se concrétiser en cas de retournement du marché de gros, qui peut inciter l'acheteur à vouloir renégocier le contrat. Le problème de la rigidification des prix de gros nécessaire pour permettre l'investissement en équipements capitalistique se transforme alors pour devenir le problème de crédibilisation de l'engagement des parties pour déclencher la décision d'investissement de l'une d'entre elles.

Reprenons au point de départ. Les gros acheteurs, intermédiaires ou consommateurs électro-intensifs auraient des intérêts convergents avec les investisseurs en production pour se couvrir contre le risque du prix de marché par des contrats de vente à prix fixe. Mais dans la réalité une telle convergence d'intérêts n'opère pas, comme on va l'expliquer. Le risque d'opportunisme des acheteurs engagés dans un CLT est la source de l'aversion des producteurs à contracter ex ante à long terme à prix fixes pour investir dans des équipements plus capitalistiques (Neuhoff et De Vries, 2004). Toutefois deux voies sont possibles pour contourner cette défaillance de marché. La première est de limiter les risques des fournisseurs en aval soit en leur permettant de conserver une base de « sticky consumers », soit en préservant les concessions de vente aux petits consommateurs (ménages, tertiaire). De telles positions concurrentielles et réglementaires leur permettraient de passer les risques d'investissement sur les consommateurs, en leur permettant de rigidifier les prix de détail en relation avec les prix des nouvelles productions par les contrats d'achat des fournisseurs aux

producteurs. Elles supprimeraient les incitations de l'acheteur à l'opportunisme. La seconde voie est l'intégration verticale amont depuis le producteur vers la fourniture parce qu'il veut sécuriser son investissement, ou bien l'intégration verticale aval depuis l'intermédiaire ou le gros consommateur vers la production.

6.1. Les contrats de long terme

On examinera d'abord l'intérêt des gros acheteurs à s'engager dans des contrats de long terme à prix fixes et à quantités fixées avec des producteurs, ou dans d'autres types de contrats plus flexibles, puis, devant les difficultés de rencontres des intérêts, on identifiera les conditions institutionnelles qui permettraient à crédibiliser les engagements des gros acheteurs.

- **L'intérêt des gros acheteurs à contracter à prix fixes et quantités fixes**

Un fournisseur d'électricité est un intermédiaire cherchant à équilibrer en temps réel ses portefeuilles d'approvisionnement et de vente. Cette fonction d'équilibrage contractuel est aussi liée à sa fonction de « responsable d'équilibre » imposée par le régulateur à tout fournisseur pour simplifier le travail d'équilibrage du gestionnaire de réseau, et qu'il assume en recherchant la correspondance physique entre les volumes de ses portefeuilles d'approvisionnement et de ventes en temps réel par des transactions horaires. L'équilibrage en continu est complexifié par l'absence de contrôle sur l'échange physique d'électricité vers ses clients qui consomment à tout moment ce qu'ils veulent dans les limites de puissance définies dans leur contrat. L'équilibrage contractuel de son côté est complexifié par les différences en termes de durée et de prix entre ses contrats d'approvisionnement d'un côté et ses contrats de vente de l'autre¹⁰.

Le portefeuille de ventes est constitué de divers types de contrats de durées courtes de six mois à deux ans maximum : contrats à prix plats, contrats à prix révisable à intervalles réguliers en fonction de l'évolution des coûts de fourniture, contrats indexés sur le prix du marché de gros, avec une majorité de contrats à prix plats¹¹. Une règle imposée par les

¹⁰ A la différence d'un grossiste dans d'autres filières industrielles, un fournisseur d'électricité est limité dans sa capacité à ajouter de la valeur au produit électricité. Son apport essentiel tient à sa connaissance du marché et à sa capacité d'agrégation, même s'il peut chercher à offrir des services pour se différencier des concurrents.

¹¹ Les contrats indexés sur le prix spot électrique sur le marché de masse se sont principalement développés en Norvège (Littlechild 2005, Amundsen et al. 2006). Ils incluent une marge pour le fournisseur.

régulateurs pour activer la concurrence de détail instaure une asymétrie dans la relation contractuelle, car elle permet aux acheteurs de sortir à échéance courte (règle de 28 jours), ce qui amplifie le risque volume du fournisseur. Leur approvisionnement principal est réalisé dans le modèle théorique par des contrats d'achat avec différents producteurs, par des droits de tirage longs mis aux enchères sur les équipements de l'historique par le régulateur¹², et éventuellement des actifs de production en propre. Ils doivent ajuster l'équilibre de leur portefeuille journallement par des achats ou des ventes journalières sur le marché spot, avec un risque-prix important pendant les périodes de pointe.

Gérer conjointement leur portefeuille de contrats d'achat et celui des contrats de vente est complexe car les fournisseurs vendent la plupart de leur électricité dans le cadre de contrats à prix plats à moyen terme. Ils ne peuvent s'engager dans des transactions longues en amont à prix fixes, car ils risquent d'être pris en tenaille de prix entre leurs engagements à prix ferme en aval et leurs achats en amont lorsque le prix de marché de gros se retourne à la baisse et devient inférieur au prix de leur contrat d'achat. Le *price squeeze* se traduit pour eux par un risque de pertes de part de marché au bénéfice d'entrants achetant l'électricité de gros à prix bas après le retournement du marché, sauf à baisser leurs prix de détail en-dessous du prix de leurs contrats d'achat à prix fixes. Engagés dans de tels contrats, ils sont incités à les remettre en question, à les renégocier ou à sortir du contrat.

Du côté des consommateurs électro-intensifs, les difficultés de contracter à long terme avec un producteur sont assez semblables à celles des fournisseurs. L'électro-intensif opère généralement dans des secteurs dont le marché est globalisé. Il est exposé à la concurrence d'industriels dans des pays où ils peuvent bénéficier de meilleures conditions d'achat. Il est aussi exposé au risque de retournement du marché de ses produits, ce qui peut l'inciter à demander la renégociation de son contrat à prix fixes. Le comportement opportuniste dont peut faire preuve l'électro-intensif en cas de retournement du marché de son output est similaire à celui des fournisseurs en cas de *price squeeze*. Prévoir dans le contrat une clause d'indexation du prix contractuel de l'électricité sur le prix mondial de leur output n'est pas forcément acceptable pour le producteur qui a investi dans un équipement de production à coût irréversible élevé.

¹² VPP (Virtual Power Plant) sont des enchères sur des droits de tirage de diverses durées. Ces mises aux enchères qui sont décidées à la demande de certains régulateurs nationaux sont destinées à organiser plus de concurrence en amont sur les acheteurs de gros. Les capacités de production préexistent.

D'autres inconvénients à contracter à long terme par rapport à un équipement de production résident dans l'aléa moral du producteur. La partie acheteuse est en position d'asymétrie d'informations vis-à-vis de lui sur les contraintes et les aléas d'exploitation de l'équipement, sur les changements du marché des combustibles et des biens environnementaux (prix du permis CO₂) sur les coûts du producteur, ou encore sur les changements réglementaires possibles.

- **Les CLT avec clauses de flexibilité sur les prix et les quantités**

D'autres contrats de long terme sont possibles entre une entité productrice et de gros acheteurs dans le modèle décentralisé, mais ils ne résoudront pas le problème de divergences d'intérêts des parties et de partage de risque.

- Les contrats à prix indexés sur les prix du combustible sont intéressants pour les deux parties lorsque prix de l'électricité et prix du combustible sont toujours plus ou moins corrélés, comme c'est le cas pour le producteur avec une technologie CCGT. Mais ça n'apporte pas d'avantages significatifs aux deux parties¹³.
- Les contrats à prix fixe mais à quantité flexibles, et les contrats financiers d'option de type call correspondent mieux au besoin de flexibilité de l'acheteur dans ses approvisionnements. Le contrat d'option call permet en effet à l'acheteur de se couvrir contre le risque de prix à partir du prix d'exercice de l'option négocié avec le producteur. Si le prix de marché est au-dessus du prix d'exercice, le producteur rembourse la différence. Elle permet donc à l'acheteur de ne pas être exposé au risque volume contrairement aux contrats de première espèce où l'acheteur est exposé à un risque volume si la quantité contractée en vient à excéder le montant nécessaire pour servir son marché. Un contrat d'option call garantit un prix pour le producteur, mais pas une quantité, car l'acheteur peut décider de ne pas faire jouer l'option. Un contrat symétrique avec options call and put, garantit un prix pour les

¹³ Les contrats peuvent prendre la forme de contrats dits de « tolling » qui sont des contrats de façonnage où l'acheteur d'électricité achète lui-même son gaz pour le faire transformer en électricité contre paiement dans le cadre d'un contrat signé ex ante avant la construction de l'équipement.

deux parties, mais maintient un risque volume pour l'investisseur en production, dans la mesure où l'acheteur fait jouer l'option quand il le souhaite.

Devant ce désalignement des intérêts des parties, il convient d'identifier ce qui limiterait l'opportunisme des parties et crédibiliserait les engagements de long terme¹⁴.

- **Les conditions de crédibilité des engagements des fournisseurs**

Dans le cas des fournisseurs, les deux conditions institutionnelles qui permettraient des engagements dans des contrats longs sur des bases crédibles seraient principalement l'existence d'une large base de *sticky consumers* pour les fournisseurs historiques dans leur ancienne zone de concession, ce qui signifie une certaine retenue du régulateur dans la promotion de la concurrence de détail. Pour un fournisseur, cela permet d'accroître son pouvoir de négociation dans le processus de rigidification des prix et des quantités lors de la négociation d'un contrat ex-ante associé à un nouvel équipement avec un nouveau producteur, et d'articuler la gestion de ses risques sur ses approvisionnements et sur ses ventes. Cette base de consommateurs garantit leur capacité à faire face à leurs engagements contractuels dans la vente de détail. Elle permet de transférer une majeure partie du risque d'investissement sur leurs clients fidélisés, comme le soulignent Green (2004) et Joskow (2007). Une autre solution serait le maintien de monopole réduit à la fourniture aux petits consommateurs avec mise aux enchères de la concession par le régulateur ou les autorités concédantes, comme c'est le cas dans certaines juridictions américaines (Ohio) (Littlechild, 2008).

Dans les deux cas, si l'on avance dans le sens de l'efficience de long terme en permettant l'engagement crédible du fournisseur, la contrepartie est que l'on renforce le besoin de surveillance des marchés de détail ou de réglementation de l'autre. Il s'agit en particulier de dissuader l'exercice du pouvoir de marché par le fournisseur dominant dans un cas, et de créer réglementation incitative du monopole de la fourniture de détail dans l'autre cas, notamment pour le calcul des coûts d'approvisionnement répercutés dans les tarifs de détail et pour

¹⁴ Il convient de souligner que dans les premières années de développement de l'industrie électrique, à la charnière des 19èmes et 20èmes siècles, les constructeurs d'équipements électromécaniques devaient adosser leurs activités de construction de centrales à des contrats de concessions leur assurant des flux de ressources pérennes sur le long terme. Ce faut par exemple le cas de la société d'électricité de Paris (SEP), filiale du groupe Empain, lui-même titulaire de la concession du métro parisien et contrôlant des sociétés d'équipements électriques (Marty, 2001) ou des constructeurs allemands Siemens et AEG dans le cas de concessions à Gênes, Buenos Aires et Barcelone (Hertner, 2007).

l'incitation à les contrôler. Pour ce faire le régulateur peut instaurer une procédure d' appel d'offres pour des contrats de long terme pour la partie de ses débouchés protégés par le monopole de fourniture au marché de masse, même si le fournisseur détient des équipements de production. Il faut donc trouver un bon équilibre entre la recherche de l'efficacité de long terme et la protection des consommateurs de masse.

- **Les conditions de crédibilité des engagements de gros consommateurs**

Les gros acheteurs industriels peuvent avoir intérêt à chercher des contrats longs non indexés sur le prix de gros par des accords directs de long terme avec des producteurs capables de développer des grands équipements dont les coûts sont non corrélés avec les prix de marché. L'accord est possible avec un prix aligné sur le coût de revient incluant une rémunération du capital raisonnable. Toutefois le besoin de garantie dans les engagements de long terme d'un gros consommateur conduit le plus souvent à des montages en partenariat avec le producteur ou le consommateur électro-intensif (électrométallurgiste, électrochimiste, papetiers) est co-propriétaire de l'équipement avec lui, ce que démontre la floraison de tels accords autour du développement de grands équipements de production après la libéralisation des marchés en Europe depuis 2000....

De grands équipements en CCGT à gaz produisant chaleur et électricité ont ainsi été installés dans le cadre de tels montages, la propriété commune limitant le risque de hold-up de part et d'autre. D'autres paramètres des projets renforcent la crédibilité des engagements. En premier lieu l'utilisation de sous-produits des procédés de l'industriel (gaz de haut fourneau par exemple pour des aciéries) pour alimenter la centrale, de même que la production de chaleur de process conjointement renforcent la spécificité de l'investissement à la transaction. En second lieu l'achat de combustible et la gestion du risque associée se font en commun en partageant les risques entre partenaires. En troisième lieu la capacité en puissance électrique est surdimensionnée par rapport aux besoins en électricité de l'industriel, pour que l'énergéticien trouve une rentabilité supplémentaire de ses fonds propres dans le projet par les économies d'envergure sur les coûts et la vente de l'électricité supplémentaire sur le marché.

Une seconde façon de procéder pour les consommateurs électro-intensifs est de constituer des arrangements horizontaux de type consortium d'achat, où ils s'engagent ex-ante avec un producteur qui construit l'équipement. Toutefois le schéma le plus attractif est la coopérative

de production qui investit dans des équipements de technologies dont les coûts de production sont indépendants des coûts de combustible fossiles et des biens environnementaux associés. Une telle coopérative qui s'était développée en Finlande dans les années 70-80 en regroupant des papetiers pour investir dans deux centrales nucléaires a décidé en 2005 de commander un nouveau réacteur de 1700 MW pour 3 milliards de € en ayant l'assurance d'écouler son électricité à prix coûtant aux industriels membres de la coopérative et aux fournisseurs municipaux qui sont entrés entre temps dans la coopérative (Finon et Roques, 2008).

6.2. La solution de l'intégration verticale

L'intégration verticale partielle ou totale offre des avantages par rapport aux contrats de long terme pour la gestion des risques. En tant qu'arrangement institutionnel, elle permet d'internaliser un ensemble de coût et de risques au sein de la firme (Hansmann, 1988)¹⁵. Elle limite l'exposition aux prix volatiles, car le changement de prix qui désavantage une partie de la firme avantage l'autre partie. De même comme les transactions sont internalisées, le risque règlementaire portant sur les règles de marché est moins important pour le producteur électrique intégré.

Elle économise ensuite sur les coûts de la contractualisation, à la fois les coûts de mise en place et les coûts ex post dus aux imperfections de la contractualisation, endispensant des besoins de contrôle nécessaires à la réalisation du contrat. Le coût de contracter dans un cadre de marché pour le gros acheteur inclut, outre ces coûts classiques de contractualisation, les coûts pour lui du déséquilibre de pouvoir de négociation en asymétrie d'informations en sa défaveur. L'asymétrie d'informations ouvre la possibilité pour la partie la mieux informée de négocier de meilleurs termes qu'en information parfaite, comme lors du renouvellement du contrat. C'est le cas notamment sur les conditions techniques d'exploitation de l'équipement et les conditions d'achat de combustibles qui se répercutent sur la partie « énergie » du prix contractuels, etc. De ce point de vue la possession de l'équipement présente l'avantage de classique souligné par Hart (1995) de supprimer l'incertitude des négociations ex post.¹⁶

¹⁵ Hansmann H., 1988, Ownership of the firm, *Journal of Law, Economics and Organization*, vol.4, n°2.,

¹⁶ Dans son article sur le modèle des droits de propriété, Hart montrent que les droits de propriété confèrent le droit de décider du mode d'utilisation à court terme si des contingences arrivent qui n'étaient pas prévues dans le contrat, et à long terme s'il faut décider des arrêts pour entretien, notamment pour maintenir les performances d'exploitation. Les perspectives incertaines des résultats des négociations ex post affecteront l'investissement ex ante en changeant les incitations à l'investissement par rapport au choix de s'équiper soi-même.

- **Les intérêts respectifs des producteurs et des fournisseurs à s'intégrer**

Les producteurs purs ont intérêt à l'intégration verticale qui efface le coût du risque de hold-up de la part de la partie la moins engagée dans la transaction. Ils ont aussi intérêt à descendre en aval pour garantir leurs débouchés et répartir leur risque sur la chaîne d'activités. S'allier à ou racheter des fournisseurs en place qui détiennent d'une bonne base de clientèles leur permettra de bénéficier de cette base sur laquelle ils peuvent faire passer une partie de leur risque d'investissement.

Mais c'est du côté des fournisseurs que l'incitation à s'intégrer verticalement ou en s'équipant de centrales de différentes technologies est la plus forte. Comme leur activité d'intermédiation ajoute peu de valeur ajoutée, la faiblesse de leur rôle économique réduit leurs possibilités de s'affranchir, même partiellement, de leurs conditions d'approvisionnement pour déterminer leur politique de prix à destination des clients du marché de masse. Les fournisseurs ont intérêt à organiser une couverture « physique » d'une grande partie de leurs besoins en investissant dans des moyens de production leur permettant de limiter leur exposition aux fluctuations des prix du marché de gros les coûts de combustibles sont non corrélés au prix du marché horaire (Boroumand et Zachmann, 2009). Un des enjeux importants est la couverture du risque par rapport aux pics de prix sur le marché de gros, périodes pendant lesquelles les prix s'écartent radicalement des coûts des unités marginales. La préférence des fournisseurs pour éviter les pics de prix et gérer leur risque s'alignent sur les caractéristiques de flexibilité des équipements de pointe. (Meade, 2009). C'est une façon de se prémunir contre les possibilités d'exercice de pouvoir de marché de la part des producteurs en période de tension sur les capacités. Finalement puisque le rôle des contrats dans les achats des fournisseurs est limité à la partie non couverte par les capacités pour ceux qui se sont en grande partie verticalisés, la volatilité des prix du spot a beaucoup moins de conséquences pour eux.

6.3. La place croissante de l'intégration verticale

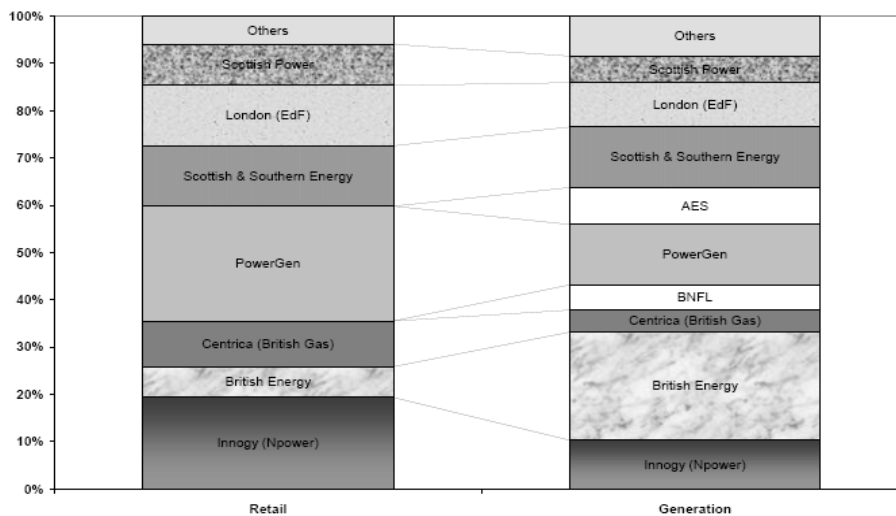
Une confirmation empirique du développement de l'intégration verticale devant les défauts des coordinations de court terme est apportée par l'observation de l'intégration verticale au Royaume uni (voir figure 2), en Australie, en Nouvelle Zélande et aux USA dans les juridictions où les régulateurs avaient imposé aux anciennes *utilities* le désinvestissement de

leurs unités de production¹⁷. L'évolution des structures de marché témoigne d'un éloignement progressif du modèle décentralisé, où le principe de dé-intégration verticale et horizontale était supposé faciliter les entrées en production par investissement, autoriser le développement d'un marché de gros liquide et donc efficient, et d'une concurrence de détail effective en cohérence avec la concurrence amont.

On observera d'abord que le renouveau des besoins d'investissement en production ont joué un certain rôle. Les réformes ont été définies au départ dans un contexte de surcapacité dans beaucoup de juridictions, ce qui a permis au schéma de marchés décentralisés et de coordination par les prix de court terme de trouver une validation. Le besoin d'arrangements verticaux ne s'est manifesté qu'après l'effacement des surcapacités et l'entrée dans un nouveau cycle d'investissement.

Figure 3 . La structure verticale de l' industries électrique au Royaume Uni en 2006

(Source : Bushnell, 2006)



Le mouvement d'intégration verticale dans les marchés décentralisés peut être interprété comme une réponse à l'imperfection inhérente des marchés de gros et des difficultés pour un fournisseur pur d'être présents à la fois sur les marchés de gros et de détail alors que les contrats de long terme ne constituent pas la meilleure solution. Le premier déterminant de cette intégration verticale est bien le besoin de gestion de risque des fournisseurs notamment et de réduction des coûts de transaction associés, comme le soulignait récemment P. Joskow

¹⁷ Voir pour les Etats-Unis Michaels 2006 ; Chao, Oren et Wilson, 2008 ; Bushnell, Mansour et Saravia 2006 ; pour le Royaume Uni Newbery 2003, 2009 ; Thomas, 2008 ; pour la Nouvelle Zélande Evans et Meade 2005

(2008). Ils les ont conduits entre autres à racheter des actifs de production et à construire de nouveaux équipements tandis qu'ils signaient quelques contrats de long terme à prix fixes. Par exemple Centrica, le troisième fournisseur d'électricité qui est venu de la fourniture de gaz où il est leader en tant qu'ancien monopole historique, a développé 4000MW de capacité entre 2002 et 2008 pour 50% de son approvisionnement et a signé deux gros contrats avec un producteur en centrale charbon ou le producteur nucléaire pour 30% de ses approvisionnements.

Sans que cela constitue une preuve supplémentaire, mais pour confirmer l'intérêt de l'intégration verticale, on observera également que là où les structures verticales de départ ont été peu réformées comme c'est le cas dans la majorité des pays de l'UE, les entreprises verticales en production et fourniture ont été efficaces pour assurer le développement des capacités et diversifier les investissements vers les technologies plus capitalistiques que la technologie standard à gaz (charbon, nucléaire)¹⁸. Cette capacité à s'engager dans des investissements à longue durée d'immobilisations de capitaux révèle aussi l'avantage de la taille et la diversification géographique qui l'accompagne. Ceux-ci permettent une meilleure diversification des risques, l'accès à un financement « corporate », un taux d'emprunt limité sans prime de risque et, dans certains cas, la détention de larges compétences d'ingénierie pour le contrôle des coûts d'installation de grands équipements de production. Le choix des gouvernements de ne pas réformer radicalement les structures de marché reposait sur la conviction que des firmes intégrées verticalement et diversifiées horizontalement étaient une garantie pour que les capacités soient développées de façon adaptée aux besoins et dans un mix technologique préservant la sécurité énergétique, comme cela a été le cas en Allemagne, en Belgique, en Espagne et en France. L'avenir devrait probablement confirmer le bien-fondé de ce prémisses, notamment quand il faudra développer de grands équipements non émetteurs de CO2 sous l'effet de ces politiques.

6.4. L'imperfection de marché, prix à payer pour l'efficacité de long terme

Pour résumer, le besoin d'investissements diversifiés en production et la gestion de risque des fournisseurs ont co-déterminé le mouvement d'évolution des structures industrielles dé-intégrées au départ vers une structure stabilisée en oligopole vertical du fait de l'entrée dans un nouveau cycle d'investissement. Ceci conduit à s'interroger sur les conséquences de ces

¹⁸ Voir, in Power in Europe, Investment survey supplement, March 2008.

spécificités sur la concurrence sectorielle, notamment en termes de réduction de la liquidité des marchés, de barrières à l'entrée et de risque de forclusion.

Il est clair par exemple que, pour un entrant, le besoin ou l'intérêt d'investir conjointement dans les actifs de fourniture et l'installation d'équipements de production rehausse sensiblement les coûts d'entrée. La limitation des échanges par les CLT et l'intégration verticale au niveau du marché de gros qui est réduit à une fonction d'ajustement journalier entraînerait une perte d'efficacité des marchés. La théorie considère que des marchés spot, larges, liquides et peu volatiles facilitent les entrées dans la vente finale et de ce fait renforce la concurrence ; comme on l'a souligné plus haut, ils sont aussi censés donner un signal pertinent pour investir dans les différentes techniques de production. A l'inverse si une part importante est contractée sur des bases bilatérales et de long terme, les effets de forclusion jouent continuellement (Aghion et Bolton, 1987), le développement du marché spot est limité, la volatilité s'accroît, ce qui complique les entrées, et ce qui a un effet d'auto-renforcement du modèle verticalisé en incitant les acteurs à rechercher un peu plus les contrats de long terme pour se couvrir ou l'intégration verticale.

La littérature a commencé à s'appesantir sur la recherche de la bonne structure de marché entre intégration verticale, contrats de long terme et transactions spot. Les premiers travaux tendent à montrer que les contrats de long terme passés par les agents les incitent à ne pas exercer leur pouvoir de marché sur le spot car les accroissements de prix spot ne seront seulement profitables qu'à la partie non contractée de leur fourniture et avantageront leurs concurrents non engagés dans des contrats de long terme (voir en particulier Allaz & Villa, 199X ; Willems, 2005). Les travaux théoriques soulignent également l'intérêt des contrats de long terme pour permettre la réalisation des investissements en équipements à larges coûts irréversibles (Newbery, 1998 ; Green, 2005). De plus, du point de vue de l'efficacité collective, l'intégration verticale et les contrats de long terme limitent le problème de la double marge, réduisant donc les profits et permettant d'avoir des prix plus bas pour les consommateurs. Quoiqu'il en soit, les réponses théoriques étaient au départ ambiguës pour évoluer ensuite, ce qui a laissé au départ le champ libre à une position rigide des politiques de la concurrence, mais a depuis ouvert des perspectives et contribué à certains changements.

7. Implications politiques : le besoin de compromis réglementaires pour rechercher l'efficience de long terme

Revenons à notre point de départ, le modèle de référence des réformes. Dans ce modèle il ya donc un large marché spot, la couverture de risque se fait facilement sur les marchés des futures et par des contrats financiers d'options, ce qui évite le développement des CLT et de l'intégration verticale, réduisant ainsi les problèmes de forclusion et de pouvoir de marché. Dans cette perspective, un trop fort appui sur les CLT et l'intégration verticale qui résulterait d'une réforme qui n'a pas été menée à son terme ou de trop de tolérance de la part des autorités de la concurrence, gênerait le développement souhaitable de la concurrence et l'efficacité des coordinations par les prix de court terme du fait de la faible épaisseur des marchés.

Mais ce point de vue mérite d'être mis en question du fait des problèmes posés par la coordination par les prix de court terme qui ont été largement analysés précédemment. Un marché électrique n'est jamais à l'équilibre dans une perspective de long terme du fait de l'incapacité des signaux de court terme à indiquer les besoins de capacité de long terme en niveau et structure d'équipements, et à l'impossibilité que les prix permettent de dégager les rentes infra-marginales heure par heure nécessaires au recouvrement des coûts fixes et à la rentabilisation du capital. Pour l'investisseur, il y a une difficulté générale à se référer aux prix du marché horaire et à prédire les conditions d'offre et de demande au-delà d'un petit nombre d'années (Andersson et al., 2007). Pour préserver le processus de marché dans le durée et éviter les « market failures » qui se traduisent par un sous-capacité en extrême pointe et une concentration des investissements sur une technique qui génère de facto de la volatilité des prix et ne garantit pas des coûts complets, il est nécessaire de tolérer des imperfections de marché en prenant en considération les conditions de base particulières de l'industrie électrique, comme on vient de le faire. Cette tolérance conduit à un éloignement vis-à-vis des prescriptions traditionnelles en matière de politiques de concurrence, notamment une certaine coordination sur les plans d'investissements et sur les arrangements verticaux.

Mais un nouveau problème se pose, celui de l'équilibre à trouver entre les gains d'efficience de long terme permis par les arrangements verticaux qui facilitent la rigidification des prix propice à l'investissement d'un côté, et le risque de pouvoir de marché et les barrières à

l'entrée que créent ces arrangements de l'autre côté. Formulée autrement, la question est de savoir jusqu'à quel degré l'intégration verticale et l'expansion des contrats de long terme peuvent être tolérées, degré au delà duquel les échanges de court terme seraient trop limités pour que se maintienne un marché spot suffisamment liquide et se perpétuent les pressions concurrentielles à l'efficacité productive.

Reprenons ces différents points pour constater que, dans les textes réglementaires et dans la pratique, l'approche des bonnes structures de marché et des politiques de la concurrence a déjà évolué.

- *Echange d'information*

On admet désormais un certain degré d'échanges d'informations entre les concurrents, sinon pour coordonner les projets, du moins pour stabiliser leurs anticipations sur les décisions d'investissement des autres. C'est particulièrement le cas pour les coordinations nécessaires pour assurer la sécurité de fourniture à long terme et pour harmoniser le développement des capacités et celui du réseau. Ainsi, comme déjà indiqué, la deuxième directive de 2003 autorise les Etats-membres à organiser une programmation du développement des capacités en relation avec les projets annoncés de concurrents. Une telle programmation est déjà requise par la loi et mise en œuvre par le gestionnaire de réseau au Royaume Uni, en France et en Belgique.

- *Tolérance pour les arrangements verticaux*

On tolère mieux un ensemble de structures de marché supposées inefficaces au regard du modèle concurrentiel standard, mais en fait efficaces de l'autre point de vue dans la mesure où les arrangements tolérés renforcent la viscosité des prix pour la sécurisation des *cash flows* des investisseurs et pour faciliter l'activité d'intermédiation des fournisseurs. Il en est de même de l'intégration verticale, combinée à une certaine concentration du marché pour répondre aux risques liés à des investissements capitalistiques. Une des hypothèses de la Commission européenne, selon laquelle les producteurs purs peuvent diversifier leur risque en optant pour des stratégies multi-technologies a perdu toute crédibilité, les producteurs purs n'ayant pas la surface financière et la taille nécessaire pour investir en centrales charbon et en

nucléaire¹⁹. On observe aussi l'acceptation par les régulateurs de coordinations horizontales entre les producteurs-fournisseurs pour l'investissement en équipements lourds en capitaux. Par exemple on autorise les consortia pour l'installation de nouvelles capacités de production comme cela se fait couramment dans l'industrie pétrolière mondiale : cela commence à se faire par exemple pour les nouveaux investissements nucléaires en France, au Royaume Uni, en Roumanie, etc. (Finon et Roques, 2008). On observe aussi ces coordinations entre les gros acheteurs et les producteurs, comme c'est le cas de projets de grandes centrales de cogénération en cycle combiné à gaz en Allemagne, en France, en Italie et aux Pays-Bas²⁰.

Bien que les accords de long terme posent des problèmes classiques de politique de la concurrence, il est nécessaire de tolérer le développement de contrats d'achat de long terme. Le « combat » des autorités antitrust européennes et nationales contre les CLT s'est finalement focalisé sur les seuls contrats long terme passés par les seuls fournisseurs historiques (Hauteclouque, 2008). Il n'y a plus de mise en cause systématique de l'intégration verticale, comme le montre les évolutions britanniques depuis 1999 après les 10 premières années de la réforme.

- *Limitation de la concurrence de détail*

Rendre rigides d'une façon ou d'une autre les prix en aval sur les segments de la clientèle de masse permet la viscosité des prix au niveau des échanges de gros et facilite la mise sur pied de CLT entre partenaires pouvant s'engager de façon crédible. Il s'agit donc d'offrir un cadre

¹⁹ On ajoutera que les investissements en équipements à base de renouvelables qui sont très capitalistiques dont le développement est encouragé par l'Union européenne sont en fait protégées par des dispositifs les mettant hors marché et leur assurant des flux de revenus stables et supérieurs aux prix de marché (tarifs d'achat, contrats attribués par enchères, obligation d'efficacité énergétique).

²⁰ Dans des conditions de marché caractérisées par de fortes turbulences et une incertitude radicale un certain niveau de transparence des décisions réciproques entre des entreprises en concurrence peut s'avérer nécessaire pour stabiliser les anticipations de chacun et favoriser les investissements dès lors que l'opportunité de chaque décision individuelle dépend de celles prises par les concurrents. Il en va par exemple ainsi du cas des *pools bancaires* qui existèrent en France jusqu'aux années quatre-vingt. Si une coordination entre les différents offreurs de crédit était de nature à favoriser sinon des comportements collusifs du moins un niveau élevé des taux d'intérêts pratiqués, il n'en demeure pas moins que le fonctionnement des pools permettait à chaque banque de prévenir le risque d'être la dernière à prêter à un client alors que ses concurrentes ont décidé de refuser leurs secours. La crainte d'être dans cette situation et de voir la perte de sa créance après une banqueroute de l'entreprise est de nature à susciter des comportements excessivement frileux liés à l'aversion des banques pour le risque. Ainsi prévenir une défaillance de marché (l'absence d'accès au crédit) peut-il justifier de tolérer une imperfection de marché (transparence des décisions mutuelles de firmes en situation de concurrence oligopolistique).

Sur la question des pools bancaires se reporter à l'article d'Olivier Klein dans *Les Echos* du 4 février 2009 : *pour le retour des pools bancaires*.

régulateur offrant le plus de stabilité possible au marché afin de ne pas renforcer les risques pesant sur les décisions d'investissement²¹. On observe ainsi que les autorités de régulation nationales ne cherchent pas à organiser une concurrence intense sur le marché de masse, non seulement parce que les bénéfices pour les petits consommateurs sont faibles, mais aussi pour ne pas ajouter aux risques que les agents supportent déjà aux différents stades de la filière électrique

Des structures de marchés imparfaites sont tolérables tant qu'il n'y a pas de *monopolization* au sens américain, c'est-à-dire d'acquisition ou de pérennisation de la position dominante par l'intermédiaire de pratiques limitant la concurrence et pouvant dissuader les entrées. S'écarter de la doctrine de façon pragmatique nécessite de conserver certains repères. La stabilisation des marchés ne doit pas se faire en confortant les positions acquises. Il faut maintenir les possibilités d'entrée et la crédibilité des menaces pour discipliner les entreprises en place. Une bonne question est celle d'identifier les conditions d'entrée en production ou dans la fourniture, c'est-à-dire les conditions de contestabilité permettant de discipliner les entreprises en place par des menaces d'entrée. Le maintien d'une certaine variété d'agents dans les structures industrielles serait un bon moyen. Il peut être stimulé par une régulation asymétrique qui favorise la présence d'entreprises spécialisées en production ou des entrants dans la fourniture sur l'ex-territoire des fournitures historique.

Des structures de marché imparfaites supposent aussi que des structures de gouvernance efficaces aient été mises en œuvre pour éviter les pratiques anticoncurrentielles. Elles nécessitent de développer une surveillance étroite des marchés pour limiter les abus de position dominante et de renforcer les sanctions contre les pratiques anticoncurrentielles. Dissuader les pratiques anticoncurrentielles passe par ailleurs par un renforcement de la probabilité de détection de telles stratégies. L'espérance de sanctions peut être augmentée non seulement au travers de sanctions pécuniaires, mais aussi de menaces sur les structures : démantèlement horizontal d'une firme dominante, cession forcée de droits sur les capacités de productions au profit de concurrents par exemple. Au final, les outils de contrôle et de menaces pesant sur l'opérateur dominant ressemblent sur leur principe à celles utilisées dans d'autres domaines (ex. Microsoft) pour lesquels une vision dynamique de la concurrence s'est

²¹ Le maintien d'un segment de clientèle captif au profit des opérateurs historiques pourrait être envisagé comme solution, mais il s'agit de revenir en arrière au niveau législatif, ce qui n'est pas concevable sans un renversement de doctrine.

imposée et où la prise en compte de l'intérêt de long terme du consommateur a conduit à quelques accommodements avec les règles habituelles de la concurrence²². Dans tous les cas il faut pérenniser, voire renforcer, les moyens de contrôle alloués à l'autorité de régulation, sans perspective d'effacement de la régulation sectorielle, comme l'imaginait possible S. Littlechild, l'ex-régulateur britannique à l'instar de ce que l'on considère possible dans les télécoms²³.

8. Conclusion

Les marchés électriques ne sont jamais à l'équilibre de long terme. Les prémisses de l'articulation court-terme/long-terme dans la théorie de l'équilibre de marché ne sont pas valables parce que les marchés ne peuvent pas être complets. D'abord les signaux de prix ne sont pas appropriés ; leur volatilité très particulière empêche l'émergence de contrats et produits financiers longs permettant la sécurisation des investissements. Ensuite des contrats bilatéraux d'assurance de fourniture ne peuvent se développer entre producteur et consommateurs pour rémunérer de façon additionnelle les capacités et donc les unités de réserve destinées à faire face à toutes les situations. Enfin les producteurs, les intermédiaires et les gros acheteurs ne peuvent passer des contrats à une échéance suffisamment longue à prix garantis de façon crédible afin de permettre l'installation d'unités de production dans toutes les technologies. Il ne peut donc exister d'équilibre de long terme par le jeu spontané des offres et des demandes d'agents décentralisés.

La réponse aux échecs de marché est donnée par des arrangements longs entre parties dont il faut assurer la crédibilité de l'engagement et par des structures de marché imparfaites au regard de la théorie, mais qui assurent l'efficacité de long terme. Il faut amender le modèle du marché décentralisé auquel se réfèrent les réformateurs et les autorités de régulation pour remettre l'industrie électrique libéralisée sur une trajectoire optimale en termes de choix de technologies de production pour que le jeu de la concurrence assure des prix optimaux en longue période. Le mouvement d'intégration verticale et le besoin de contrats de long terme

²² Pour une prolongation de ce débat au contrôle des concentrations, voir Sidak et Teece (2009).

²³ La régulation ne pourra autrement dit s'effacer à terme devant le droit commun de la concurrence. Il n'en demeure pas moins que dans une logique de droit incomplet (Xu et Pistor, 2002), il est préférable, pour stabiliser les anticipations des acteurs, que la gouvernance du secteur passe plus par une régulation sectorielle intervenant *ex ante* que par des décisions rendues *ex post* par les tribunaux.

s'expliquent par les difficultés de gestion de risque et de limitation des coûts de transaction entre amont et aval, ces difficultés se répercutant sur les défauts d'incitations à investir en technologies lourdes. Il faut aussi ajouter une régulation supplémentaire sur le bien collectif « sécurité du système » pour assurer un équilibre physique dans toutes les situations.

Il s'agit, en termes plus généraux, d'accepter une divergence dans les structures industrielles vis-à-vis du cadre de la concurrence pure et parfaite afin de faciliter les coordinations de long terme entre entités opérant sur le marché²⁴. Les effets d'incitation par la concurrence de court terme sont inférieurs aux bénéfices sociaux permis par les arrangements verticaux que spontanément les agents vont rechercher pour gérer leurs risques, notamment en fourniture ou en production. Il convient donc de se fonder sur une vision de la concurrence comme un processus et non comme un équilibre, dans un secteur aux temporalités très longues qui ne saurait se contenter de coordination par des marchés de court terme aux prix totalement flexibles.

Références

Allaz, B.; Vila, J. (1993). Cournot competition, futures markets and efficiency, *Journal of Economic Theory* 59(1): 1-16.

Amendola M., Gaffard J.-L et Marty F., (2004), « Prices, Costs and Investment: Why Sticky Prices are Necessary. An Illustration with the Case of Regulated-Deregulated Industries », 10th *Schumpeter Society International Conference*, Milan, juin.

Amendola M. , . Gaffard J.L. , Musso, 1998 : *Out of Equilibrium*, Clarendon Press, Oxford.

Arrow, K.J and F.H. Hahn (1971), *General competitive analysis*, San Francisco: Holden Day

²⁴ Il convient en effet de considérer le fait que les prix ne sont pas les seuls éléments qui conduisent les firmes à investir, au-delà même de la prise en compte de la demande potentielle non satisfaite. La décision d'investissement d'une firme isolée peut dépendre des anticipations qui sont faites quant aux décisions de ses concurrents. Prendre une décision d'investissement peut supposer un certain degré de coordination ou du moins de transparence mutuelle, allant bien au-delà des seuls signaux de prix, dès lors que les investissements en question sont hautement capitalistiques et que les flux de ressources liés à ces derniers sont fortement aléatoires non seulement du fait de la volatilité intrinsèque des marchés concernés et en fonction des décisions prises par les autres firmes. Comme le note Richardson (1960), un investisseur : "[...] would be unable to take an investment decision without some information about the expansion plans of his potential rival, who would himself be faced the same difficulty. Given that there is a there is to be no collusion between them, and that they are both equally ready and willing to invest their interdependence seems to place an insurmountable barrier in the way of obtaining the information necessary for an investment decision".

d'Aspremont C., Jacquemin A., Gabszewicz J.J., Weymarck J.A., 1983 On the Stability of Collusive Price Leadership, *The Canadian Journal of Economics*, Vol. 16, 17–25.

Besser J.G., Farr J.G. et Tierney S.F., (2002), “The Political Economy of Long Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design”, *The Electricity Journal*, volume 15, n° 7, pp.53-62.

Biggar D., (2005), « Concurrence dans le secteur de l'électricité », *Revue de l'OCDE sur le droit et la politique de la concurrence*, volume 6, n° 4, pp. 116-189.

Bohn, E.R, Caramanis, M.C Schweppe, F.C Tabors, R.D (1988). Spot Pricing of Electricity. Kluwer Academic Publishers

Boiteux M., (1960), “Peak-Load Pricing”, *The Journal of Business*, Vol. 33, No.2, pp.157 – 179

Boiteux M., (1949), « De la tarification des pointes de demande », *Revue Générale d'Electricité*, tome 58, n° 8, août, pp. 321-340.

Borenstein S. et Holland S.P., (2003), “Investment Efficiency in Competitive Electricity Markets with and without Time Varying Prices”, Center for the Study of Energy Markets, Working Paper 106R.

Borenstein S., (2002), “The Trouble with Electricity Markets: Understanding California Restructuring Disaster”, *Journal of Economic Perspectives*, 16, pp. 191-211.

Boroumand R. , Zachmann G., 2009, Risk management and vertical arrangements in liberalized electricity market: the retailer's perspective. WP LARSEN n°19. Downloadable on LARSEN website : www.gis-larsen.org.

Bushnell J., Mansur et Saravia (2005), *Market structure and competition : a cross-market analysis of US electricity deregulation*, CSEM Working Paper 126.

Caramanis, M.C. (1982). Electricity Spot Pricing“, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 101 (12): 4640-4648.

Chao, H., Oren, S. and Wilson, R. (2007). Restructured Electricity Markets: Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling, in Shiohansi F.P., *Competitive electricity markets. design, implementation and performance*, London: Elsevier, p. 27-64

European Commission (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)

European Commission (2007)« DG Competition Report on Energy Sector Inquiry », <http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>

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

European Commission (2007), *Inquiry pursuant to article 17 of regulation (EC) n° 1/2003 into the European gas and electricity sectors*, Rapport final, COM(2006) 851 final, 10 janvier, 15p.

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

De Vries L. et Neuhoff K., (2004), "Insufficient Incentives for Investment in Electricity Generation", *Cambridge Working Papers in Economics*, CWPE 0428, University of Cambridge, Department of Applied Economics, mars.

De Vries L.J., (2006), "Generation Adequacy: Helping the Market to do its Job", *Utilities Policy*, pp. 1-16.

Defeuilley C. et Meunier G. « *Gestion du risque et intégration verticale dans l'électricité* » Working paper LARSEN n°12, downloadable on

Defeuilley, C., 2008, Retail competition in electricity markets : a critical review. *Energy Policy*, vol.17 n°6.

Dixit A. & Pindyck R. (1994), *Investment under Uncertainty*, Princeton, Princeton university Press.

Finon D. et Pignon V. dir. (2008), Special issue on Capacity Mechanisms in Imperfect Electricity markets, *Utilities Policy*, vol. 16, n°3, September 2008

Finon D. et Pignon V., (2006), « Electricité et sécurité de la fourniture à long terme. La recherche d'instruments réglementaires respectueux du marché électrique », *Revue de l'ISMEA – Economie et Société – série énergie*, n° 13.

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, p.147-181.

- Green R., 2004, *Retail competition and electricity contracts*, CMI working papers 33, Cambridge University.
- Green, R. (2007) « EU regulation and competition policy among the energy utilities », EPRG Working Paper
- Hansmann H., 1988, Ownership of the firm, *Journal of Law, Economics and Organization*, vol.4, n°2.
- Hart, Oliver. 1995. *Firms, Contracts, and Financial Structure*. Clarendon Lectures in Economics. Oxford University Press.
- Hautecloucq A. de, 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)
- Hertner P. and Hiv Nelles H., (2007), “Contrasting styles of foreign investments: A Comparison of the Entrepreneurship, Technology and Finance of German and Canadian Enterprises in Barcelona Electrification”, *Revue Economique*, volume 58, 2007-1.
- Hobbs, B., Iñón, J. & Stoft, S.E. 2001,. 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 work in electricity markets, London Wiley publishers
- 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. et Tirole J., (2006), “Reliability and Competitive Electricity Markets”, *Rand Journal of Economics*, June.
- Joskow P., Schmalensee R. (1983), *Markets for Power*, Cambridge, MIT Press
- Leijonhufvud A., (2000), *Macroeconomic Instability and Co-ordination*, Cheltenham, Edward Elgar.
- Lévêque F., (2005), « L’analyse du pouvoir de marché dans l’électricité », *Concurrences*, n° 3-2005, pp. 28-32.
- Lévêque, 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
- Littlechild S. (2005), “Smaller suppliers in the UK domestic electricity market : experience, concerns and policy recommendations”, OGFEM report, London
- Marty F., (2007), « La sécurité de l’approvisionnement électrique : Quels enjeux pour la régulation ? », *La Revue de l’OFCE*, n° 101, avril, pp. 421-432

- Marty F., (2004), « Analyse de la libéralisation des industries de réseaux au travers de la jurisprudence du Conseil de la Concurrence français », *Revue Internationale de Droit Economique*, n° 4 – 2004, pp. 435-459.
- Marty F., (2001), « Les grands projets de la filière électrique dans l'entre-deux-guerres : innovation et coordination interentreprises », in Barjot D., Morsel H. et Coeuré S., (sd.), *Stratégies, gestion, management. Les compagnies électriques et leurs patrons (1895-1945)*, Fondation Electricité de France, Paris, 533 p., mai 2001
- Meunier G, (2008), *Concurrence oligopolistique et investissement*, Thèse pour le doctorat de sciences économiques, EHESS-CIRED.
- 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.M., (2002), “Regulatory Challenges to European Electricity Liberalisation”, *Regulatory Reform – Remaining Challenges for Policy Makers*, Stockholm, juin.
- Newbery, D. M. (1998). Competition, Contracts, and Entry in the Electricity Spot Market, *Rand Journal of Economics* 29(4): p.726-749.
- Oren S., (2000), “Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets”, *VIIth Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Curitiba, Brazil, mai.
- Oren S., 2002, *Ensuring generation adequacy in competitive electricity markets*, Univ. of California Energy institute, Working Paper UCEI, EPE-007
- Richardson G.B., (1960), *Information and Investment*, Oxford, Clarendon Press
- Salinger M. (1988), « Vertical mergers and market foreclosure », *Quarterly Journal of Economics*, vol. 103
- Sidak G.J. and Teece D.J., (2009), “Rewriting the Horizontal Merger Guidelines in the Name of Dynamic Competition”, *George Mason Law Review*, forthcoming, available at <http://ssrn.com/abstract=1403930>
- Weizman M., (1974),” Prices vs quantities”, *Review of Economic Studies*. Vol, p.
- Xu C. et Pistor K. (2002). “Law enforcement under incomplete law. Theory and evidence from financial market regulation”. *Discussion Paper* n° TE/02/442, London School of Economics and Political Science, December
-

