

**Les incitations à l'investissement
dans les industries électriques libéralisées du Nord et du Sud :**

La nécessité d'arrangements institutionnels adéquats*

Dominique FINON

LEPII-EPE (ex-IEPE)

CNRS et Université de Grenoble**

Summary in English

Incentives to invest in deregulated electricity industries in the North and South: the need for suitable institutional arrangements

The stake of long-term investments is all too often underplayed in deregulation reforms in electricity industries. The new market and regulatory institutions have not yet been properly tested to assess their capacity for turning the increasing scarcity of capacity into incentives to invest in production and networks.

This paper deals with the deficiencies of the investment incentive frameworks in the deregulated electricity industries. Initially it deals with the optimistic approach of the theory of investment incentives through market signals in deregulated electricity industries. The very high price volatility creates a determining uncertainty of return on investment, both for peak equipment and for base equipment, for which the greater part of the investment should be made profitable by income from peak and extreme peak periods. Secondly, this volatility expresses itself in a counter-cycle effect, which is very negative in the eyes of lenders and investors in peak and trough periods. Next, there is a *problem of acceptability*, as the wholesale prices may reach extremely high and often unexpected levels and the system may enter a situation of tension over peak reserves with the risk of a shortage and cut in supply.

It then addresses the problem in the context of the mature electricity industries in Northern countries, especially the European industries. The main way in which the question of shortcomings in investment incentives is dealt with in mature electrical industries is to focus of adaptation of market rules on the supply of power at peaks and at extreme peaks by considering

* **Présentation to the Colloquium « Energie, Développement et Réformes institutionnelles », UNAM, Mexico, November 5-6-7, 2003. Revised version (January 2004).**

** Since January 2004 the author is with the CIRED (Centre International pour l'Environnement et le Développement), a joint laboratory of the CNRS and the Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales in Paris (e.mail address : finon@centre-cired.fr)

reliability and capacity adequacy as a public good. The stakes offered by development of base-load and semi base-load capacities is subjected to this question, given that resolving the first question creates the incentive to develop these capacities at the same time. The paper first discusses the efficiency of the market instruments inspired by the Public Economics instruments to develop the collective good offer (Pigouvian solution with the capacity payment, Coasian solution with the capacity obligation in peak and exchangeable quotas), before going on to the proposals for taking up the offer of "security of supply" by the public authorities through long-term co-ordination. It discusses the advantages and the limits of a public governance system with a double function: indicative programming for development of production capacities and networks; auctions for the awarding of long-term sales contracts at guaranteed prices.

The question is then extended to include developing countries and in particular the specific problem of Southern countries. The paradox, however, is that when the competition-based models adopted in Northern countries for mature industries are pasted as it were onto these electricity systems, the long-term investment conditions are all too frequently overlooked by the reformers and their advisers. These electricity systems grow quickly but irregularly and frequently rely on hydroelectric production that exacerbates the problem of incentives. What is needed is a reform design that is appropriate for these conditions. In view of the importance of what is at stake, the concepts particular to electricity industry reforms in Northern countries, which are already imperfect, cannot be transferred without further reflection. If the competition-based, de-integrated model is adopted, it will have to include the competition-based imperfections in order to allow ongoing exercise of market power in order to allow prices to rise above competition prices, or else the model must allow the removal of a significant percentage of transactions outside the scope, most notably through the authorisation of long-term bilateral contracts. The single buyer model could be a good alternative if one wishes to avoid the twists and turns of the competition paradigm, but in order for it to provide an undisputed solution, the institutional environment must be stabilised and the macroeconomic environment predictable, neither of which is the case.

There is therefore still a need to find hybrid solutions adapted to suit each case but able, in one way or another, to confer the power of co-ordinating investments in production (as in the network) in the ministerial or regulatory authority and to create possibilities for long-term contractual arrangements that allow the outlet and price risks to be limited. It is much more logical to design systems that are organised around the need to arrange the investments through the long-term co-ordination and reduction of investment risks. The industrial organisation must be carefully designed, being less concentrated than the old public monopolies and keeping the public authorities at a distance in order to introduce incentives to efficiency. It is likely that in future, there will be a requirement to return to principles similar to that of the single buyer and to give priority to long-term contractual undertakings in developing countries.

Introduction

L'enjeu des investissements de long terme est trop souvent minimisé dans la conception des réformes de libéralisation des industries électriques. Il faut attendre des crises dont les causes sont attribuables au manque d'investissement en production ou en transport pour en tenir compte en rectifiant les réformes. Dans les industries des pays industrialisés, les réformes ont bénéficié au départ de situation de surcapacité, comme c'est le cas en Europe. Mais la demande électrique continue de croître régulièrement et les besoins de nouvelles capacités vont se dessiner à la fois pour la pointe et la base. Les nouvelles réglementations et institutions de marché n'ont pas encore été vraiment testées pour observer comment elles peuvent transformer la rareté croissante des capacités en incitations à l'investissement en production et en réseaux. Par contre aux Etats-Unis la crise du marché californien en 2000-2001, qui mêlait spectaculairement cette question à celle de l'efficacité d'un design trop décentralisé et complexe qui favorisait l'exercice de pouvoir de marché, a suscité d'importants débats sur les incitations à l'investissement.

Dans les pays en développement, ce problème d'incitations dans des industries électriques libéralisées prend une ampleur autre. Les réformes électriques imposées par les instances financières internationales visent toutes à résoudre le problème du financement des investissements dans le contexte d'une crise persistante de la dette. Le principal objectif est d'attirer le capital privé pour financer les nouveaux investissements, ce qui impose l'amélioration de l'efficacité et des performances du secteur. Mais le paradoxe est qu'en plaquant les modèles concurrentiels adoptés dans les pays du Nord pour des industries matures sur ces systèmes électriques, les conditions d'investissement de long terme et de gestion du risque sont trop souvent ignorées par les réformateurs et leurs consultants. Ces systèmes électriques sont en croissance rapide, mais irrégulière et beaucoup reposent sur une production hydroélectrique qui amplifie les difficultés d'incitations, ce qui impose d'adopter des schémas appropriés à ces conditions.

Ce papier traite des déficiences des cadres d'incitation à l'investissement dans les industries électriques libéralisées. On précise dans un premier temps l'optimisme de la théorie concernant les incitations aux investissements par les signaux de marché dans les industries électriques libéralisées. On pose ensuite le problème dans le cadre des industries électriques matures en s'appuyant sur l'exemple des industries européennes. La question est ensuite étendue au cas des pays du Sud.

1. L'optimisme de la théorie envers les mécanismes de marché

L'objectif des acteurs en concurrence est d'abord de rechercher des débouchés rentables pour leur équipement et non plus de satisfaire la demande de l'ensemble du marché à un coût raisonnable,

comme c'est le cas en régime de monopole réglementé. La nécessité de programmer les investissements en fonction d'une prévision globale de long terme n'a plus cours. Le développement de nouvelles capacités prend un caractère très particulier du fait de la volatilité des marchés électriques. Celle des équipements lourds en investissement et à longue durée de vie appelés à produire en base, comme celle des équipements de pointe (ou de réserve) doit se décider sans garanties de débouchés et prévisibilité de prix et de *cash flow*¹. La très forte volatilité des marchés en situation de pointe et d'extrême pointe rend très difficile une bonne gestion des risques. Sachant que les revenus de pointe contribuent largement à la valeur globale actualisée des équipements de base, elle empêche la constitution d'anticipations stables de rentabilité suffisante qui intègrent un premium de risque élevé pour procéder aux investissements.

En même temps il faut comprendre que l'investissement de production électrique et de transport ne concourt pas uniquement à la production et à l'échange d'énergie entre un producteur et ses futurs clients, mais aussi à la fiabilité de l'offre générale qui peut devenir critique en période de pointe. L'assurance de fourniture en pointe constitue un véritable bien collectif en relation avec les multiples externalités que génèrent heure par heure entre eux les multiples flux commerciaux (Abbot, 2001). De façon générale, sans coordination des flux injectés par une autorité technique, la qualité du produit et la stabilité de l'offre seraient en cause à tout moment jusqu'à l'effondrement d'ensemble de l'offre instantanée. De façon plus particulière à la pointe, sans incitations à développer des capacités de réserve et sans incitations à se déclarer disponible sur le marché en pointe, l'offre de puissance risque d'être insuffisante. La disponibilité de la fourniture doit donc s'appréhender comme un bien collectif auquel contribue toute unité de production et dont bénéficie de façon non-rivale et non-exclusive tout utilisateur du réseau et tout acheteur d'électricité. Elle profite ni plus, ni moins à l'ensemble des consommateurs. Mais, de par cette nature de bien collectif, il peut en résulter un sous-investissement s'il n'y a pas d'incitations complémentaires.

Face à ces réalités, que disent les partisans du marché intégral vis-à-vis des incitations à l'investissement ?

1.1. La conception courante des incitations à l'investissement

La question du maintien de la sécurité de fourniture et des incitations à l'investissement a peu préoccupé les promoteurs des réformes électriques, comme le regrettait récemment un des concepteurs de la première réforme britannique (Shuttleworth, 2002), La raison en est l'optimisme théorique vis-à-vis de la capacité de tout marché à orienter de façon optimale les comportements d'investissement des agents en concurrence et les décisions d'entrée en situation d'incertitude. Dès lors que les prix reflètent les conditions d'offre et de demande de court terme sans distorsion et que les investissements reposent sur des considérations de profitabilité, les signaux du marché spot seraient suffisants pour inciter et orienter les investissements (Crew et Kleindorfer, 1986). Les forces du marché détermineraient implicitement le niveau de sécurité de fourniture recherchée à court terme comme sur le long terme par la détermination du prix de

¹ Alfred Kahn, l'inspirateur des politiques de libéralisation des transports aériens aux Etats-Unis et fin observateur des politiques de libéralisation des réseaux, reconnaissait « être mis en question par la spécificité de l'électricité. J'ai toujours douté à propos de l'élimination de l'intégration verticale dans cette industrie. C'est peut-être une industrie où ça fonctionne bien » (*Business Week*, April 27, 2001)

pointe ; cette valeur oriente en effet le développement de l'offre de pointe par rapport à une valeur implicite de la défaillance. Elle contribue également à la valeur d'usage des équipements de base, étant donné leur participation à l'offre de pointe.

Sous ces conditions les signaux de marché seraient suffisamment efficaces pour orienter les choix des investisseurs vers le type d'équipement optimal selon la période de vente annuelle visée, comme le ferait un monopole réglementé pour satisfaire les besoins de long terme dans sa zone de fourniture: des équipements à bas coût d'investissement mais à coût d'exploitation élevé pour la pointe et des équipements plus *capital intensive* pour la base ou semi-base (Hunt, 2002). Le marché concurrentiel garantirait l'efficacité collective des choix d'investissement des concurrents sur la base de la valeur actualisée nette de l'équipement à installer. Dans cette conception, les entrées de producteurs non intégrés verticalement et non engagés dans des arrangements de long terme avec des fournisseurs constitueraient une voie naturelle de développement des capacités, dès lors que la confiance est établie dans la qualité de la concurrence sur le marché de gros et la liquidité du marché des contrats bilatéraux (Newbery, 2000, p. 417). La liquidité des marchés faciliterait l'allocation optimale des facteurs sans risquer un excès d'entrée. Les entrées seraient facilitées par le recours à des techniques divisibles performantes dont la divisibilité permet de limiter le risque d'investissement (on évoque la technique des turbines à gaz).

Toujours selon ce point de vue, la dynamique du marché électrique correspondrait à celle d'un marché classique de bien-commodité avec un cycle de prix classique incluant un stade de prix élevés et de construction de nouvelles capacités. Les prix des marchés connaissent une volatilité journalière, hebdomadaire, et saisonnière reflétant la tension entre offre et demande instantanées, mais ils suivent aussi le mouvement cyclique classique entraîné par des rigidités de l'offre et de la demande en longue période (durée de construction, durée de vie des équipements, temps d'adaptation de la demande). Ce cycle se traduit par une amplification de la volatilité horaire ou saisonnière en phase de tension sur les capacités. Pour ne pas distordre l'adaptation de l'offre à la demande au cours du cycle, il faut laisser totalement jouer les mouvements de prix, quelles que soient leur amplitude (Ford, 2001).

Dans cette situation, les prix se fixeront pendant une grande partie de l'année en-dessous du niveau du coût complet, alors que c'est à partir de ce niveau que le prix moyen sur l'année assurerait le recouvrement du coût d'investissement des nouveaux équipements de semi-base et de base. Stoft considère alors que les recettes très supérieures dégagées pendant les pics de prix en pointe permettront une recette annuelle moyenne suffisante pour rentabiliser les investissements de base et de semi-base (Stoft, 2002).

Les techniques financières particulières (options, contrats pour différences ou *swaps*) sont supposés permettre aux investisseurs de se prémunir contre le risque de long terme, quand ils investissent en production. De plus la couverture par des contrats à terme de l'essentiel des transactions supprimerait en même temps les incitations à manipuler les prix spots, notamment pendant les phases de pointe et d'extrême pointe, comme le montre Newbery pour les contrats de vente à un ou deux ans (Newbery, 1998). Dans les faits, il faut constater que les outils classiques de gestion du *trading* et de gestion de risques (options, etc.) sont inadaptés pour traiter complètement le risque-prix sur les marchés électriques. La preuve en serait les faillites des *traders* purs après l'installation des bourses électriques aux Etats Unis et en Europe.

Pour les investissements ces marchés présentent une difficulté intrinsèque de lisibilité des tendances de prix pour repérer une orientation vers le coût marginal de long terme qui pourrait indiquer un besoin de nouvelles capacités. De même ils ne sont pas en mesure d'offrir une couverture de risque sur la durée d'installation et sur la durée d'amortissement des équipements électriques à installer qui s'étale au moins sur 10 ans, sachant que la durée des contrats d'option est au plus de trois ans, plus généralement d'un an sur les marchés électriques. En particulier ces marchés de futures ou d'OTCs s'avèrent peu liquides en raison de l'absence de contreparties en dehors de l'industrie électrique, les acteurs financiers ayant fait le constat de la trop forte spécificité des marchés électriques pour pouvoir s'y engager contrairement aux marchés de matières premières.

Le contexte de surcapacité et de maturité de la demande dans les pays de l'OCDE qui ont procédé à des réformes a sans aucun doute favorisé cet optimisme confiant dans les forces du marché pour assurer un développement adapté des capacités, jusqu'à ce que la crise spectaculaire rencontrée par le marché californien en 2000-2001 conduise à regarder en face ce problème de la disponibilité de court terme et de la sécurité de fourniture de long terme, et des défauts d'incitation à l'investissement. Les marchés électriques européens qui ont bénéficié d'une situation favorable de surcapacité au moment de la réforme commencent à connaître des périodes de tension qui incitent à reconsidérer la question du développement des capacités en évitant les crises de prix².

1.2. Les limites économiques et sociales du système d'incitations à l'investissement par le marché

La référence à un cycle de prix de commodités qu'il faudrait laisser se dérouler sans entraves en laissant les agents attendre la phase de prix hauts pour décider d'entrer ou d'investir et connaître ensuite une phase de prix bas en raison des surcapacités résultant de décisions décentralisées non coordonnées ne tient pas en raison de la très forte volatilité des prix qui résulte des spécificités de l'électricité lorsque se manifeste une tension entre offre et demande instantanées. Le cycle long se manifeste par une amplification extrême de la volatilité horaire ou saisonnière en phase de tension sur les capacités, en raison de l'inélasticité de la demande instantanée. Cette caractéristique propre aux marchés électriques autorise la montée des prix à des niveaux très élevés sans même qu'il y ait collusion explicite des producteurs. Comme le rappelle R.Green(1998), « sur un marché où les consommateurs ne peuvent réagir aux prix en situation de fortes tensions sur les capacités, il n'y a pas de limites au prix que les producteurs peuvent fixer lorsqu'une pénurie apparaît ».

Cette caractéristique amplifie la volatilité des prix et les incertitudes sur la durée et l'amplitude des pics de prix. Le prix de l'aluminium n'oscille qu'entre 50 c\$ et 110 c\$/livre, celui du

² Le marché espagnol a ainsi connu une période de très forte hausse de prix de gros fin 2001, début 2002 qui relevait de ce type de situation en combinant une faible hydraulité et des réserves de capacité limitées. Le marché nordique (et plus particulièrement la Norvège) qui repose sur une part élevée de production hydraulique de 50% (respectivement 90%) est aussi fortement vulnérable aux épisodes de sécheresse, de plus en plus fréquents depuis quelques années. Au cours de l'hiver 2002-2003, les prix se sont établis au niveau de 100 €/MWh pendant une dizaine de jours et au niveau moyen de 65 €/MWh sur la saison au lieu des 20 €/MWh habituels en raison d'une sécheresse exceptionnelle au cours de l'été et de l'automne 2002.

pétrole entre 10 et 30 \$/bl et le prix du gaz n'a qu'une variabilité de 50% autour du prix moyen, tandis les prix de l'électricité peuvent connaître une variabilité saisonnière de 200 à 300%, avec des épisodes de prix de pointe plus élevés d'un facteur 50 à 500 sur des périodes variant de quelques heures à quelques semaines sans qu'il soit possible d'anticiper leur durée. La volatilité des prix atteint une amplitude étonnante de 20 € à 10 000 €/MWh aux Etats-Unis, un peu moins en Europe avec des extrêmes horaires à 1000 €/MWh et des moyennes journalières de 120 €/MWh (comme ce fut le cas en Norvège plusieurs fois pendant le long épisode de l'hiver 2002-2003 marqué par une rareté de ressource hydraulique).

Le point de vue le plus libéral selon lequel il ne faudrait pas gêner ces mouvements horaires de prix sur les marchés, quelles que soient l'amplitude et la durée du pic de prix, pour permettre les investissements en pointe et en base n'est pas tenable. Il pose un double problème.

- *Problème économique* d'abord pour deux raisons. En premier lieu cette volatilité très élevée des prix en particulier dans les périodes de pointe crée une incertitude déterminante sur le retour sur investissement pour les équipements de pointe, mais aussi pour les équipements de base dont l'investissement doit se rentabiliser aussi par les recettes pendant la pointe et l'extrême pointe. Plus encore cette volatilité élevée qui résulte en grande partie de l'exercice de pouvoir de marché des producteurs dominants suscite le soupçon de manipulation des marchés par les producteurs dominants et dissuade les entrées³. En second lieu cette volatilité se concrétise également par un effet contrecyclique qui est très négatif aux yeux des prêteurs et des investisseurs en pointe et en base. L'expérience montre que les investissements qui ont été suscités par des épisodes rapprochés de pics de prix, mais relèvent de décisions non coordonnées entraînent des situations de surcapacité qui se traduisent par une baisse importante des prix de pointe, et de façon plus générale, des prix moyens annuels en dessous du coût complet.

Ces surs réactions du marché qui s'observent fréquemment ont deux effets. D'une part pour les investissements d'équipement de pointe elles rendent très difficile toute anticipation de rentabilité, sachant que le problème est amplifié par l'incertitude créée sur le nombre d'heures d'appels de ces équipements de par les installations créées. D'autre part, pour les entrants par la construction d'équipement de base elles entraînent la faillite de ceux qui ne sont pas intégrés verticalement dans le *supply*, ou n'ont pas de débouchés garantis par les engagements d'achat de long terme de *suppliers* à prix garantis. Ainsi on peut observer en Angleterre en 2001-2002 la faillite de tous les *merchant plants* après le passage au NETA qui s'est traduit par une chute radicale des prix de gros de 35 €/MWh en 2000-2001 pour l'ex-pool à 23 €/MWh en 2002-2003⁴. Sur les marchés du Nord-Est des Etats-Unis tous

³ On ajoutera que divers travaux théoriques (von der Ferh et Harbord, 1997 ; Castro-Rodriguez et al. , 2001) ont mis à jour que, sur un marché électrique duopolistique ou oligopolistique, les producteurs investissent moins que l'optimum si ils se comportent de façon concurrentielle sur le marché de gros avec des prix alignés sur les coûts marginaux. Si, à l'inverse ils manipulent le prix de gros avec des prix supérieurs au coût marginal, ils investissent plus. Enfin, lorsqu'on endogénéise les prix spot à partir d'une demande inélastique mais incertaine, la firme sous investit en capacité aussi longtemps que la distribution de l'incertitude sur le niveau de demande inélastique est concave, en reportant la décision d'investissement par rapport à la limite basse de la distribution

⁴ Ces *merchants plants* anglais doivent être distingués des investissements que les filiales minoritaires des ex-distributeurs régionaux RECs ont effectué en production entre 1990 et 1998. On notera que certains prennent à tort ces entrées en production liées aux RECs comme preuve que les entrées et les investissements sont possibles sans

les producteurs indépendants qui avaient été attirés par les niveaux élevés des prix, des périodes de pics entre 1998 et 2001 ont également fait faillite depuis.

Dans les systèmes où l'hydraulique occupe une place importante, comme c'est le cas des marchés nordiques, d'Europe Centrale et du Sud (Autriche, Espagne), de certains marchés libéralisés en Amérique du Nord (Colombie britannique, Ontario, Californie) et de la majorité des systèmes en Amérique Latine, la configuration est aussi propice à une forte volatilité des prix du marché. La possibilité de stocker l'eau génère une problématique d'optimisation intertemporelle, sur des horizons intersaisonniers et parfois interannuels dans laquelle vont s'inscrire les stratégies d'anticipation des producteurs en concurrence et de spéculation sur la valeur du MWh en période de pointe. En année sèche il s'en suivra nécessairement une forte volatilité des prix qui pourrait être amplifiée par la spéculation intersaisonnaire de producteurs.

- *Problème d'acceptabilité* ensuite, car les prix de gros peuvent atteindre des niveaux astronomiques et souvent inattendus et le système peut entrer en situation de tension sur les réserves de pointe avec risque de pénurie et de coupure de fourniture. Un tel mode de fonctionnement contrevient fondamentalement à l'objectif justificateur des réformes qui est de réduire les coûts et d'améliorer les prix et les services rendus aux clients de l'industrie électrique (Hughes et Price, 2002). L'écart considérable entre prix et coût marginal, comme les pénuries sont très mal admis par le corps social. Les régulateurs sont donc amenés à faire face à ces pics de prix en imposant un plafond de prix (par exemple 1000 €/MWh sur les marchés nord-américains comme PJM, New England, New York, Texas) pour que les prix n'atteignent pas des niveaux astronomiques pendant des périodes plus ou moins longues, ce que réfutent les partisans des mécanismes de marché (Stoft, 2002 ; Wolak, 2001).

Il y a donc une insuffisance des marchés spot de l'électricité à fournir aux investisseurs les bons signaux d'anticipation, notamment en pointe. Une solution, fortement envisagée dans les débats américains actuels, serait d'améliorer le fonctionnement naturel du marché pour réduire l'amplitude des mouvements de prix et étaler les pics de prix afin de les rendre plus prévisibles en durée et en variance. Pour cela, l'idée est de limiter l'exercice de pouvoir de marché en période de tension offre-demande et réduire la volatilité des prix, afin de rendre la demande réactive au prix de court terme par des programmes d'effacement de la demandes de très court terme (Wolak, 2000; Stoft, 2002)⁵. Mais rien ne garantit qu'une réduction de la volatilité des prix soit une solution suffisante pour permettre les investissements assurant la disponibilité de la fourniture en pointe et plus généralement l'investissement dans la durée.

difficulté sur un marché concurrentiel. En fait ce serait plutôt l'exemple d'entrées inefficaces puisque le secteur électrique était en surcapacité au moment de la libéralisation du marché. (Les investissements qui ont été effectués par ces filiales minoritaires des 12 distributeurs ont été rendus « bancaables » par les contrats respectifs de long terme passés entre eux à prix garantis et dont les surcoûts par rapport aux prix du pool pouvaient être passés dans les tarifs résidentiels sur le segment règlementé maintenu jusqu'en 1998).

⁵ On notera seulement qu'en pratique, jusqu'à présent les effets de ces programmes dans les Etats américains ou en Grande Bretagne ont eu un effet très limité.

2. La rectification des incitations à investir dans des industries électriques matures

La principale façon dont la question des déficiences d'incitations à l'investissement est traitée dans les industries électriques matures est d'adapter les règles de marché autour de l'offre et de la demande de puissance de pointe. L'enjeu de développement des capacités de base et semi-base lui est subordonné en considérant que résoudre la première question crée en même temps des incitations pour développer celle-ci. On discutera d'abord de l'efficacité des instruments de marché inspirés de ceux de l'économie publique pour développer l'offre de biens collectifs avant d'en venir aux propositions de prise en main de l'offre du bien « sécurité de fourniture » par les autorités publiques par une coordination de long terme.

La stabilité de la fourniture en temps réel, on l'a dit, s'analyse comme un bien collectif dont l'offre est assurée par le gestionnaire de réseau qui a l'autorité technique nécessaire pour commander en temps réel les réajustements des productions des acteurs décentralisés en temps réel⁶. Dans cette optique, il convient de compléter cette offre de sécurité en temps réel pour la garantir dans la durée. Ce second aspect de la disponibilité de court terme est dissociée de la première par les tenants du marché total. Il constitue l'« adéquation de capacité » et est considéré comme un bien décentralisable et gérable par le marché (Oren, 2001). De façon plus précise les hauts prix résultant d'une situation d'inadéquation doivent encourager de nouvelles capacités. Les capacités de réserve installées au-delà des stricts besoins de sécurité sont juste une couverture de risque contre des prix élevés. Dans cette logique les consommateurs devraient pouvoir décider combien ils veulent payer pour se protéger contre le risque de pénurie et de prix élevés et à quel niveau ils acceptent de voir leur fourniture interrompue. Les fournisseurs décideront de combien ils doivent investir en capacité de pointe. La gestion de leurs risques peut s'effectuer par la diversification de leur risque avec des contrats forward qui intégreront un terme de capacité relié à une obligation de fournir jusqu'à un niveau de prix précisé par l'acheteur et de l'autre des ventes sur le marché de gros avec des prix pouvant grimper jusqu'à la valeur marginal de la perte de fourniture (*value of loss of load*). Des capacités seront construites si la valeur de marché de la capacité excède le coût des nouvelles unités de pointe. On est ici en pleine fiction où, à côté des fournisseurs supposés être en permanence dans une logique de trading et d'arbitrage instantané entre toutes les opportunités, tous les consommateurs d'électricité le seraient aussi sous information parfaite, ce qui est bien sûr illusoire.

On tombe donc sur les difficultés mentionnées précédemment et on doit concevoir des solutions où l'« adéquation de capacité » soit aussi traitée comme un bien collectif. Toute décision décentralisée d'investissement a *de facto* un effet d'externalité positive en concourant à la préservation du bien collectif que constitue la disponibilité de fourniture en pointe au cours des années suivantes. On notera au passage que dans les industries matures le problème doit être élargi aux décisions décentralisées de fermeture des équipements, qui ont un horizon décisionnel et un délai de réponse beaucoup plus courts que la création d'un nouvel équipement. Elles peuvent avoir un effet très important. Elles devraient donc être intégrées dans une structure de

⁶ La nécessité de sécurité de fourniture se traduit en effet par l'autorité technique du gestionnaire de réseau sur les producteurs pour les ajustements horaires et par des spécifications techniques imposées aux producteurs et aux gestionnaires de réseaux en termes de variation maximale de fréquence, de voltage, de déphasage, ainsi qu'aux fournisseurs sur les réserves minimales de capacité

gouvernance de long terme avec pouvoir décisionnel transféré à l'autorité publique en échange du financement des frais d'entretien des équipements mis sous cocon, ce qui est nulle part envisagée sérieusement (Turvey, 2002).

La sécurité de fourniture de long terme devrait donc être assimilée à un bien collectif, même s'il n'existe pas d'aussi puissantes raisons techniques de l'institutionnaliser que pour la stabilité de la fourniture en temps réel avec le gestionnaire de réseau. En formulant autrement la problématique, on doit considérer que, compte tenu de la valeur élevée du bien collectif que constitue la disponibilité de fourniture et sa stabilité à long terme, le régulateur mandaté par l'ensemble des agents a la responsabilité de préserver ce bien collectif. Ceci conduit à prendre en compte les contraintes spécifiques de l'investissement dans les industries électriques pour modérer l'application des principes de la théorie de la concurrence dans deux directions : l'instauration d'une coordination de long terme, et l'acceptation par le régulateur de relations de quasi-intégration verticale vis-à-vis des contrats de long terme ou de relations d'intégration entre la production et la commercialisation (le *supply*).

Différents cadres d'incitations sont alors à considérer pour orienter l'offre à court et moyen terme qui dépend des décisions d'investissement (et de désinvestissement) des acteurs décentralisés. On s'inspirera ici de la catégorisation effectuée par Robert Wilson (1999) sur les modèles de règles d'accès au réseau (pertes et congestion) qui distingue instruments pigouviens et coasiens pour assurer l'attribution des droits de propriété sur le réseau vu comme bien collectif. On présentera d'abord deux types de solution pour assurer l'adéquation des capacités en pointe : la solution pigouvienne qui consiste en l'adjonction d'un terme de capacité régulé aux prix de gros, et la solution coasienne qui consiste à définir des droits de propriété sur ce bien et à créer des mécanismes d'échanges de ces droits. Devant les doutes qui peuvent subsister à propos de l'efficacité économique de ces instruments, une voie de coordination des décisions décentralisées est envisagée, qui couvre les capacités de pointe, mais qui pourrait couvrir aussi l'ensemble des équipements.

- 2.1. *La solution pigouvienne : l'adjonction d'un terme de capacité aux prix du marché*

La solution pigouvienne consiste en l'adjonction administrée d'un terme de capacité au prix du kWh défini sur le marché spot pendant les heures de pointe. Ce terme est censé refléter la valeur de l'utilité marginale de la disponibilité de fourniture en pointe, c'est-à-dire la valeur du coût marginal de la défaillance. Il a trois fonctions : d'abord inciter les producteurs à se déclarer disponibles en période de pointe, car, dans la logique recherchée, ils doivent être rémunérés pour se déclarer tels, même s'ils ne sont pas appelés par le marché ; en second lieu inciter à investir en capacité de pointe ou à maintenir en fonction des unités anciennes; et en troisième lieu, assurer une recette supplémentaire aux nouveaux équipements destinés à la production en base ou semi-base, tout en contribuant aussi à la pointe. Cette dernière préoccupation de rentabilisation de ces équipements de base existe bel et bien, même si on se réfère d'abord au besoin de disponibilité en pointe. Elle est plus marquée dans les pays en développement, en particulièrement ceux où le risque réglementaire est élevé et où les marchés sont soumis à de fortes incertitudes de prix liées à des contraintes technologiques particulières, notamment l'aléa de la production hydraulique existante (Newbery, 2000).

Mais cette solution présente des limites. Elle ne s'applique qu'aux marchés obligatoires de type pool (Espagne, GB avant 2001, PJM aux Etats Unis) : elle doit s'appliquer à l'ensemble des transactions physiques car elles contribuent toutes à la garantie de fourniture, ce qui n'est pas possible avec un marché facultatif. On suppose simuler ce qu'apporterait un marché fictif où interagiraient normalement offre et demande pendant la pointe ou la superpointe, si la disposition à payer des consommateurs pour la sécurité de fourniture pouvait se concrétiser par des surpaiements pour être approvisionnés ou par des effacements s'ils jugent les prix trop élevés.

Dans une optique pigouvienne, on peut s'en tenir à une démarche coût-efficacité où l'on ne connaît pas la courbe de bénéfice marginal. La valeur du terme de capacité se définit en fonction du coût de l'unité marginale de pointe (investissement et combustible) qui est répartie sur le nombre d'heures pendant lesquelles la puissance globale offerte par le système doit être garantie. Cette solution simple qui a été adoptée en Espagne évite la manipulation des règles.

Des solutions plus complexes où une valeur horaire valeur est calculé ex-post en fonction du coût moyen supposé de la défaillance par kWh et de la probabilité de défaillance évaluée chaque heure ex post après réalisation du marché avec un modèle du système électrique ont été mises en oeuvre. La probabilité est évaluée en fonction de la différence offre-demande horaires à l'aide de ce modèle. Cette seconde voie avait été suivie en Grande Bretagne pour l'ex-pool avant la réforme de 2001. Le régulateur avait défini une valeur fictive de la défaillance (VOLL) après enquête auprès des acheteurs.

Les critiques adressées à la solution du terme de capacité par les tenants de solutions de marché mettent en avant quatre aspects (IEA, 1998 et 2003, Oren, 2001). D'une part elle tend à assurer des revenus supplémentaires aux producteurs dominants sans pour autant rassurer les entrants et les investisseurs concurrents. D'autre part elle n'inciterait pas au développement des programmes d'effacement de la demande qui assurerait un meilleur fonctionnement du marché en pointe. D'autre part elle inciterait au surinvestissement en pointe et provoquerait des prix plus bas qui en retour encouragerait le besoin d'un terme de capacité. Enfin la seconde voie a été critiquée en raison de l'opportunité de manipulation des règles qu'elles offraient. La réforme du marché électrique en 2001 a supprimé cet élément du prix de marché. Quand les critiques proposent d'avoir un élément correcteur, ce qu'ils ne font pas toujours, ils proposent la solution coasienne

- 2.2. *La solution coasienne : les obligations de capacité échangeables*

On sait que le marché n'est pas en mesure de révéler aisément la disposition à payer des clients pour éviter les interruptions de fourniture et la volatilité des prix. On choisit donc de favoriser la garantie de la disponibilité de capacité de pointe, en responsabilisant les fournisseurs sur leur capacité disponible pour satisfaire en temps réel la demande de pointe (en pratique l'offre de super pointe, c'est-à-dire les quelques heures les plus chargées). On impose un engagement de capacité des fournisseurs, qui serait défini par rapport à leurs ventes en pointe augmentées d'un coefficient de réserve. (On envisage par exemple aux Etats-Unis un coefficient de réserve de 12% dans une « ICAP obligation » dans le cadre des propositions du Standard Market Design, le cadre général défini en 2002 par l'autorité fédérale de régulation, la FERC, pour réformer les marchés régionaux US qui ont été ou seront libéralisés).

Ceci revient à créer des droits de propriété sur le bien collectif « sécurité de fourniture » en se donnant la possibilité de se les échanger sur un « marché de capacité ». A ceci se superpose un marché pour s'échanger les droits afin de réallouer de façon efficace les obligations de réserve. De cette façon les agents peuvent trouver une nouvelle source de revenus s'ils ont pendant la pointe une capacité disponible supérieure à celle pour laquelle ils se sont engagés l'année précédente, notamment en raison des incertitudes de débouchés. Ce dispositif est supposé suffisant pour assurer un niveau optimal de capacité de réserve et éviter les coûts sociaux d'interruption de fourniture et de pics de prix. Niveau optimal car ces engagements sont complétés par le dispositif d'échanges de droits qui s'ajoute à l'architecture de marchés (Besser et al., 2002 ; Hunt, 2002). Un système de pénalités incite par ailleurs les fournisseurs à respecter leurs engagements et à rechercher des droits complémentaires en cas de déficit de « capacité » sur leurs engagements. La pénalité encourue constitue *de facto* le plafond de prix sur le marché de « capacité ». Ce système peut être complété par la menace de non-fourniture d'électricité de gros à ces fournisseurs par le gestionnaire de réseau en cas de non-respect des engagements de garantie de capacité en période de pointe. (Mais on notera que cette menace ne peut être mise en œuvre concrètement que vis-à-vis d'un vendeur qui conserve légalement un important marché captif, comme le sont les distributeurs en cas d'ouverture partielle du marché).

Ce système a été testé sur le marché PJM, New York et New England aux Etats-Unis. Il présente plusieurs difficultés de mise en oeuvre. En premier lieu comment en régime concurrentiel un vendeur peut avoir un périmètre de débouchés suffisamment stable pour prendre les engagements nécessaires vis-à-vis du régulateur dès lors que ses clients peuvent basculer vers d'autres vendeurs ? Chaque vendeur prend en effet un risque en s'engageant sur un montant de puissance garantie⁷. Le marché de capacité serait susceptible de pallier à une partie de cette difficulté. En second lieu la durée de l'engagement doit être pertinente par rapport à la durée des actifs de production à développer pour garantir le respect de ces droits ; or dans la réalité on ne peut imposer des engagements de longue durée aux fournisseurs, ce qui réduit l'incitation à investir pour la pointe. En troisième lieu, en cas d'intégration des marchés régionaux, le marché local des capacités peut être délaissé par les producteurs-fournisseurs si ils peuvent vendre leurs droits sur les marchés de capacité voisins quand ceux-ci seraient plus rémunérateurs.

En résumé ces deux solutions constituent des voies difficiles à mettre en œuvre. La première n'est valable que pour des marchés obligatoires (qui sont peu nombreux en Europe). La seconde entraîne une complexification du dispositif. Une troisième solution de type *command and control* revient à considérer que c'est à l'autorité publique d'assurer directement l'offre de ce bien collectif par une coordination de long terme institutionnalisée.

2.3. La gouvernance par coordination publique

⁷Dans les expériences tentées aux Etats Unis (notamment sur le marché du PJM et de l'Etat de New York), ce sont « les responsables d'équilibre » qui s'engagent volontairement à trouver les capacités nécessaires en pointe qui sont définies de façon précise avec l'opérateur de système. Le statut de fournisseur en dernier ressort (« default supplier »), et celui de « responsable d'équilibre », est supposé conduire par l'addition de capacités garanties par les divers responsables d'équilibre à un engagement global suffisant.

On remarquera d'abord que les dispositifs envisageables peuvent être centrés soit sur la puissance de pointe, soit conjointement sur la pointe et l'énergie annuelle. L'investissement de production électrique en base et semi-base ne concourt pas uniquement à la production et à l'échange d'énergie entre un producteur et ses futurs clients, mais aussi à la fiabilité de l'offre générale de capacité de pointe dans la durée, c'est-à-dire à l'assurance de fourniture en pointe à long terme qui constitue en soi un bien collectif. Cette assurance est fournie par les investissements des différents producteurs décentralisés aussi bien en équipements dédiés à l'offre de pointe que ceux de production de base.

En faisant un premier détour par la démarche de la nouvelle économie institutionnelle de Joskow et Schmalensee, on évoquera les conclusions de leurs travaux pionniers sur les modèles de réformes électriques (1983). En se référant au mode de sélection des « arrangements institutionnels » encadrant les transactions entre agents dans cette théorie⁸, ces auteurs ont développé des vues théoriques lucides sur la faiblesse des incitations à investir sur des marchés électriques volatiles dans des industries dé-intégrées et les réponses à y apporter. Dans leur comparaison de plusieurs modèles hypothétiques, ils concluent que l'adoption du modèle concurrentiel dé-intégré avec agents décentralisés, séparation complète du réseau et marché spot organisé, présente le plus de difficultés pour les décisions d'investissement⁹ (p.173-190). Aussi ils proposent deux aménagements : l'introduction de structures de coordination de développement des capacités de production et de réseau, et la tolérance des autorités de contrôle de la concurrence vis-à-vis des arrangements de long terme entre producteurs et acheteurs.

Face à la nécessité de garantir l'offre de puissance de pointe et d'énergie sur l'année à long terme, ils avancent le principe d'un dispositif administré pour garantir que des investissements suffisants soient effectués pour assurer la disponibilité à moyen et long terme. Cette structure de gouvernance a deux fonctions : elle doit assurer la coordination régulière des anticipations et des plans des agents en concurrence à des fins informationnelles ; elle doit pouvoir décider de l'organisation du développement de capacités en cas de déficit anticipé en tant que responsable de l'offre de sécurité de long terme. Ce dispositif attribue donc au régulateur de l'électricité ou au ministère compétent une double fonction :

- celle de programmation indicative du développement des capacités de production et de réseaux,
- et celle de décision d'organisation d'enchères pour l'attribution de contrats de vente de long terme à prix garantis.

Dans les réformes où des entreprises conservent légalement un segment captif ces contrats sont passés avec eux, le surcoût éventuel des contrats pouvant être répercuté sur les tarifs des clients captifs. Mais là où la réforme concerne les distributeurs, l'électricité des contrats doit être répartie entre les fournisseurs principaux qui seront soumis à une obligation d'achat en proportion de

⁸ La sélection opère par la minimisation conjointe des coûts de transaction et de production. Dans les industries électriques les premiers sont déterminés par la complexité, l'incertitude, la spécificité géographique et temporelle des actifs et les problèmes de mesure des transactions.

⁹ A côté de ces défauts ils soulignent que les gains des réformes à attendre en compensation se situent dans le long terme sur les incitations à investir dans des techniques moins chères que les techniques en place en mobilisant des innovations techniques.

leurs débouchés¹⁰. Ce mode de répartition de l'obligation d'achat entre fournisseurs en concurrence leur fait supporter une charge unitaire identique par kWh vendu. Les années où on se trouvera dans une configuration de surcapacité, le surpris annuel moyen de ces contrats par rapport au prix spot constituera le coût implicite de la politique de maintien de garantie de puissance et de stabilité de fourniture de long terme. Ce surpris devrait être en partie compensé par l'économie réalisée en situation inverse de tension sur les capacités de pointe et sur les réserves, le prix contractuel présentant dans cette situation un avantage par rapport au prix spot. Pour financer les éventuels surpris on peut aussi imaginer la présence d'un fonds de compensation pour les années de bas prix spot afin de faciliter l'acceptation de ce dispositif par les *suppliers*.

Pour assurer la coordination de long terme du développement des capacités de réseau on peut également instaurer une structure de gouvernance voisine¹¹. Les décisions d'investissement en réseau ne peuvent pas reposer sur la main invisible du marché du fait de l'incomplétude intrinsèque des droits de propriété dans cette activité (avec les flux en boucle et les externalités), la forme des fonctions de coûts (part très élevée de coûts fixes, économies d'échelle) et les imperfections de la concurrence en production qui peuvent conduire aussi bien à un sous-investissement que des surinvestissements dans d'autres parties du réseau (Joskow, 2002). L'abondante littérature sur les méthodes de tarification optimale du transport se focalise sur les coûts variables (allocation des pertes et des coûts de congestion) sans que les signaux de marché établis par les différents modes possibles de tarification du transport apparaissent efficaces pour inciter au renforcement des lignes et à leur localisation optimale. Une programmation organisée entre gestionnaires de réseau, régulateurs et entreprises électriques s'avère donc être aussi une solution inévitable.

De façon concrète, on observe bien une évolution des réformes européennes sur cette question du développement des capacités de production, en particulier depuis la crise du marché californien. A l'occasion des discussions sur la seconde Directive européenne d'approfondissement des réformes des marchés électriques votée en juin 2003, un article a été ajouté autorisant les Etats à organiser des dispositifs en ce sens au nom de la sécurité de fournitures de long terme. La législation française votée en février 2000 incorporait déjà de telles dispositions institutionnelles¹².

▪ *Les limites de la coordination publique*

¹⁰ Ce dispositif a déjà été rôdé dans certains pays pour le développement des capacités de production à base d'énergies renouvelables ou de cogénération (Etats-Unis, Grande Bretagne, Irlande, etc.) et en France où il est potentiellement applicable à des projets nucléaires.

¹¹ Le problème d'incitation à l'investissement sur les réseaux de transport et de distribution est tout autant crucial que celui en production. Les réseaux doivent permettre l'accès sans contrainte physique aux producteurs et aux acheteurs pour permettre le fonctionnement efficace d'un marché (Joskow, 1996). L'idéal pour ce faire serait qu'ils soient en surcapacité sans congestion interne et aux interconnexions pour faire face à l'imprévisibilité relative de l'évolution des flux d'échanges marchands par rapport à la période où les réseaux étaient développés de façon strictement anticipée et coordonnée.

¹² La législation française de 2000 confère à l'autorité ministérielle la mission de procéder à une prévision régulière de la croissance de la demande et de coordonner les anticipations de besoin de nouvelles capacités dans le cadre d'une programmation officielle (programmation pluriannuelle des investissements ou PPI). A cette mission se combine la possibilité juridique de décider du lancement d'appels d'offre pour l'obtention de contrats de long terme à prix. Seule restriction, le type d'équipement doit être imposé et justifiable par des impératifs nationaux.

Ce dispositif est critiqué par les économistes partisans du seul marché pour trois raisons. D'abord il limite le champ du marché en contrevenant aux principes concurrentiels et en forçant l'entrée de producteurs à des prix garantis par rapport aux transactions concurrentes fondés sur des contrats bilatéraux passés entre producteurs et distributeurs ou gros acheteurs à des prix indexés sur le spot. Ensuite il n'y a jamais de garanties complètes que la programmation soit bien ajustée et que les investissements ou les entrées suscitées par ce dispositif soient adaptés et efficaces. En conséquence il fausse les signaux du marché de gros. Les investisseurs en équipement de pointe et de base qui ne relèvent pas de ce dispositif seront dissuadés d'investir en raison des risques de débouchés et de prix qu'ils ont à assumer, en préférant se réserver pour les réponses à l'appel d'offre. Enfin du fait que les marchés électriques nationaux communiquent entre eux, il est difficile de justifier cette approche qui repose sur un postulat d'autarcie, puisque la programmation s'opère sous hypothèse de territoire national fermé.

On peut répondre sur certains de ces points. D'abord un tel dispositif permettrait de limiter les opportunités d'exercice de pouvoir de marché des opérateurs lors des pics de prix et des crises récurrentes qui résulteraient des tensions croissantes sur les capacités, ce qui joue dans le sens de l'efficacité du marché. Ensuite, étant donné la réduction des risques de débouchés et de prix que permet ce dispositif pour les investisseurs, les prix qui seront proposés dans les réponses aux appels d'offre, seront plus bas que les prix recherchés par les producteurs qui investissent sur un marché volatile, ce qui sera favorable aux consommateurs. Malgré les perspectives d'intégration des marchés nationaux, la recherche d'une garantie de disponibilité en pointe vue comme un bien public fondamental justifie politiquement une telle approche, dès lors qu'on présume une rareté sur les capacités d'interconnexion en pointe entre les systèmes.

▪ *Avantages et limites d'une coordination pour les réserves de pointe*

Dans les critiques émises par les économistes libéraux contre ce dispositif, certains éléments constituent des problèmes effectifs pour les investissements en base et en semi-base.

- La mise en œuvre d'un tel dispositif pourrait en effet n'être justifiable politiquement que par les besoins de capacité de pointe, en raison du caractère sensible des pics de prix et du risque associé de pénurie en terme d'acceptabilité des réformes. En dehors de cette justification, l'organisation des enchères pour des équipements de base et de semi-base est trop antinomique des principes concurrentiels qui restent le fondement des réformes, à moins qu'elle ait une autre justification. (Ce serait par exemple la promotion des énergies renouvelables en relation avec la réduction du risque d'effet de serre, ou bien dans certains pays comme la France, la promotion d'une technologie particulière comme le nucléaire en vue de la limitation de la dépendance énergétique à long terme par l'équilibre entre filières de production électrique).
- Réduit aux seules capacités de pointe, le *competitive bidding* pourrait avoir un contre-effet sur les investissements de semi-base et de base, en désamorçant la fonction du marché de gros en pointe en limitant les revenus unitaires à retirer (Bouttes et Trochet, 2002). En effet le planificateur-régulateur ne peut être omniscient. La programmation des investissements de pointe reste aléatoire. Soit les équipements de pointe arriveront trop tard si la procédure n'est enclenchée qu'après une crise. Soit ils arriveront trop tôt et en trop grande quantité ; dans ce

cas le marché pendant la pointe et l'extrême pointe sera déprimé ; de ce fait pour les projets d'investissement en équipement de base, ceci supprimera les perspectives de recettes élevées de ces périodes qui sont indispensables à la rentabilisation de ces équipements. Il s'en suivra un déficit d'investissements en base qui pourrait provoquer des pics de prix durables et d'éventuelles pénuries, sauf élargissement de la procédure aux équipements de base, avec les problèmes soulevés précédemment.

Le dispositif du *competitive bidding* est donc difficile à justifier dans sa totalité si l'on veut maintenir la cohérence du modèle concurrentiel, sa mise en œuvre se heurtant à plusieurs défauts¹³.

2.4. Le besoin d'arrangements contractuels de long terme et d'intégration verticale

L'approche par les coûts de transaction conduit à mettre en évidence que l'incertitude, la fréquence et la complexité des transactions à organiser pour assurer les débouchés et la rentabilité de la production d'un nouvel équipement électrique justifie l'existence de contrats de long terme et le maintien de forme d'intégration verticale. Les préceptes libéraux des doctrines antitrust classiques recommandent une dé-intégration verticale et horizontale radicale en production et fourniture d'électricité et interdisent le passage de contrats de long terme, à la suite des travaux théoriques sur les contrats en tant que barrières à l'entrée (voir notamment Aghion et Bolton, 1986). Dans la critique néo-institutionnelle inverse, face aux incertitudes de débouchés et de prix de court terme sur le marché de gros, Joskow et Schmalensee soulignaient dès 1983 que les opérateurs chercheront spontanément des arrangements institutionnels leur permettant d'investir sans risquer l'opportunisme actif ou passif des acheteurs¹⁴. Depuis la mise en œuvre des réformes, les évolutions leur donnent raison.

En effet, dans les industries électriques avec marché décentralisé, les contrats bilatéraux courts d'une durée maximale de deux à trois ans qui deviennent la règle au côté des bourses électriques facultatives, sont trop courts. De plus ils ne prémunissent en rien contre le risque-prix car les prix sont indexés sur le prix de la bourse électrique dès que celle-ci est implantée dans un pays, alors que les mouvements de prix spot sont très peu lisibles sur la quasi-totalité des bourses en place pour les raisons évoquées. Des garanties doivent donc être fournies pour les entrées par des investissements en production par des contrats longs limitant le risque de débouchés à l'aide des clauses *take or pay* et le risque-prix à l'aide de clauses de prix garantis indépendantes du spot. La structure du prix doit inclure un terme fixe pour assurer le recouvrement des coûts de capital. Pour compléter le dispositif institutionnel, il faut ajouter une condition pour assurer sa stabilité dans la durée qui est le maintien de protection des acheteurs engagés dans ces contrats, en particulier par le maintien d'un segment captif qui les autorise à transmettre le surcoût éventuel du contrat d'achat par rapport à des achats libres sur les tarifs réglementés.

¹³ On signalera que certains proposent comme quatrième solution aux problème d'incitations à investir en équipement de pointe un soutien public par bonification des taux d'emprunt pour le financement de ces équipements (Orrell, 1998).

¹⁴ Ils se référaient à l'expérience des contrat de production indépendante entre entrants et *utilities* en monopole de fourniture qui à l'époque étaient en train de se développer aux États Unis

Le cas des investissements réalisés en production entre 1990 et 2000 au Royaume-Uni montre que c'est par le recours à de tels arrangements longs que le développement des capacités s'est opéré. En dépit du principe de non-intégration de la production et de la distribution/vente qu'il prônait, le régulateur a autorisé ces arrangements en étant soucieux de voir les entrées se développer en production après la dispersion initiale insuffisante du parc entre trois producteurs. Aussi le régulateur a autorisé la signature de contrats *forward* bilatéraux de 15 ans (dont les prix sont donc indépendants du spot) entre les distributeurs et des entrants en production qui étaient eux-mêmes filiales minoritaires des premiers. Environ 12 GW d'unités de cycle combiné à gaz ont ainsi été construits dans ce cadre en dépit de la surcapacité initiale (Newbery, 2001). Les surcoûts d'achat de l'électricité de ces unités étaient ensuite répercutés dans les tarifs payés par les clients du segment captif et règlementé. A contrario les derniers entrants par des investissements réalisés sans contrat en aval - les *merchant plants* évoqués précédemment - ont fait faillite après retournement du marché consécutif au changement de règles de marché qui ont répercuté les effets de surcapacité sur le prix de gros, ce que ne faisait pas les règles du pool antérieur.

Cette justification néo-institutionnaliste de la contractualisation de long terme se retrouve dans des analyses plus conventionnelles qui concluent à la nécessité de contourner les principes qui considèrent les contrats de long terme comme obstacle au développement de la concurrence. Newbery (1998, 2000) défend ainsi l'intérêt des contrats à terme pour les entrées en production avec des équipements neufs. L'important dans sa proposition est la déconnexion entre le prix contractuel et le prix du marché spot pour garantir la recouvrement du coût du capital¹⁵. Mais, comme l'analyse néo-institutionnaliste amène à le faire en partant du risque d'opportunisme, ce dispositif contractuel n'est stable que si l'acheteur est dissuadé d'arbitrer entre les quantités à enlever dans le cadre de son contrat et celles qu'il achèterait sur le spot en cas de différences de prix importantes entre le prix contractuel et le prix spot, et vice versa en cas de situation inverse producteur vers l'acheteur. Il y a donc une réelle difficulté dans cette proposition du fait des écarts prévisibles de ce prix avec celui du marché spot et des contrats bilatéraux de court terme qui est susceptible de susciter des comportements opportunistes du côté de l'acheteur lorsque les prix de marché spot sont durablement orientés à la baisse et vice versa. Pour la contourner, il faut que les acheteurs puissent répercuter intégralement leurs coûts d'achat d'électricité de gros sur leur prix de vente, ce qui n'est envisageable qu'avec des distributeurs qui conservent légalement ou de fait un segment captif important.

- *Une incitation à l'intégration production-fourniture*

¹⁵ Dans cette même logique, on notera que les pays confrontés à l'effondrement de leurs marchés électriques comme la Californie et le Brésil en sont venus à adopter en 2001 de façon temporaire des cadres d'incitations à l'investissement répondant à un principe d'achats garantis à un prix stabilisé. Dans les deux cas une agence publique spécialement créée a négocié un certain nombre de contrats de long terme avec les candidats à l'investissement. L'électricité de ces contrats est ensuite achetée de façon prioritaire par les grands commercialisateurs/distributeurs à clientèle captive.

Les contrats californiens négociés en période de crise à des prix de 90 \$/MWh beaucoup plus bas alors que les prix de crise de 200 ou 300 \$/MWh, n'en sont pas moins très élevés par rapport au prix de gros en situation normale de 20 à 30 \$/MWh. Une longue procédure de renégociation est en cours depuis 2002-2003.

Cette réalité des marchés électriques conduit à considérer que le choix d'intégration verticale production-fourniture que l'on observe dans la plupart des pays européens s'inscrit dans la logique classique d'efficience économique et transactionnelle que les théories économiques mettent à jour. On est au-delà de l'explication de l'intégration verticale par le déterminisme technologique, puisque précisément, là où dans la filière électrique il jouerait avec la nécessité de coordination technique de court terme entre production et transport par le dispatching, les considérations de non-discrimination concurrentielle conduisent à dé-intégrer radicalement par la séparation du réseau des activités de service.

C'est à un autre niveau que joue l'argument. Dans une industrie capitaliste de commodités à forte volatilité de prix, les théories de l'intégration verticale développées par E.Penrose (195 et P.Frankel (1953) à partir de l'exemple de l'industrie pétrolière mettent en avant l'avantage classique pour la firme intégrée d'internaliser tous les coûts et bénéfices sur les niveaux d'activité dont la séparation complique les négociations entre firmes spécialisées en raison des mouvements divergents des coûts et bénéfices entre niveaux pour définir des contrats équilibrés. L'intégration permet à la firme de tirer avantage de sa capacité à arbitrer en diversifiant sa base de revenus le long de la filière électrique. Le fournisseur en aval stabilise et sécurise les conditions de ses achats de gros, tout en bénéficiant d'une base stable de clientèle par la fidélisation et l'effet de marque; de même la stabilisation des recettes de vente d'électricité de gros du producteur facilite sa programmation de long terme.

Aussi, dans les pays où la doctrine du droit de la concurrence est moins influencée par la théorie standard du marché, les réformateurs et les régulateurs ont plus ou moins consciemment cherché à réduire le problème de l'investissement futur en n'imposant pas le démembrement en production et en fourniture et en tolérant la concentration horizontale. L'intégration verticale entre la production et la vente n'a pas été touchée en Allemagne, Belgique, Espagne, France et Suède (voir tableau). En France il s'agissait clairement de défendre la possibilité de réinvestir dans de nouvelles unités très capitaliste de type nucléaire en préservant une forte intégration verticale et horizontale. Le récent mouvement de concentration horizontale et verticale observable dans certains pays (Espagne, Suède, Finlande et surtout depuis 2000 en Allemagne) relève aussi de cette réponse classique du marché à une situation à risque.

Tableau 1 . Intégration verticale et horizontale des industries électriques européenne (2002)

	Concentration en Production (Part des premiers)	Concentration en distribution-vente (Les trois premiers)	Intégration Production-vente	Propriété dominante	Production privée
Angleterre-Galles	< 50% (C ₂)	37%	(Contrainte entre 1990-99) >80%	Privée (P-T-D)	> 90% (P)
Norvège	< 50% (C ₂)	40%	>50%	Publique (P-T), municipal (D)	< 10% (P)
Suède	70% (C ₂)	52%	>60%	Publique (P-T), municipale (D)	< 10% (P)
Espagne	75% (C ₂)	94%	>85%	Privée (P-T-D)	> 90% (P)
Allemagne	70% (C ₂)	62%	>70%	Privée or mixte (P-T), municipale (D)	> 50% (P)
Pays Bas	< 50% (C ₂)	80%	20%	Privée (P), municipale (D)	> 75% (P)
Belgique	> 95% (C ₁)	85% (C ₁)	85%	Privée (P-T), municipale ou mixte (D)	> 90% (P)
Italie	75% (C ₁)	93%	(Contrainte) vers 70%	Mixte (P-T), publique ou privé (D)	> 33% (P)
France	90% (C ₁)	96% (C ₁)	90% (dont 66% sur segment des éligibles)	Publique (P-T-D)	< 10% (P)

Sources : Commission Européenne (2002). *Second Benchmarking report* ;
Auteur à propos de l'intégration production-vente

Indicateurs : C₁ : part de marché du premier, C₂ : part de marché des deux premiers

Abréviations : P : production, T : transport ; D : distribution

La Grande Bretagne, la Norvège et l'Italie ont été les seuls pays à prendre des mesures significatives de dé-intégration horizontale. Mais l'évolution britannique récente montre aussi que, pour se prémunir contre le risque de volatilité des prix après le remplacement en 2001 du pool centralisé par un marché décentralisé dont les prix sont beaucoup plus incertains, le régulateur a laissé s'opérer un double mouvement d'intégration verticale depuis les producteurs vers la vente et depuis les fournisseurs vers la production, tandis que les producteurs indépendants sans base de vente étaient éliminés, par les faillites des *merchant plants*. On estime ainsi à environ 75% les transactions relevant du *self-dealing* sur le marché électrique britannique. Dans le futur l'adoption de cette forme d'intégration verticale production-vente facilitera les possibilités d'investir en production, grâce à la base de ventes que les entreprises électriques possèdent dans l'aval et la maîtrise relative des risques qu'elle assure.

3. Quelles approches particulières pour les pays en développement ?

Dans les pays en développement, les réformes électriques imposées par les instances financières internationales ont comme premier objectif le contournement du problème du financement des investissements dans le contexte de la crise persistante de la dette. Le principal objectif est d'attirer le capital privé par la clarification de la réglementation pour financer les nouveaux investissements, l'amélioration des performances du secteur étant un objectif connexe évident. Cette clarification est supposée être obtenue par l'introduction du Modèle concurrentiel décentralisé. Mais le paradoxe de ces réformes est que les contraintes d'investissement de long terme sont trop souvent ignorées par les réformateurs et leurs consultants pour ces systèmes électriques en croissance rapide et irrégulière. Là plus que dans les pays du Nord, les signaux du marché du modèle concurrentiel sont insuffisants.

La question de la disponibilité en pointe ou extrême pointe qui, comme on vient de le voir, est le point d'entrée principal choisi pour résoudre le problème des incitations à l'investissement dans les pays du Nord, s'efface complètement devant l'enjeu plus général des investissements en production d'énergie. On démontrera que le développement d'arrangements contractuels longs sous l'égide des autorités publiques qui, pour ce faire, conserveraient une fonction forte de planification doit être inclus dans le *design* des réformes

3.1. L'inadaptation du modèle concurrentiel à l'investissement

Une différence majeure de la grande majorité de pays du Sud avec les pays du Nord est la faiblesse du cadre institutionnel dans lequel peut se déployer des investissements privés dans un contexte de concurrence. Il est important que le cadre législatif et réglementaire soit clair et assure une protection contre les interventions discrétionnaires des autorités publiques ou du régulateur, que soient reconnues des procédures crédibles d'arbitrage et qu'un droit de la concurrence puisse encadrer le jeu des acteurs du marché. De façon concrète, au niveau sectoriel, les investisseurs privés ont besoin d'une prévisibilité de la réglementation et de l'organisation du secteur. Comme le montrent également les travaux institutionnalistes sur la stabilité des droits de propriété (Shleifer et Vishny, 1998 ; Hoff et Stiglitz, 2002), le régime politique et les possibilités d'alternance politique autorisée par un cadre démocratique fragilisent dans certains pays les privatisations et les contrats de long terme effectués sur fonds de corruption.

malgré la très grande variété des niveaux de développement, des tailles de marché, de rythme de croissance, de maturité des infrastructures de réseaux et de ressources disponibles pour la production électrique, les pays en développement ont fait l'objet du même type de recommandations. Selon le schéma intellectuel dominant (pour une synthèse, voir Bacon et Besant-Jones, 2001)¹⁶, il s'agit par la réforme de construire une crédibilité institutionnelle pour attirer les opérateurs privés, en dé-intégrant le secteur avec la séparation de la distribution, en privatisant les entreprises en production par la cession d'actifs, en introduisant des règles d'accès au réseau et en construisant un marché de gros unifié pour compléter les transactions directes producteurs-distributeurs. La privatisation et la concurrence ont pour objectif de créer des incitations à l'efficacité de gestion des entreprises, notamment par l'ajustement des tarifs trop éloignés des coûts, par la réduction des pertes non techniques et des non-paiements en distribution et par les barrières mises à l'intervention discrétionnaire de l'autorité publique.

¹⁶ Cet article synthétise la position de l'Industry and Energy Department de la Banque Mondiale, exprimée en particulier dans les bulletins *Private Sector* et *ViewPoint*.

En bref il s'agit d'aboutir à un modèle proche du schéma britannique ou des schémas retenus dans certains Etats américains pour attirer les investisseurs. Ainsi en Amérique latine, de petits pays (Colombie, Bolivie, Equateur, ceux d'Amérique Centrale) ont adopté ce modèle sans trop de discernement à la suite de l'Argentine et du Chili (Millan, Lora et Micco, 2001 ; Fischer et Serra, 2000 ; Weinman, 2002). Le Brésil y est venu un peu plus tard en raison des difficultés à concevoir un marché avec une très forte domination de l'hydraulique et des interdépendances d'exploitation des unités d'un même bassin avant de rencontrer immédiatement en 2001 les limites de ce schéma après des années d'investissements trop limités en production dès le premier épisode de sécheresse hydraulique.

Derrière ce schéma il y a toujours sous-jacente l'idée que les prix horaires définis par la confrontation des offres et des demandes sur un marché organisé sont bien les seuls à indiquer de façon optimale les raretés de capacité pour la demande de puissance de pointe comme pour la demande d'énergie. Toutefois, devant la difficultés posées par la réalité institutionnelle de ces pays, on admet aussi que la réforme puisse s'effectuer par étape pour permettre l'adaptation progressive de l'environnement institutionnel du secteur et une amélioration des performances tout en répondant à l'objectif de développement de nouvelles capacités (Bacon, 1995 ; Bacon et Besant-Jones, 2001 ; Millan et al, 2001). On passe d'abord par l'étape dite de l'Acheteur Unique où l'ancien monopole public intégré conserve son monopole de vente en gros vers les distributeurs qui sont eux-mêmes en monopole de vente. Le dispositif comprend donc trois volets : appels d'offres décidés par les autorités publiques, contrats de long terme entre producteurs indépendants et entreprise principale, monopole de fourniture de celle-ci aux distributeurs. Les pays d'Asie du Sud-Est et du Sud (Malaisie, Thaïlande, Indonésie, Philippines, Inde) qui, contrairement aux pays d'Amérique Latine, ont manifesté une grande réticence à adopter le schéma concurrentiel, en sont restés au schéma de l'« acheteur unique » et de la réforme de l'entreprise publique et de la distribution.

Ceci dit, aux yeux des organismes financiers internationaux et de leurs conseillers, cette étape n'est que provisoire avant le passage à l'étape du modèle décentralisé, concurrentiel et privatisé qui serait seul à même de produire les bons signaux de marché pour les investissements des opérateurs privés. Mais ce passage à l'étape concurrentielle est-il vraiment propice à cette progression vers le développement des investissements car, si la crédibilité institutionnelle en est améliorée, ce passage ne réduit pas le risque économique de l'investissement ?

3.1.1. Investissements et marché concurrentiels

On a vu précédemment les difficultés posées à la réalisation des investissements de production dans les cadres d'organisation des industries matures. La plupart des pays européens ont pu se permettre d'ignorer cet enjeu en arrivant au moment de la réforme électrique en situation de surcapacité. A présent dans ces mêmes industries, il s'agit de concevoir des dispositifs qui ne remettent pas fondamentalement en question la régulation concurrentielle du secteur. On vient de voir que les dispositifs centrés sur la seule disponibilité de court terme n'était pas forcément à la hauteur du défi et qu'il était difficile de repérer des dispositifs institutionnels optimaux et une organisation industrielle garantissant ces développements sans s'éloigner trop des principes concurrentiels.

Mais, dans les systèmes électriques des pays du Sud en croissance rapide et irrégulière et aux besoins importants d'investissements, alors que la volatilité des prix sur les marchés de gros introduit une incertitude fondamentale pour les investisseurs, peut-on s'en remettre à ce type de solution ? Cette interrogation est renforcée par la dominante hydraulique de beaucoup de systèmes électriques de pays du Sud, en particulier en Amérique latine, d'autant plus qu'ils détiennent encore un potentiel de ressources hydrauliques à développer.

On doit d'abord constater que les preuves empiriques qui pourraient étayer l'argument que le modèle concurrentiel dé-intégré est propice à l'investissement en production dans les pays du Sud sont limitées. Les quelques industries électriques libéralisées selon ce modèle dans ces pays se situent en Amérique Latine.

- Au Chili les investissements effectués l'ont été dans un cadre d'intégration verticale production-vente dans un modèle d'organisation industrielle peu ouvert à la concurrence sur le marché final, les distributeurs conservant un segment captif important qui leur permet de supporter un risque élevé.
- En Argentine le problème d'investissement ne s'est jamais posé de façon pressante dans la mesure où la libéralisation de 1992 est arrivée au moment où était mise en service de grands équipements hydroélectriques qui ont ajouté brusquement une importante capacité aux systèmes électriques argentins (les 18 TWh de productible de Yacyreta correspondaient lors de sa mise en service à 30 % de la production totale) ; les équipements installés depuis la réforme (3500 MW entre 1992 et 1999) sont en majorité des turbines à gaz qui sont développés dans le cadre de contrats longs avec les distributeurs qui conservent un segment captif important et qui, pour la plupart des projets, bénéficient de contrats d'achat de gaz qui reportent tout le risque-prix du marché électrique sur le prix d'achat du gaz (Hasson, 1998)¹⁷.
- En Colombie qui a adopté le modèle du pool centralisé, les développements de capacité semblent se faire sur la base des *power purchase agreements* passés avant la réforme et transférés sur les distributeurs.
- Enfin au Brésil, entre la préparation du cadre libéralisé à partir de 1995 et la crise de 2001, les investissements avaient été fortement dissuadés par les incertitudes du futur cadre de règles de marché et avaient subi l'effet d'éviction de l'engagement des ressources des opérateurs privés dans l'achat de compagnies de distribution considéré comme plus profitable que des investissements en production (Pinto, 2001; Araujo, 2002).

3.1.2. La nécessité d'imperfections de marché pour inciter à l'investissement ?

Certains proposent de jouer sur les imperfections du modèle concurrentiel pour répondre aux besoins d'investissement de long terme. Bons représentants de cette approche, les experts de l'Inter-American Bank précédemment cités (Millan, Lora et Micco, 2001) vont loin dans les

¹⁷ Pour être complet, ajoutons que les distributeurs argentins subissent une limitation réglementaire à l'intégration verticale en production de 30%. Mais par le jeu des prises de contrôle financière entre différents niveaux de la filière électrique, d'autres liens d'intégration verticale se sont créés. Enfin on ajoutera que le marché de gros argentin n'est pas à base d'enchères sur des prix déclarés heure par heure, mais à base de déclaration annuelle de coûts variables et de simple déclaration de disponibilité, ce qui limite la volatilité des prix de gros. On notera que depuis 1996 aucun nouveau projet n'a été engagé devant les incertitudes macroéconomiques importantes du pays.

contorsions avec les principes standards au nom de l'impératif du développement des capacités. Ils mettent en avant trois solutions.

- Ils considèrent d'abord que, dans les systèmes réformés sur la base d'un modèle déintégré de type britannique, l'exercice de pouvoir de marché par le petit nombre de producteurs n'est finalement pas condamnable parce qu'en se traduisant par des prix élevés il permet d'attirer des entrées et donc de susciter le développement de nouvelles capacités (op.cit., p.33). L'exercice de pouvoir de marché en période de tension sur les capacités sont donc les bienvenus, car les entrées qui en résultent vont permettre l'atténuation de la pénurie et la diminution du problème de concentration. On objectera que l'efficacité de cette voie qui repose sur les imperfections du marché ne pourra pas être démontrée pour deux raisons : la méfiance des investisseurs face à la volatilité des marchés, et le problème inéluctable d'acceptabilité sociale des périodes de pics de prix comme mode d'incitation à l'investissement.
- Ils considèrent ensuite - et cela rejoint le constat fait précédemment de la nécessité d'accepter des arrangements qui vont à l'encontre du modèle standard de la concurrence - que sur un marché marqué par une incertitude élevée sur les prix, les investisseurs doivent entrer dans des formes de contrats de long terme qui déplace le risque vers d'autres participants du marché, les distributeurs ou de gros architectes industriels. C'est cette solution que D. Newbery (2001) met en avant sous l'argument que le risque d'interruption de fourniture et la volatilité élevée des prix de marché créent une incitation sur certaines catégories d'acheteurs voulant une fourniture stable et à prix garantis de passer des contrats longs aux prix déconnectés du prix du marché spot, ou de construire eux-mêmes leur équipement de production électrique. On peut voir effectivement quelques gros acheteurs d'électricité dans les industries électro-intensives procéder de cette sorte dans certains pays, ou développer leur propre capacité en revendant leur éventuel surplus au réseau. Cette voie -- qui, au passage, constitue un retour à une des voies historiques de développement de certaines industries électriques (Scandinavie, pays alpins, provinces canadiennes) fin XIX^e et début du XX^e siècles -- ne peut être qu'une voie secondaire. Du côté des acheteurs en effet, peu d'autres acteurs ont intérêt à s'engager dans cette solution d'intégration verticale.
- Ils considèrent enfin que, si l'on ne parvient pas à un cadre institutionnel stable propice à l'investissement en limitant le risque réglementaire et politique, on pourrait à la rigueur se contenter de cette faiblesse institutionnelle : pour eux, en effet, les possibilités de capture des autorités publiques (administration, régulateur) par les intérêts industriels pourront constituer un environnement propice à l'investissement.

Face à ces contorsions théoriques il paraît plus logique d'inverser la démarche. Il apparaît beaucoup plus logique de concevoir des dispositifs organisés autour de la nécessité d'encadrer les investissements par la coordination de long terme et la réduction des risques d'investissement par les contrats de long terme. Il faut le définir dans une organisation industrielle plus déconcentrée que les monopoles publics intégrés précédents afin de maintenir à distance les autorités publiques et d'introduire des incitations à l'efficience. La fonction des échanges concurrentiels doit être limitée à celle de simples ajustements de court terme sans que les prix spot puissent devenir les prix directeurs des contrats.

Face aux échecs prévisibles du modèle concurrentiel sur cet enjeu de développement des capacités, on reviendra probablement à des principes proches de l'acheteur unique en privilégiant les engagements contractuels de long terme, comme c'est le cas du dispositif envisagé en 2003 au Brésil après la grave crise de 2001. On réévalue par la suite les avantages et les limites du mode d'organisation industrielle de l'acheteur unique et des arrangements contractuels associés pour répondre au défi du développement de nouvelles capacités.

3.2. Avantages et limites des dispositifs de coordination de long terme

Le dispositif de l'acheteur unique s'intègre dans une organisation industrielle où il y a aménagement du monopole intégré par séparation de la distribution, mais où l'entreprise « acheteur unique » détient le monopole de vente de gros aux distributeurs et parfois aux très gros industriels. C'est le premier modèle qui a été mis en oeuvre dans les pays en développement pour contourner la contrainte de financement des entreprises électriques publiques dans le contexte général de crise de la dette :

- Les gouvernements autorisent des entreprises privées à investir pour produire et vendre de l'électricité dans le cadre d'un contrat de long terme avec l'entreprise « acheteur unique ». Ces entrées s'effectuent après appel d'offres et mise en concurrence des candidats en production indépendante.
- Ces *power purchase agreements (ppa)* qui vont permettre de lever les fonds auprès de prêteurs pour financer la majorité de l'investissement en financement de projet *project financing* (c'est-à-dire détaché du bilan des entreprises) sont conçus généralement avec des clauses de partages de risque et des conditions de rémunération du capital favorables aux producteurs indépendants : clauses de Take or Pay (ce qui ne permet donc pas leur dispatchabilité par l'acheteur unique en fonction des coûts variables) et clause de prix avec une structure de rémunération comprenant une part fixe importante.

Ces clauses « créent des otages » (Williamson, 1986) et protègent les investisseurs contre les risques de marché. Des *ppa* structurés ainsi permettent ensuite de construire les montages contractuels très complexes qui organisent par différents contrats le financement, l'achat de l'équipement, son exploitation, l'achat de combustible. Tel est en particulier le cas des montages en BOOT (Build-Own-Operate-Transfer), en BOO, en location-bail (BLT). On ajoutera que le plus souvent, dans les environnements institutionnels et économiques des pays où il est mis en oeuvre, l'Etat doit apporter la garantie pour le paiement de l'électricité vendue à l'acheteur unique ou pour la garanties des emprunts. On précisera rapidement les avantages et les limites de ce modèle par rapport au modèle de monopole public et au modèle concurrentiel de référence

3.2.1. Les avantages et les limites du modèle de coordination de long terme

Par rapport au modèle en monopole public lesté par les insuffisances d'incitations à l'efficacité et coincé par les contraintes de la crise de la dette pour le développement des capacités, ce modèle présente l'avantage de pouvoir débloquer la possibilité de lever des capitaux en attirant de opérateurs privés.

Par rapport au modèle concurrentiel dans lequel ce sont les signaux de marché qui sont les incitations à l'investissement d'acteurs décentralisés et non coordonnés, le modèle de l'acheteur unique offre un certain nombre d'avantages :

- il permet la planification par l'acheteur unique ou par l'autorité publique qui supervise le secteur ; il permet en conséquence d'éviter les situations de pénuries où s'exerce le pouvoir de marché des producteurs après évidemment la sortie des situations de pénurie de départ;
- il permet de maintenir un prix de gros non volatile et relativement prévisible pour les acheteurs,
- il offre les garanties nécessaires aux investisseurs en termes de partage de risques.

Les clauses des partage de risque des contrats qui tendent à reporter une grande partie du risque sur l'acheteur unique (et donc sur le budget de l'Etat garant et sur les consommateurs) dans les premières vagues de projet. Mais en dynamique, les relations sont plus équilibrées, quand l'environnement institutionnel de l'industrie se stabilise et suscite la confiance des développeurs et de leurs financeurs (Cordukes, 1995; Finon, 1998)

Les limites du modèle de l'acheteur unique tiennent moins en ses défauts intrinsèques que dans les caractères de l'environnement institutionnel et macroéconomique dans lequel il est déployé. Il suppose un secteur en partie réformé pour atteindre un bon niveau d'efficacité. Et, même quand l'environnement a atteint un tel niveau, il est lourdement exposé aux incertitudes de l'environnement macroéconomique.

- *L'impact des défauts de l'environnement institutionnel*

Le modèle de l'acheteur unique est parfois considéré comme une voie limitant le coût politique de la réforme en préservant le rôle de l'entreprise électrique nationale et évitant l'introduction complexe et déstructurante de la règle d'accès des tiers au réseau. Compte tenu de l'enjeu du paiement de l'électricité produite par les producteurs indépendants (IPPs), ce modèle est aussi considéré comme une incitation à réformer l'entreprise acheteur unique, à rationaliser la gestion des distributeurs qui émanent d'une séparation institutionnelle (non-paiements, pertes non commerciales) et par là à obliger l'autorité ministérielle à aligner les tarifs règlementés sur les coûts.

Dans les faits on observe qu'on est éloigné de cette situation dans nombre de pays, notamment en Asie du Sud et dans les économies en transition qui l'ont adopté, et ce à deux niveaux (Lovei, 2001). En premier lieu l'acheteur unique est souvent pris en ciseau entre les prix élevés de l'électricité des contrats d'IPP et les faiblesses des recettes qui remontent des distributeurs. Deux facteurs maintiennent cette situation de *squeeze* : les hésitations des autorités gouvernementales à ajuster les tarifs règlementés et le manque d'incitations des distributeurs à se réformer et à améliorer leurs performances, notamment parce que ils ne sont pas en relation contractuelle directe avec les IPPs. Pour contourner ce problème, Lovei recommande que les distributeurs contractent directement avec les entrants dans le cadre des contrats de long terme.

En second lieu la fonction de programmation et de contractualisation qui semble être une des qualités de ce modèle peut être affectée par les déficiences des capacités de prévisions et de programmation de l'acheteur unique et des ministères compétents, en particulier parce que des problèmes de corruption interfèrent avec les décisions de lancement d'appel d'offres et de

sélection, comme c'est aussi le cas dans beaucoup de pays (Lovei, 2001). Ceci peut avoir pour conséquence la mise en question des contrats lors d'un changement gouvernemental¹⁸.

- *Les surcoûts du modèle de l'acheteur unique*

Même en environnement institutionnel crédible, ce type d'organisation n'est pas optimale, car il induit des surcoûts et certains risques pour l'acheteur unique et le budget du pays pour plusieurs raisons.

- En premier lieu les projets font perdre en coût de coordination avec les clauses *Take or Pay* des contrats qui empêchent la dispatchabilité des IPP sur la base des coûts variables. De plus, face aux conditions erratiques de la croissance macroéconomique qui se traduit par des périodes de surcapacité, ces clauses introduisent aussi des obligations de paiement très importantes par l'acheteur unique pendant ces épisodes. (On peut donc reprocher à ce modèle de ne pas avoir de mécanismes reflétant l'état de la tension offre-demande et de transmettre les coûts de la rigidité de la relation contractuelle avec l'IPP sur le budget public et éventuellement sur les consommateurs ; un modèle concurrentiel avec bourses électriques répercutant sur les prix de gros la situation de surcapacité par comparaison (Lovei, 2001)).
- En second lieu le coût des arrangements contractuels est élevé, voire très élevé pour l'acheteur unique par rapport à ses coûts propres de production. Les montages sont contractuellement très complexes et élèvent les coûts de transaction par rapport- aux projets que mènerait l'entreprise en monopole. Les taux d'emprunts en *project financing* des producteurs indépendants (qui sont donc non garantis sur les actifs généraux des entreprises) incluent une prime de risque élevée sans parler des taux importants de rémunération des capitaux propres que recherchent les IPP (15 à 20%). Ils vont bien au-delà de ce que serait le coût d'emprunts directs de l'entreprise avec la garantie de l'Etat sur le marché local ou international, si évidemment elle en avait la possibilité ce qui est bien sûr le problème de départ¹⁹.
- En troisième lieu pour l'Etat il ne présente pas d'avantages en termes de limitation de la dette publique car les garanties d'emprunts sont comptabilisées dans les engagements d'endettement de l'Etat.
- Enfin, les changements dans l'environnement macro-économique peuvent compliquer l'exécution des contrats de production indépendante et les renchérir considérablement (Newbery, 2001).

L'acheteur unique et l'Etat, qui apporte souvent sa garantie pour le paiement de l'électricité du producteur indépendant, sont exposés au risque-devise qui est très important à deux niveaux : l'achat de combustible dont le prix est libellé en dollars et les remboursements d'emprunts. Les compagnies électriques des pays asiatiques se sont ainsi trouvées en situation critique depuis 1999 en Indonésie, Malaisie et Philippines après la crise financière des pays

¹⁸ Un autre défaut dans ce registre est signalé par Lovei qui souligne que les incitations attachés à la position de *single buyer* amènent à ignorer les possibilités d'achats d'électricité à moyen terme dans les pays limitrophes.

¹⁹ On ajoutera de façon incidente les coûts de transaction ex-ante et ex-post considérables. Les montages contractuels en BOO et BOOT sont nécessairement complexes dans l'organisation du partage de risque, avec les multiples contrats cités entre parties différentes pour chacun de risques : risque combustible, risque devise, risque-pays, etc. Les coûts ex-post d'adaptation des contrats en cas de litiges sont aussi très élevés. Les contrats d'IPP dans les pays du Nord demeurent plus simples en raison des risques beaucoup plus limités.

d'Asie du Sud-Est de 1998²⁰. De nombreux projets en cours de réalisation ont du coup été arrêtés face à la cessation de paiement pour rémunérer les équipements existants.

Les contrats établis en dollars et avec des clauses Take or Pay ont une puissante fonction de limitations du risque pour les opérateurs indépendants, ils élèvent le risque et les coûts pour l'acheteur et ses garanties. Il faut que l'acheteur ait ses débouchés garantis et les prix règlementés.

Ces difficultés renvoient à la possibilité de se contenter du cadre institutionnel des entreprises publiques réformées, qui garderaient leur monopole de vente. Mais quelles seraient les conditions de restauration de leur capacité d'emprunt sur le marché local et international des capitaux? La condition minimale serait le contrôle partiel d'entreprises privées sur la compagnie qui est l'acheteur unique et sur les distributeurs pour mettre à distance les autorités publiques. Mais elle n'épuise pas le sujet.

- *L'exploration brésilienne d'une voie hybride combinant « broker » unique et marchés de contrats*

Les deux moyens principaux identifiés pour contourner les difficultés d'investissements sont la coordination des décisions d'investissements et la limitation des risques pour les investisseurs par des contrats de long terme pour obtenir les financements nécessaires. On vient de voir que les difficultés pouvaient venir de trois problèmes principaux : le risque de prévision associé au clause Take or Pay, la crédibilité de l'acheteur unique et des revendeurs-distributeurs de lever les recettes nécessaires pour couvrir le prix des PPA, et le risque-devise persistant dans les contrats de long terme associés aux achats d'équipement et de combustibles nécessitant des règlement en devises.

Si ces difficultés peuvent être en partie résolues, comment peut-on recourir au modèle de l'acheteur unique? D'abord ce modèle peut être performant dans un contexte d'incitations à la performance des distributeurs supposés acheter l'électricité de l'acheteur unique, si la distribution est en partie privatisée et si le régulateur pratique une réglementation reflétant les coûts (à l'exception de tarifs sociaux au périmètre bien délimité). En second lieu le problème du risque-devise est atténué dans un pays détenant d'importantes ressources hydroélectriques ce qui évite la dépendance d'importations de combustible. Ce cas pourrait également concerner les pays détenant des ressources de combustibles qui ne seraient pas monnayées en devises et au coût d'opportunité, là où l'accès à la ressources est réservé aux entreprises nationales publiques. Si de plus le pays détient une industrie nationale d'équipements électriques, on est dans une configuration où le risque-devise associé aux contrats de production indépendante pourrait être circonscrit si le marché financier local a suffisamment d'épaisseur pour satisfaire la majeure partie de la demande de ressource financière des investisseurs électriques. Le Brésil et d'une certaine façon le Mexique pourrait se trouver dans cette configuration dans laquelle le modèle

²⁰ D.Newbery (2001) considère que la chute de la valeur des devises en Asie du Sud-est a provoqué un doublement du prix des PPAs sans que les compagnies soient en mesure de transférer les coûts sur les acheteurs. Il cite l'exemple de la compagnie nationale malaisienne qui a supporté les effets d'une dévaluation de 2,53 à 3,89 Ringgits/\$ à la fin 1997 et qui a vu le prix de l'électricité de ces contrats d'achat aux IPPs passés à 8,5 US cents/kWh alors que son prix moyen de vente demeurait bloqué à 2 US cents en 1998-1999 (World Bank , 1999)

d'acheteur unique, ou un modèle proche combinant acheteur central et distributeurs, pourrait être efficace

Face à la troisième difficulté mentionnée qui est d'organiser le développement des investissements lourds à longue durée dans un contexte d'irrégularité de la croissance économique, le schéma étudié en 2003 au Brésil suscite des réflexions intéressantes (MME, 2003 ; PSR, 2003). Il est focalisé sur la sécurité d'approvisionnement de long terme. Pour ce faire ce schéma se fonde sur trois scénarios officiels d'anticipation à 10 ans (qui seront des scénarios glissants) en tenant compte des durées de réalisation. L'autorité publique aura la responsabilité de tracer les différents scénarios de prévision de la demande électrique²¹.

Ce schéma limite les relations contractuelles aux échanges de gros²². Il mobilisera trois cadres contractuels :

- pour chaque distributeur, un panier de parts de contrats longs avec tous les producteurs pour permettre le développement des capacités vers la cible basse des scénarios officiels ; ceci nécessite l'installation d'un « broker unique » qui négocie les prix des contrats et fixe le prix de revente de gros ;
- et les contrats bilatéraux entre entrants et distributeurs pour le développement de capacité complémentaire par rapport au scénario bas, ou pour des achats plus courts en cas de non-ajustement de leurs contrats ;
- l'intégration verticale pour les très gros utilisateurs, avec le développement propre de capacité et la possibilité de revente du surplus de façon bilatérale.

Le nouveau dispositif exclurait un marché de gros pour faciliter les ajustements de court et moyen terme par rapport aux engagements des compagnies de distribution. En articulant les trois types d'arrangements mentionnés, ce dispositif devrait garantir un développement minimal des capacités qui réponde à la croissance de la demande pour l'hypothèse basse de référence. En cas de croissance plus rapide de la demande que le scénario de référence, le surplus de demande auquel devront faire face les distributeurs serait satisfait par des contrats passés par les distributeurs avec des producteurs/investisseurs qui développeraient de nouvelles capacités à durée courte de réalisation.

La définition des tarifs de gros payés par les distributeurs aura pour objectif de permettre de rentabiliser ces nouveaux investissements en ajoutant une valeur d'option aux tarifs calculés sur la base d'un coût qui est la moyenne des coûts à parc adapté à trois scénarios de demande (bas, référence, haut). Si les investissements organisés dans ce cadre sont trop élevés par rapport à la demande effective, les tarifs n'auront pas à être augmentés pour rembourser les investissements effectués en trop.

Ce dispositif suppose deux conditions : que les distributeurs régionaux conservent un vaste marché captif ou stable et qu'ils soient en mesure de répercuter sur les tarifs une partie de la hausse éventuelle du coût de leurs contrats d'approvisionnement. Sur le premier point les

²¹ A titre indicatif, la prévision de la demande de puissance à horizon 2012 entre 58 050 MW et 72 260 MW pour une capacité actuelle de 42 500 MW, soit un besoin de nouvelles capacités variant entre 9 800 MW et 18 700 MW, soit un besoin variant du simple au double (PSR, 2003).

²² A l'exception de quelques très gros consommateurs.

basculement des consommateurs industriels éligibles vers des producteurs seront limités par des contraintes de durée contractuels (5 ans minimum). Sur le second point les règles tarifaires que le gouvernement brésilien a décidé ne semble en rien garantir a priori le recouvrement des coûts, ce qui poserait un vrai problème pour la soutenabilité du dispositif dès lors qu'il est exposé à l'opportunisme de l'autorité publique.

4. Conclusion

La sécurité de fourniture et la disponibilité de court terme comme bien collectif d'un côté, les incitations à l'investissement de long terme de l'autre ont été les grands oubliés des réformes des industries électriques des pays du Nord et du Sud. La raison en est l'optimisme des réformateurs dans la capacité des signaux de marché à assurer le développement des moyens nécessaires à la disponibilité et à créer les incitations à investir en équipements de base et de pointe. Mais le moment de rectification des réformes est venu.

Les solutions conçues dans les pays du Nord pour faire face aux déficiences des marchés sont à comprendre en relation avec la maturité de leurs systèmes électriques et leur besoin modéré de nouvelles capacités. On a vu ainsi qu'on aborde ce problème par l'enjeu de la disponibilité de court terme. Mais les solutions pigouviennes et coasiennes imaginées pour l'offre de pointe n'apparaissent pas clairement efficaces. De plus elles ne constituent pas une réponse à la hauteur des besoins d'équipement de base dans ces pays. La surcapacité électrique de la majorité des pays a repoussé cette question à plus tard. Certains ont reporté le problème de façon indirecte en poursuivant d'autres objectifs, en particulier l'incitation à l'entrée par l'autorisation de contrats de long terme à prix élevés entre entrants et distributeurs conservant un segment captif, ou bien le maintien de l'intégration production-vente des opérateurs principaux, comme en Allemagne, en France, en Espagne et en Belgique. Ces solutions indirectes n'évacueront pas indéfiniment la nécessité d'instaurer des modes de coordination de long terme si les épisodes de pic de prix et de pénurie se renouvellent régulièrement.

Dans les pays en développement qui sont confrontés à une croissance électrique rapide et irrégulière, l'organisation du secteur apparaît devoir être principalement structurée en fonction de la nécessité d'installer de nouvelles capacités pour répondre à une croissance rapide mais incertaine des besoins. Compte tenu de l'importance de l'enjeu, les concepts propres aux réformes électriques des pays du Nord qui sont déjà imparfaits ne sont pas transférables sans réflexion complémentaire. S'il y a adoption du modèle concurrentiel et dé-intégré, celui-ci doit ou bien intégrer des imperfections concurrentielles pour permettre un exercice permanent de pouvoir de marché et le maintien des prix au-dessus des prix concurrentiels, ou bien ce modèle doit autoriser la mise hors marché d'une partie importante des transactions, notamment par l'autorisation de contrats bilatéraux de long terme avec les distributeurs conservant leur monopole. Le modèle de l'acheteur unique pourrait être une bonne alternative pour éviter ces contorsions du paradigme concurrentiel, mais, pour qu'il soit une solution indiscutable, il faudrait que l'environnement institutionnel ait été stabilisé et que l'environnement macroéconomique soit prévisible, ce qui n'est pas non plus le cas.

Reste donc à trouver des solutions hybrides adaptées à chaque cas. D'une façon ou d'une autre, elles doivent conférer un pouvoir de coordination des investissements en production (comme en

réseau) à l'autorité ministérielle ou règlementaire et créer des possibilités d'arrangements contractuels de long terme qui permettent de limiter le risque de débouchés et de prix. Dans cette même logique les réformateurs doivent soigner la conception de l'organisation industrielle. Il faut qu'elle soit plus déconcentrée que les monopoles publics antérieurs et qu'elle puisse permettre la mise à distance des autorités publiques pour introduire des incitations à l'efficacité. Dans le futur il est probable qu'on soit contraint de revenir à des principes proches de l'acheteur unique et de privilégier les engagements contractuels de long terme dans les pays en développement.

References

- Abbot M., 2001, Is the security of supply a public good?, *The Electricity Journal*, August-September, p. 31-33.
- Aghion P., Bolton P., 1987, "Contracts as a barrier to entries", *American Economic Review*, Vol. 77, n°3, p. 388-401.
- Araujo J.L., 2002, *A questao de investimento no sector electrico brasileiro : reforma a crise*, Working Paper, Instituto de Economia, UFRJ.
- Bacon R.W., 1995, "Competitive contracting for privately generated power", *Private Sector*, World Bank group;
- Bacon R.W. and Besant-Jones J.E. 2001, *Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalization of the electric power industry in developing countries*, Annual Review of Energy and Environment, n° 26, p. 331-59.
- Bergman L. and v.a. ,2000, *A European Market for Electricity ?*, CEPR, Londres (Monitoring European deregulation series).
- Besser J. G., Farr J. and Tierrey S., 2002. "The political economy of long term generation adequacy: why an ICIAP mechanism is needed as part of standard market design ?" *The Electricity Journal*, August/Sept., vol 15, n° 17.
- Besser J.C. , Farr J.G., Tierney S.F., 2002, "The political economy of long term generation adequacy: Why a capacity markets (ICAP) is needed as part of standard market design?" *The Electricity Journal*, August/September
- Bohn R.E., Golub B.W., Tabors R.D., Schweppe F.C., 1982, "Deregulating the generation of electricity through the creation of spot markets for bulk power", *The Energy Journal*, vol , n°, p.71- .
- Boreinstein J. et Bushnell J., 2000, "Electricity restructuring: deregulation or reregulation ?", in *Regulation*, summer, vol 23, n°2.
- Bouttes J.P. et Trochet J.M.(2002), *Marché de gros et bourses électriques en Europe et aux Etats-Unis*, Présentation aux Conférences Jules Dupuits, Paris, Décembre 2002
- Bowring J. et Granlich R., 2000, "The role of capacity obligation in a restructured PJM electricity market". *The Electricity Journal*, November, vol 13, n°9, p.57-67.
- Castro-Rodriguez F., Marin P.L., Siotis G. , 2001, *Capacity choices in liberalized electricity markets*, Discussion Paper 2998, Center for Economics Policy Resach (CEPR), London
- Chao H.P. et Huntington H. ed, 1998, *Designing competitive electricity markets*, Boston (Mas.): Kluwer.
- Crew M.A. et Kleindorfer P.R., 1986, *The Economics of Public Utility Regulation*. London, MacMillan Press.
- Cordukes R. dir. 1995, *Submission and evaluation of proposals for Private power generation projects in developing countries*, Working paper, World Bank, Washington
- David A. et Wong K. 1994, Investment in competitive electricity: scope for incentives contracts. *Energy Economics*, vol 166, n°1, p.27-35.
- European Commission [2000], *State of implementation of the EU Electricity Directive 96/92 EC. Country by country overview. State of play by the end of May 2000*, Brussels, European Commission.
- European Commission (2002), *Implementing the internal energy market, Second benchmarking report*, Brussels, European Commission.
- Finon D. [1997], La concurrence dans les industries électriques : l'efficacité au prix de la complexité transactionnelle et réglementaire ?, *Economies et Sociétés, série « Economie de l'Energie »*, N°5-6, pp. 13-46.
- Finon D (1998), « La contractualisation en production indépendante : une évolution parallèle entre pays industrialisés et pays en développement », in Finon D. et Kouo D. dir. , *Investissements et contractualisation dans les industries électriques africaines*, Québec, Editions IEPF, p. 205-232.
- Finon D. [2001], «Reforms in the French power system: from weak contestability to effective competition?», *Energy Policy*, n°29, pp. 755-768.

- Finon D. et Glachant J.M.dir. (2003), *Competition in European electricity industry: a cross-country comparison*, Londres: Edward Elgar.
- Frankel P.H. , 1953, "Integration in the oil industry", *Journal of Industrial Economics*, Vol.1, Issue 3, p.202 et suiv;
- Fischer R. et Serra P., 2000, "Regulating the electricity sector in Latin America", *Economia*, Fall 2000.
- Ford A. 1999, "Cycles in competitive electricity market", *Energy Policy*, vol 27, n° , p.637-658.
- Glachant J. M. and Finon D. [2000], "Why do the European Union's electricity industries continue to differ?", in C. Ménard, ed., *Institutions, Contracts and Organizations*, Londres, Edward Elgar, pp. 432-456.
- Green R., 2001, "Markets for electricity in Europe", *Oxford Review of Economic Policy*, vol 17, n°3.
- Green R. et al., (1997) , "Transmission Pricing in Electricity", *Utilities Policy* (Special issue), Vol.6, No 3, 1997
- Hoff K..2002- « The logic of Political Constraints and Reform With Applications to Strategies for Privatization”.- *The World Bank*, December 2002, 39 p.
- Hugues W.R. et Parece A., 2002, " The economics of price spikes in deregulated power markets", *The Electricity Journal*, July, p.31-44.
- Hunt S and Shuttleworth., 1996, *Competition and choice in electricity*, West Sussex, John Wiley of Sons.
- Hunt S., 2002, *Making competition work in electricity*, New York, J. Wiley of Sons.
- IEA, 2001, *Competition in electricity markets*, Paris, OCDE.
- Joskow P., Schmalensee R., 1984, *Power Markets*, Cambridge (Mass.),MIT Press
- Joskow, P., 1996. Introducing competition into regulated network industries : from hierarchies to markets in electricity, *Industrial and Corporate Change* Vol. 5(2,) 341-382.
- Joskow P. 1997, "Restructuring, competition and regulatory reform in the U.S. Electricity Sector", *Journal of Economic Perspectives*, Vol 11, n°3 (summer), p.119-138.
- Joskow P. 2002, *Investment in new generating capacity*. MIT, May 30, 2002.
- Lovei L. 2001, The Single Buyer Model, A dangerous path towards competition, *View Point*, (225),Energy Sector Unit, World Bank, (www.worldbank.org/html/fdp/notes/)
- Millan J., Lora E., Micco A., 2001, "Sustainability of the electricity sector reforms in Latin America", Seminar *Towards competitiveness: the institutional path*, Interamerican Bank, March 2001.
- MME (Ministerio de Minas e Energia), 2003, *Proposta de modela institucional do sector electrico*. Julho de 2003, Governo Federal. Brasil.
- Newbery D., 1998, "Competition contracts and entry in the electricity spot market, *Rand Journal of Economics*, vol 29, n°4, Winter.
- Newbery D.M. (2001), *Issues and options for restructuring the Electric supply industry*, Cambridge University, Working Paper, Department of Applied Economics
- Oren S., 1999, "Ensuring generation adequacy in a competitive electricity market", Workshop "Long-term guarantee to supply", Madrid, Commission Nacional de la Energia, 7 june 1999.
- Penrose E. , 1953,
- Pinto H.J.,2001 , *Revue de l'Energie*,
- PSR, 2003, *Sobrecusto na electricitico expansao sob incerteza*, Brasilia Secretaria de l'Energia (Document de travail).
- Shleifer A., Vishny R. W., 1998- *The Grabbing Hand – government Pathologies and their Cures*.- Cambridges, MA : Harvard University Press, 1998
- Shuttleworth G. 2002, "Hot topics in European Electricity: what is relevant and what isn't?", *The Electricity Journal*, October.
- Stoft S. 2002, *Power System Economics, Designing Market for Electricity*. New York, Wiley IEEE
- Von der Fehr N.H. and Harbord D.C.1997, *Capacity investment and competition in decentralised electricity markets*, Department of Economics, (WP n° 27), University of Oslo
- Weinmann J., 2002, *An institutional characterisation of electricity sector restructuring in Latin America*, Presentation at the ISNIE international Conference , MIT, Boston, September 2002, 33 p.
- Wilson R., 1998, *Efficiency consideration in designing electricity Markets*. Report to the Competition bureau of Industry, Canada.
- Wilson R. 2002, "Architecture of Power Markets". *Econometrica*, vol 70, n°4, July, p.1299-1340.
- World Bank 1999, *Energy after the financial crisis*, Washington DC: World Bank