

L'investissement en moyen de pointe futur écueil de la déréglementation ?

Thèse soutenue en 2007 à Paris 1 sous la
direction de Roland Lantner

- Présentation basée sur l'article dans la revue de l'énergie de sep-oct 2008 synthétisant le raisonnement de ma thèse
- Thèse théorique : volonté de modéliser l'investissement dans un cadre déréglementé et de se donner des moyens de comparer avec un monopole public

Structure de la présentation

- 1- Le problème d'investissement en moyen de pointe
- 2- Modélisation de l'investissement
- 3- Marchés de capacités et réserves opérationnelles

1- Le problème d'investissement en moyen de pointe

- Plusieurs épisodes connus de « crise » sur les marchés électriques lors des périodes de pointe (Californie, pointe été 2003 avec des délestages en Espagne et des prix très élevés sur Powernext et l'APX)
- Une crise à venir en Angleterre ?
 - article dans The Economist (6 août 2009) : risque d'ici à 2013-2016 (D. Hem)
 - Débat politique autour des projections contenues dans le Low Carbon Transition Plan du Gouvernement

La difficulté de rémunérer les coûts fixes de la pointe

- Si le prix de gros est égal au coût marginal, les différents moyens de production couvrent leurs coûts fixes lorsque le coût marginal du système est supérieur à leur coût variable (rente infra-marginale)
- Pour une centrale tout en haut du merit-order, il faut que les prix soient supérieurs au coût marginal du système (rente de rareté) pour lui permettre de couvrir ses coûts fixes

- La rente de rareté est beaucoup plus aléatoire que la rente infra-marginale
 - Puisqu'une centrale de pointe ne s'occupe que de la demande résiduelle
 - couvrir les coûts fixes sur quelques heures en plusieurs années
 - possibilité que les prix ne soient pas assez élevés
- Risque réglementaire : les niveaux de prix éventuellement nécessaires peuvent être politiquement risqués (trop hauts ou considérés comme provenant de spéculations sur le marché)
- Un investissement en pointe est donc beaucoup plus risqué qu'un autre investissement

Le problème des « Revenus manquants » (missing money)

- Définition de Stoft (2002) : « « The missing money problem is not that the market pays too little, but that it pays too little when we have the required level of reliability. »
- Constat de Joskow (2006) : situation sur tous les marchés américains (y. c. le PJM qui comporte un marché de capacité)

- Problème reconnu explicitement par régulateur américain (FERC), qui recommande d'instaurer des mécanismes de capacités (Cramton Stoft 2005, Joskow 2006)
- California Public Utilities Commission Capacity Markets White Paper 2005
 - examine les propositions de Cramton et Stoft
- Rapport de Hogan au California Independent System operator (2005)
 - mentionne les prix plafonds comme origine du problème de missing-money

- La cause la plus avancée du problème de « missing money » est l'existence d'un prix plafond sur le marché spot, mis en place pour diminuer l'intérêt d'exercer un pouvoir de marché
 - En effet, la pointe est beaucoup plus sensible à l'exercice d'un pouvoir de marché : quand la pointe est appelée, une faible variation des quantités peut se traduire par une grande variation des prix
 - Un pic de prix se traduit par des revenus plus élevés pour tous les moyens de productions

- D'où la nécessité d'un prix plafond pour empêcher de telles manœuvres
 - l'existence de celles-ci est avérée (Pool anglais dans les années 90, Enron en Californie)
 - le prix plafond permet de réduire la hausse du prix spot en cas de diminution volontaire des quantités offertes sur le marché
 - il est d'autant plus utile qu'il est très difficile prouver qu'il y a exercice d'un pouvoir de marché
- Cependant, d'autres causes peuvent être avancées pour expliquer le problème de « missing money »

- Joskow (2007) remarque que les prix plafonds sont rarement contraignants : pendant la plupart des heures où il y a un déficit de réserves opérationnelles, le prix n'atteint pas le prix plafond
- Les causes du problème de missing-money sont plus à rechercher dans les imperfections de marché lorsqu'il y a déficit
 - offre et demande sont verticales et confondues (voir aussi Joskow et Tirole 2007)
 - la dernière mesure avant délestage consiste à réduire le voltage du système, ce qui diminue la demande et donc les prix

- Il semble nécessaire d'instaurer des mécanismes complémentaires afin qu'il y ait suffisamment d'incitations à investir à le pointe
 - les prix de gros ne semblent pas pouvoir atteindre les niveaux nécessaires pour rémunérer les coûts fixes
- Nécessité de modéliser le comportement d'investissement des entreprises afin d'identifier quels peuvent être les meilleurs dispositifs complémentaires

2- Modélisation de l'investissement

- Répondre au débat « Energy-only » vs « marchés de capacités » (cf Cramton et Stoft 2006)
- Existe-t'il un pouvoir de marché par l'investissement ?
- Comparer le niveau d'investissement d'entreprises dans un cadre déréglementé avec la politique d'investissement optimale (notion de parc adapté)
- Modèle présenté lors d'un colloque à la Haye en 2003

Le modèle

- Jeu en deux étapes : choix de capacité, puis équilibre sur le marché de l'énergie (parallèle avec Kreps et Scheinkman 1983 dans l'esprit ou de Crampes et Creti 2005, Finon et Meunier 2006)
- Demande résiduelle aléatoire qui n'est connu qu'en deuxième période
- On compare la politique d'investissement d'un duopole avec la politique optimale équivalente à celle d'un monopole publique

- La fixation des prix est simplifiée puisqu'on pose qu'on suppose qu'il y a concurrence à la Bertrand en situation de sur-capacité et que le prix est égal au prix plafond en cas de sous-capacité (on suit en cela les recommandations de Stoft)
- Il n'y a donc pas de possibilité d'exercice d'un pouvoir de marché au sens traditionnel
- Pas de résultats sous forme explicite, mais il est possible de comparer l'équilibre de Nash et d'obtenir les conditions de premier et deuxième ordre

- L'équilibre n'est défini que sur un intervalle qui dépend des paramètres du choc aléatoire affectant la demande. Cet intervalle est « raisonnable » au sens où il comprend la plupart des situations plausibles (et la contrainte peut-être relâchée, voir plus loin)
- La comparaison du comportement du dupole et de la politique optimale montre que le duopole va sous-investir systématiquement, et cela même si le prix plafond est fixé au coût de défaillance.

- On peut parler d'un pouvoir de marché par l'investissement : il est rentable pour une entreprise de restreindre son investissement puisque cela augmente la probabilité que le prix plafond soit atteint
- L'existence de ce phénomène empêche de considérer qu'on peut se contenter d'un mécanisme optionnel réduisant les risques et de laisser monter les prix de gros pour résoudre le problème des revenus manquants (comme le propose Wolak 2004)
- Ce pouvoir de marché par l'investissement est encore plus difficile à déceler et doit être pris en compte afin d'évaluer la pertinence des différents designs de marché de capacité proposés

Extensions du modèle

- Résultats toujours valables pour :
 - un oligopole de n entreprises (ce qui permet de relacher les contraintes posées par l'intervalle de définition des résultats)
 - d'autres lois de probabilités que la loi normale sous certaines conditions
- L'extension en dynamique restreint l'intervalle de définition des solutions et est extrêmement complexe à résoudre

3- Marchés de capacité et réserves opérationnelles

- Deux points vont être examinés dans cette partie :
 - les designs de marché de capacité dits « convergents » (Cramton et Stoft 2006)
 - le problème spécifique des réserves opérationnelles et ses liens avec l'investissement en pointe (Joskow et Tirole 2007)

Les marchés de capacité

- L'idée d'une rémunération spécifique de la capacité existait déjà dans le Pool anglais, mais a conduit à des manipulations de marché, puisqu'elle était intégrée dans le calcul du prix de gros
- Les marchés de capacités « traditionnels » (ICAP) sont ceux qui ont été mis en place dans les états du Nord-Est des Etats-Unis avant que ne commencent les travaux pour les remplacer qui ont conduit aux designs « convergents »

- Principes de base d'un marché de capacité
 - objectif de capacité fixé par le régulateur
 - cet objectif se traduit par un objectif individuel pour chaque fournisseur d'électricité
 - en cas de non-respect de celui-ci, le fournisseur paye une pénalité fixée par le régulateur
- Les marchés de capacité « traditionnels » présentent deux défauts :
 - les prix sont très instables
 - ils ne suffisent pas à rémunérer les coûts fixes des moyens de pointe (de fait, il existe un prix plafond implicite par la pénalité en cas de non-conformité)

- On parle de designs « convergents » en cela qu'ils combinent marchés de capacité et dispositifs proposés par les partisans des solutions « energy only » (des aménagements sur le marché de gros, sans dispositif de capacité)
- Deux designs convergents sont intéressants par les avancées qu'ils incluent : le LICAP (proposé un temps en Nouvelle-Angleterre) et le FCM (Cramton et Stoft 2006, repris par Joskow 2007)

LICAP

- La courbe de demande de capacité est fixé administrativement
 - elle est pentue afin d'éviter des mouvements de prix trop brusques
 - ce ne sont pas les offres qui fixent le prix, mais la capacité installée totale : cela supprime tout possibilité de faire monter les prix par le retrait de capacités (pouvoir de marché traditionnel)
- La rente de rareté dégagée sur le marché de gros (de l'énergie, donc) est soustraite des paiements de capacité

- Cela permet de réduire considérablement le risque pour un investisseur
 - les paiements de capacité viennent compléter les revenus dégagés sur le marché de l'énergie
 - ils fonctionnent de fait comme une assurance en cas de prix de gros trop faibles
 - cela crée un cadre stable pour l'investissement
- Cela supprime tout intérêt à l'exercice d'un pouvoir de marché sur le marché de l'énergie

Le FCM

- Design très complexe qui reprend la plupart des avancées du LICAP, mais modifie la règle d'obtention des prix en instaurant un système d'enchère et en fixant celles-ci plusieurs années à l'avance (plusieurs marchés à terme de capacités cohabitent donc)
- A priori, une solution élégante au problème du pouvoir de marché par l'investissement, cependant subsiste le problème des réserves opérationnelles

Les réserves opérationnelles

- Ce sont des unités de production classiques qui servent à répondre en temps réel aux aléas affectant le réseau
- Leur importance est primordiale puisqu'elle permet d'éviter un effondrement du réseau, bien plus coûteux qu'un délestage : c'est toute la production qui doit être valorisée au coût de défaillance et pour une durée de plusieurs heures, puisqu'il n'est pas possible de refaire fonctionner un réseau très rapidement

- Joskow et Tirole (2007) explique que les réserves opérationnelles sont un bien public
 - le gain en stabilité apporté par un surcoût de capacité éligibles comme réserves profite à tous les utilisateurs du réseau électrique considéré, tandis que les coûts d'investissement en sont supportés par un seul investisseur
 - lors d'un délestage, un surcroît de capacité a une forte valeur, tandis que lors d'un effondrement sa valeur est nulle : il y a une externalité imposée aux autres producteurs par celui ou ceux qui sont à l'origine de l'effondrement

- Ce rôle de réserves opérationnelles n'est pas pris en compte dans la valorisation de la capacité des designs convergents, alors même que tous les moyens de production ne sont pas utilisables de cette façon
- il existe le risque d'avoir un niveau de capacité optimal sans pour autant avoir suffisamment de moyens de production éligibles comme réserves (modèle extension de celui de Joskow et Tirole dans la thèse)
- En toute logique, il faudrait donc créer un marché de la vitesse de réaction, analogue au marché de capacité.

- Cependant, plusieurs facteurs empêchent cette solution :
 - la difficulté de créer des marchés avec une profondeur suffisante quand la localisation des moyens est importante
 - la difficulté à valoriser le rôle d'une centrale comme réserve
 - la forte instabilité des prix de l'énergie lorsqu'existe un déficit de réserves (offre et demande sont alors verticales et confondues) se traduit nécessairement sur le prix des réserves puisqu'il existe une relation d'arbitrage entre les deux (Stoft 2002)

- L'interdépendance entre les problématiques de réseau et de production, les différents rôles que jouent les moyens de pointe, rendent difficile le recours à des solutions de marché
- Des solutions impliquant fortement le gestionnaire de réseau dans la gestion des centrales servant comme réserves opérationnelles sont donc à envisager
- Plus généralement, les problématiques de la pointe et des réserves opérationnelles conduisent à une gestion administrative de plus en plus importante du secteur électrique. On peut se demander dans quelle mesure on peut encore parler de secteur électrique « déréglementé » (cf remarque de Newberry au colloque Bocconi-Polytechnique)