

Des marchés pour la capacité : quelques enseignements nord-américains

Fabienne SALAUN, Professeur Associé, CGEMP, Université Paris Dauphine

Sophie MERITET, Maitre de conférences, CGEMP, Université Paris Dauphine

Au fur et à mesure de l'ouverture des marchés électriques à la concurrence, les surcapacités de production ont diminué, au point qu'il a pu arriver des situations de coupure qui n'avaient pas été rencontrées depuis des années. La multiplication des incidents, tant aux Etats-Unis qu'en Europe ont soulevé la question des incitations aux investissements face à la réticence croissante des acteurs à construire des centrales de pointe, qui fonctionnent un nombre aléatoire et peu élevé d'heures dans l'année pour passer les pics de demande. Dans un système de marché, ces centrales sont rémunérées lorsqu'elles vendent leur énergie : le faible nombre d'heures de fonctionnement induit que les prix doivent atteindre des pics élevés pour les rentabiliser. Dans certains cas, la fréquence et le niveau de ces pics ont été considérés comme un problème et des plafonds de prix sur les marchés ont été instaurés, ce qui a aggravé le problème d'incitation. Ces raisons expliquent l'introduction dans certains états du Nord Est de mécanismes pour rémunérer les moyens de pointe (problème de « *missing money* » des marchés «*energy only*»). Dès la fin des années 90, le système PJM a mis en place un marché de la capacité pour offrir une rémunération complémentaire de celle tirée de la vente de l'énergie. D'autres états ont suivi et adopté des designs variés.

Ces designs se distinguent selon qu'ils sont :

- centralisés. Une autorité, qui peut être le gestionnaire de réseau, organise des enchères pour collecter par ordre de mérite économique les offres qui permettent d'atteindre le niveau souhaité de capacité (fixé par la pointe de demande plus un coefficient de sécurité). Il en résulte un prix qui rémunère toutes les capacités retenues et est répercuté sur les fournisseurs ou les clients.
- décentralisés. Les fournisseurs doivent détenir les crédits de capacités (centrales en propre ou contrats auprès de tiers) pour couvrir leur pointe de demande majorée du coefficient de sécurité fixé.

Dans les deux cas :

- des marchés secondaires de la capacité, organisés ou non, permettent aux acteurs d'échanger leurs certificats pour suivre l'évolution de leurs portefeuilles clients. Dans le système centralisé, des enchères complémentaires jouent ce rôle.
- en cas de non respect de l'obligation, une pénalité est infligée aux fournisseurs afin qu'ils préfèrent investir, ou contractualiser avec des tiers pour qu'ils le fassent.

Simple a priori, ces mécanismes sont d'une mise en œuvre délicate :

- L'horizon de temps des obligations doit être compatible avec la durée de construction d'une centrale, ce qui n'était pas le cas initialement dans PJM.
- Le niveau des pénalités est déterminant : trop bas, les acteurs préféreront les payer, trop haut, l'investissement voit le jour mais dans des conditions économiques inefficaces.
- Le débat reste ouvert de savoir s'il faut mettre un plafond au prix sur les marchés de l'énergie (la rémunération complémentaire étant censée se substituer aux pics de prix).

- Les modalités de certification des capacités acceptées ainsi que celles du contrôle du respect des obligations sont également un élément important.
- Enfin, le prix de la capacité peut également être très volatil. Cela induit des effets « boom and bust » connus dans d'autres activités industrielles, à la différence que l'électricité n'étant pas stockable, la sécurité d'approvisionnement peut s'en trouver affectée.

Les retours d'expérience nord-américains montrent que ces paramètres ne sont pas évidents à caler : PJM est passé d'un design décentralisé à un design centralisé avec l'introduction d'une courbe de demande administrée et l'intervention du gestionnaire de réseau pour organiser des enchères car le premier design ne permettait pas d'atteindre le niveau de capacité souhaité. Le système de Nouvelle-Angleterre a d'emblée opté pour le marché centralisé et les premiers tours d'enchères ont permis de couvrir les besoins. Il est intéressant de noter que ce système a incité les effacements de consommation à participer aux enchères, ce qui a permis d'en retenir un volume significatif pour des crédits de capacité. Or le développement des smart grids devrait inciter à développer les effacements des clients résidentiels. Le débat s'ouvre d'ores et déjà outre-atlantique sur effet potentiel de « fatigue de la demande » : le plus les volumes d'effacement retenus pour la sécurité seront importants, le plus la probabilité qu'ils soient effectivement actionnés augmente. L'inconnue est alors de savoir comment les consommateurs réagiront s'il faut s'effacer trop souvent ou trop longtemps.

Les activités économiques connaissent des cycles de sous et de sur capacités. En cas de sous-capacités, les prix augmentent, signal qu'il faut investir (la détente sur les prix en cas de sur-capacités envoyant un signal contraire). La durée de ces cycles dépend de la dynamique de la demande et des délais nécessaires aux acteurs pour s'adapter. Dans le secteur électrique, les délais de construction varient selon le type de centrale mais sont rarement inférieurs à trois ans. Dans ces conditions, il faut quelque temps avant que de nouvelles capacités produisent. Or les décisions d'investissement sont décentralisées, ce qui peut conduire à ce que la somme des investissements excèdent les besoins : les prix se renversent à la baisse, remettant en cause leur rentabilité. Sur le marché britannique dans les années 90, l'engouement pour les centrales à gaz, à taux de retour rapide limitant le risque, a conduit à une surcapacité à laquelle le gouvernement a réagi en instaurant un moratoire temporaire.