



Administration et libéralisation sur le marché de l'électricité

Vincent Cloitre

► To cite this version:

Vincent Cloitre. Administration et libéralisation sur le marché de l'électricité : Le cas du dispositif de contrats pluriannuels du mécanisme de capacité. 2017. hal-01882203

HAL Id: hal-01882203

<https://enpc.hal.science/hal-01882203>

Submitted on 26 Sep 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Administration et libéralisation sur le marché de l'électricité

Le cas du dispositif de contrats pluriannuels du mécanisme de capacité

Mémoire de thèse professionnelle pour le Mastère spécialisé Politiques et Actions Publiques pour le Développement Durable.

Pour le compte de la Direction Economie du Système Electrique de Réseau de Transport d'Electricité (RTE).

Vincent Cloitre,

Encadré par Monsieur Frédéric Lantz

Dans un contexte d'augmentation de la demande lors des pics de consommation, le besoin en nouvelle capacité de production va être un enjeu important pour la sécurité d'approvisionnement dans les prochaines années. Seulement, les investissements dans des centrales qui ne produisent que lors des épisodes de grand froid sont très risqués. En effet, elles ne produisent que rarement de l'électricité lors d'événements certes fortement rémunérateurs. Le dispositif de sécurisation du prix de la capacité a donc été recommandé par la Commission Européenne à la France pour diminuer le risque sur ces investissements. RTE est chargé de l'élaboration annuelle de la courbe de demande qui permettra de déterminer le volume et le prix de capacité qui sera contractualisé. L'objet de ce travail est de proposer une méthode d'élaboration de la courbe de demande puis de réaliser une analyse critique du dispositif ainsi paramétré. Enfin, la cohérence du mécanisme de capacité avec la logique européenne de libéralisation des marchés est interrogée.

Depuis la fin des années 1990, l'Europe s'est engagée dans un processus de libéralisation des secteurs du gaz et de l'électricité afin de créer un marché commun qui assure un approvisionnement sûr aux citoyens à des coûts peu élevés. En France, ces réformes se sont traduites par d'importants changements structurels. Par exemple, elles ont marqué la fin du monopole de l'entreprise verticalement intégrée qu'était EDF pour favoriser la concurrence. Ainsi, les secteurs de la production et de la fourniture d'électricité ont été ouverts à de nombreux acteurs. Les mécanismes de marché introduits permettent les échanges entre acteurs. Leurs règles sont élaborées de telle sorte que les marchés donnent les bonnes incitations aux acteurs pour investir afin que les coûts du système électrique soient minimisés et que l'approvisionnement en énergie soit assuré. Le mécanisme de capacité a été introduit en 2017 pour compenser des imperfections de marché liées notamment

au risque et au plafond de prix. Ensuite, la Commission Européenne a jugé que les investissements dans les moyens de productions utilisés à la pointe de la consommation étaient toujours trop risqués car leurs revenus reposent sur des événements certes fortement rémunérateurs, mais aussi très rares. Un dispositif de contrats de long terme du mécanisme de capacité va donc être introduit d'ici à 2019. Il va agir sur la volatilité du prix du marché de la capacité en proposant un contrat pour différence de 7 ans qui assurera aux nouveaux exploitants un prix fixe de la capacité pendant cette période. Le prix sécurisé et le volume de nouvelles capacités en bénéficiant sera déterminé grâce à une courbe de demande élaborée annuellement par RTE. Cependant cet outil donnera des signaux aux acteurs pour investir, ce qui ne semble pas correspondre à la politique européenne de libéralisation des marchés à l'œuvre ces dernières années.

La proposition d'une méthode d'élaboration de la courbe de demande du dispositif de contrats de long terme du mécanisme de capacité

Le cadre fixé par les négociations entre la Commission Européenne et les Autorités Françaises

Certaines règles et certains principes ont déjà été fixés suite aux négociations entre les Autorités françaises et la Commission européenne. La courbe de demande devra refléter la valeur de la capacité et seules devront être sélectionnées celles qui sont compétitives. Le but est bien que le dispositif soit bénéfique à la collectivité. Une approche incrémentale est recommandée pour l'élaboration de la courbe de demande : pour chaque nouvelle capacité ajoutée lors de l'année de livraison, les bénéfices qu'elle apporte par rapport à un scénario contrefactuel sont calculés en explorant les futurs possibles.

Des mécanismes de capacité à l'étranger ?

Des mécanismes de capacité existent ailleurs en Europe (Espagne, Italie, Royaume-Uni...) et aux Etats-Unis notamment. Par contre, ces mécanismes diffèrent par leurs règles. Par exemple, il n'y a pas de marché en Espagne. Des paiements avec un tarif régulé rémunèrent les capacités. Le mécanisme britannique est un marché centralisé proposant des contrats de long terme mais de durée différente (15 ans) et des prix indépendants de la durée du contrat. La spécificité du mécanisme de capacité français limite donc l'intérêt de l'utilisation du retour d'expérience des dispositifs étrangers.

Les négociations évoquent aussi un « prix de référence initial » calculé à partir de résultats d'enchères du marché de capacité pour les années de livraison antérieures. Le rôle de cette référence n'est pas encore clair. Il pourrait être utilisé comme borne supérieure du prix sécurisé sur la courbe de demande.

Une méthode basée sur un modèle de simulation des décisions d'investissement en avenir incertain

L'analyse a été réalisée grâce à un modèle de simulation des décisions d'investissement. Différents scénarios d'évolutions de la consommation et des aléas météorologiques sont modélisés pour représenter le contexte incertain. Une fonction d'utilité concave permet de modéliser l'aversion au risque des acteurs. Celle-ci se traduit par une prime de risque qui croît avec l'incertitude sur les revenus et qui s'ajoute aux coûts fixes sans risque. La sécurisation du prix de la capacité pour 7 ans diminue l'incertitude sur les revenus donc la prime de risque. L'effet des contrats de long terme sur les investissements est donc quantifiable grâce à ce modèle.

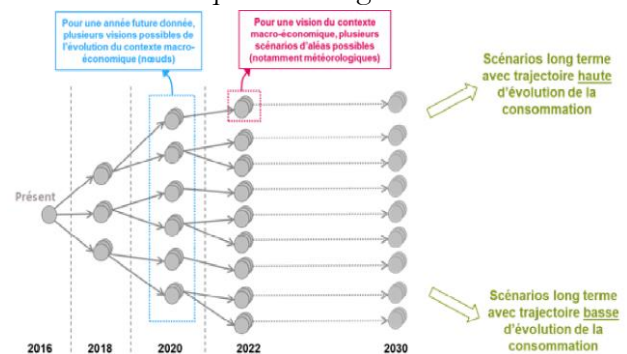


Figure 1 Arbre des aléas comportant des aléas de long terme sur la consommation (2187 trajectoires composées de 8 nœuds chacune) et les aléas météorologiques de court terme (100 scénarios par nœud)

Une méthode basée sur l'anticipation des prix de la capacité

Les analyses montrent que si le prix de la capacité sécurisé pour 7 ans est supérieur à la moyenne des prix de la capacité pendant ces 7 années, alors il y a un risque de sur-investissement. A l'inverse, si le prix sécurisé est inférieur à cette moyenne, le dispositif de sécurisation

des investissements est moins efficace car le coût du risque est supérieur. Il apparaît donc que le dispositif qui réduit le plus le risque et donne les meilleures incitations aux investisseurs est celui où le prix sécurisé vaut exactement la moyenne du prix du marché de capacité pendant les 7 années du contrat. Toute la difficulté est alors de bien prédire la valeur de la capacité sur ces 7 années, sachant qu'aucun signal de marché ne reflète la valeur de la capacité au-delà de l'année de livraison. Cette méthode basée sur l'utilisation d'un modèle complexe a l'avantage de fournir des projections sur la valeur de la capacité basées sur les évolutions attendues de la

consommation et en prenant compte de nombreux paramètres économiques.

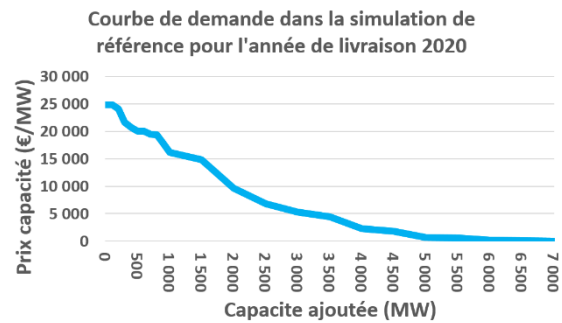


Figure 2 Exemple de courbe de demande calculée avec l'outil de modélisation

L'analyse critique du dispositif ainsi paramétré

Des gains relativement faibles pour le système électrique

L'analyse d'impact montre bien des baisses de coûts d'investissement allant jusqu'à 6% grâce à la sécurisation du prix de la capacité sur 7 ans pour les nouvelles capacités. Ainsi, le dispositif remplirait bien son rôle en favorisant les investissements grâce à la diminution de la volatilité du prix de la capacité.

Par contre, les gains pour la collectivité calculés par RTE dans l'analyse d'impact du mécanisme de capacité s'élevaient à presque 500 M€ par an. Dans le cas du dispositif de contrats de long terme du mécanisme de capacité, ces gains sont évalués à seulement 5 M€ par an. Ainsi le bénéfice pour la collectivité est relativement faible, d'autant plus que le cas étudié suppose des hypothèses très favorables (anticipation parfaite du prix de la capacité par tous les acteurs). L'apport réel de ce dispositif pourrait donc être moindre en réalité.

Les limites du modèle utilisé

Le modèle présente des hypothèses simplificatrices pour faciliter les calculs. Par exemple, la simulation ne dure que jusqu'en 2030, le pas utilisé est de 2 ans, les aléas sur l'évolution du parc

électrique et les prix des combustibles sont négligés. Toutes ces simplifications pourraient en réalité modifier les résultats quantitatifs.

Par ailleurs, certains biais de simulation ont été remarqués. Par exemple, les distributions de revenus calculés en sortie de la simulation pour les exploitants mettent en évidence des effets de bord, notamment pour les centrales ajoutées en fin de simulation. Ceci modifie le calcul de la prime de risque, paramètre clé pour les prises de décisions simulées. De plus, c'est un indicateur primordial dans l'évaluation de l'efficacité du dispositif qui est censé diminuer le coût du risque pour les acteurs.

Ces problèmes ne peuvent être négligés car MODIC est un élément central du dispositif de sécurisation des revenus du marché de capacité. En effet, de ses projections du prix de la capacité dépendent la courbe de demande donc les incitations qui seront données aux exploitants d'investir ou non.

Les améliorations possibles

Pour vérifier la robustesse des résultats aux hypothèses simplificatrices, des analyses de sensibilité pourraient être réalisées. Ces analyses alimenteront les réflexions autour du choix des

données d'entrée à prendre en compte. Par exemple, elles pourraient montrer que les aléas sur l'évolution du parc électrique sont plus déterminants que les aléas sur l'évolution de la consommation.

Par ailleurs, des modifications du modèle sont nécessaires pour résoudre les problèmes liés aux biais de simulation observés lors de l'analyse des résultats. Ces modifications rendront l'outil plus fiable et plus robuste. De la justesse du modèle dépend l'efficacité du dispositif. En effet, si les bonnes incitations sont données aux exploitants, les barrières à l'entrée seront effectivement abaissées et les coûts du système diminueront globalement.

La cohérence avec la politique énergétique européenne

La politique énergétique européenne a encouragé la mise en place d'un marché européen ouvert à la concurrence. La mise en place d'un mécanisme national avec des signaux envoyés par un planificateur bienveillant à la place du marché semble donc contradictoire. Il existe d'ailleurs des solutions issues du marché pour que les acteurs couvrent leur risque. Cependant, ces solutions alternatives sont moins transparentes et moins efficaces pour diminuer les coûts du risque. Il n'en demeure pas moins que le choix de confier la courbe de demande à RTE représente un choix de doctrine important, qui n'est pas mentionné dans les négociations entre la Commission européenne et les Autorités françaises. Pour cette raison, la cohérence avec la politique européenne de libéralisation est peu évidente.

Conclusion

MODIC est un outil de simulation des décisions d'investissement complexe qui donne des projections de la valeur de la capacité pour toute la durée de la simulation. En particuliers, ce modèle fournit une estimation du prix qui doit être reporté sur la courbe de demande du dispositif de contrat de long terme du mécanisme de capacité. Il montre aussi que ce dispositif pourrait effectivement diminuer les coûts d'investissement de quelques pourcents pour les nouvelles centrales et pourrait également diminuer les coûts du système

électrique. Cependant, des modifications doivent être apportées afin d'améliorer la fiabilité des résultats. Par ailleurs, ce dispositif donnerait à RTE un rôle de planificateur en lui octroyant la responsabilité d'élaborer la courbe de demande administrée. Celle-ci donnera des incitations aux acteurs pour investir à la place du marché. Si cet aspect semble contredire la logique de libéralisation du marché européen, il semble que ce dispositif soit un moyen particulièrement efficace pour diminuer le risque sur les nouveaux investissements.

Bibliographie

IFRI - Center for Energy (2012). Mécanismes de capacité : affaire nationale ou européenne ? Les mécanismes de capacité peuvent-ils aider à la construction du marché européen ou bien sont-ils symptomatiques de ses dysfonctionnements ? Rapp. tech. Institut Français pour les Relations Internationales.

Petit, Marie (2016). « Long-term dynamics of investment decisions in electricity markets with variable renewables development and adequacy objectives ». Mém.de thèse. Université Paris-Dauphine.

Willems, Bert et Joris Morbee (2008). Risk management in electricity markets : hedging and market incompleteness. Working Papers Department of Economics ces0823. KU Leuven, Faculty of Economics et Business, Department of Economics.