

## 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 ?

**Laura Parmigiani**

Dans un marché de l'énergie totalement compétitif, les choix d'investissement dans les moyens de génération électriques sont laissés aux acteurs du secteur. La responsabilité d'investir et d'assurer suffisamment de génération de pointe, semi-base ou de base est donc laissée aux acteurs du marché qui décident en fonction des perspectives de croissance de la demande et des évolutions du secteur. Il se peut que ces investissements ne soient pas en mesure de satisfaire les besoins de stabilité du système (par exemple, à cause d'une insuffisance d'investissements dans les capacités de pointe ou dans la régulation des intermittences) et que des mesures de correction doivent être adoptées. Ces mesures peuvent avoir des impacts économiques et systémiques sur les pays voisins, compte tenu de l'intégration des marchés nationaux. C'est précisément ce qui est train de se passer sur le marché européen.

Alors que l'intégration du marché européen de l'électricité devrait être complète en 2014, nous assistons à l'adoption, par différents Etats-Membres, de mécanismes de rémunération des capacités, sans aucune coordination. Ce manque de coordination pourrait produire des nouvelles distorsions du marché. En effet, bien que des mécanismes de rémunération des capacités (MRC) existent dans plusieurs pays européens (Italie, Espagne, Suède), d'autres pays ont pris des mesures pour mettre en place des MRC ces derniers mois (France, RU) ou bien ont entamé une réflexion dans ce sens (Allemagne). Après le puzzle de 27 régimes différents de soutien aux

Laura Parmigiani est chercheur associé au Centre Energie de l'Ifri

*Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que leur auteur.*

ISBN :  
© Tous droits réservés, Paris, Ifri



énergies renouvelables (ENR), la même hétérogénéité risque d'apparaître à moins qu'un cadre européen cohérent ne soit proposé. Alors que le développement des interconnexions et le couplage de marché devraient conduire à un marché plus efficace au niveau européen, le contraire pourrait se produire si les Etats-Membres adoptaient, pour les MRC, des solutions nationales sans regarder au-delà de leurs frontières.

Pour comprendre le processus en cours et les risques qu'il peut poser, il est essentiel de revenir aux racines. Il serait en effet simpliste d'accuser la libéralisation du marché et le processus d'unbundling, ou bien l'intégration massive des renouvelables au marché. La vérité est que ces deux mesures étaient importantes, mais elles ont produit des résultats inattendus.

## **Le marché**

Les changements introduits dans le marché électrique, avec et après le processus de libéralisation au niveau européen et national, n'ont pas conduit à un équilibre parfait dans les moyens de génération et parfois amené à la mise en attente ou à la suspension de projets. C'est ce qui s'est produit en Suède vers la fin des années '90, où des centrales nucléaires ont été mises hors service en créant par conséquent un manque de capacité. Pour répondre à des situations de pointes et assurer la sécurité des approvisionnements, le régulateur suédois a mis en place un mécanisme « temporaire de réserve stratégique ». Ce mécanisme « temporaire » a été initialement prévu pour exister jusqu'à 2020, quand le marché serait en mesure de prendre en charge ce manque de capacité.

Par expérience, la suspension de projets et le manque de visibilité dû aux changements législatifs et à certains événements internationaux (tremblement de terre au Japon, boom de gaz de schiste aux Etats-Unis, marché du CO2 en Europe) pourraient mettre en danger la capacité à satisfaire la demande en pointe.

De plus, dans certains pays, les choix d'investissement dans les moyens de génération ne sont laissés au marché que de façon résiduelle. Les schémas de soutien aux renouvelables ont augmenté la part d'investissements en génération régie par la régulation directe indépendamment de décisions des acteurs du marché. En Allemagne, par exemple, seulement 20% de la totalité de la production électrique devrait être, en 2020, générée par des sources en compétition sur le marché. Comment donc combiner le processus de libéralisation avec des systèmes régulés de soutien aux ENR ?

## **Les prix**

Les prix sont encore régulés dans certains pays européens, de telle manière que les prix spot n'affectent pas les consommateurs (absence de signal prix). Par conséquent, la demande ne participe pas de manière réelle au marché, à moins qu'un dispositif dédié soit en place. De plus, il existe d'autres mécanismes qui peuvent empêcher la libre détermination du prix en suivant les équilibres de l'offre et

de la demande, tels que les price caps. Ces plafonds peuvent changer sensiblement d'un dispositif à l'autre : d'un niveau relativement haut de 3000€/MWh comme dans le marché Central Western Europe, à des niveaux assez bas comme dans la péninsule ibérique, où le prix est plafonné à 180€/MWh. Bien qu'il y ait des exemples d'application de solutions dites « energy only » (Australie), se basant sur un prix qui répond aux signaux du marché avec un plafond très élevé, ce mécanisme peut amener des pics de prix difficilement acceptables politiquement et socialement.

## **Le boom des renouvelables**

Les directives de 2001 et 2009, visant l'accélération de la diffusion des énergies renouvelables, ont provoqué une explosion du volume d'électricité produit par ces énergies et injecté dans le système, avec une offre provenant essentiellement de sources intermittentes (photovoltaïque, éolien). Les directives et les législations nationales ont sous-estimé un aspect important : les problèmes d'équilibrage et de back-up. Les dispositifs nationaux de subvention aux renouvelables garantissent le seul coût de revient des actifs des sources renouvelables (pas encore entièrement compétitifs), sans prendre en compte les coûts cachés des besoins de back-up. Cela requiert que des centrales conventionnelles (gaz, charbon, fioul), qui parfois ne sont plus rentables, ne restent en activité que pour fournir des capacités de back-up. De plus, les investissements additionnels dans le réseau de distribution nécessaires pour porter l'énergie depuis une multitude de sources aux centres de consommation, ainsi que les besoins de renforcement des interconnexions à la frontière sur le réseau haute tension ont été sous-estimés.

En raison du manque de disponibilité d'une technologie de stockage économiquement viable à grande échelle et des temps longs requis pour développer les interconnexions, la manière plus rapide et/ou plus économe d'assurer la flexibilité du réseau est de garder en vie ou bien de développer des centrales thermiques (des CCCG pour la réserve secondaire, le charbon ou le fioul pour la réserve tertiaire,) tout en promouvant l'effacement diffus. Cependant, avec la priorité de dispatching données aux renouvelables, ces installations conventionnelles sont de moins en moins utilisées et deviennent incapables, surtout dans certains pays, de récupérer les coûts fixes. Le cas d'une centrale en Bavière est éloquent : une nouvelle CCCG appliquant une technologie à haut niveau d'efficacité a été utilisée 400 heures pendant les trois premiers mois d'activité. Pour être rentable, les CCCG devraient produire environ 5000 heures/an. Une situation similaire se trouve en Espagne, où les CCCG ne peuvent pas couvrir leurs coûts fixes à cause, entre autres, de la grande variabilité de la production éolienne. Avec ces perspectives, alors que les investissements dans la génération sont nécessaires pour remplacer un parc vieillissant, l'industrie prévoit de mettre en attente ou fermer ces centrales et ne prendra pas le risque d'investir dans le court terme, au moins dans les capacités de pointe<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Il faut préciser que les centrales à gaz n'étaient pas prévues pour assurer des capacités de pointe.

## **Interconnexions et flux transfrontaliers**

Les flux transfrontaliers et les interconnexions sont à la base de l'intégration du marché européen. Avec l'explosion des énergies renouvelables et sans la disponibilité de back-up pour équilibrer le système, les interconnexions doivent être renforcées, assurant plus d'importations ou exportations lors de situation de déficit ou surplus de génération par rapport à la demande. A l'apparence évidente, l'enjeu est en réalité le décalage temporel. Car alors que le besoin de plus de capacité partout en Europe s'agrandit avec la croissance de la part des renouvelables, les infrastructures nécessitent plusieurs années pour être construites, compte tenu du manque d'acceptation de la part de la société civile.

De plus, la quantité de projets et de production renouvelable ne peut pas être contenue entièrement dans les pays qui les accueillent. Il s'agit par conséquent d'envisager un réseau européen, qui soit capable de recevoir ces nouveaux flux, surtout en raison de la volonté des pays d'exporter partout en Europe l'électricité ainsi produite. Malheureusement, sans nouvelles interconnexions ou renforcement des existantes, les exportations n'iront nulle part.

## **Les mécanismes de capacité**

Toutes ces évolutions montrent le besoin d'un mécanisme capable de conduire à la disponibilité de capacité quand nécessaire. Les raisons pour la mise en place d'un mécanisme de rémunération des capacités peuvent différer d'un pays à l'autre (demande en pointe, intermittence des sources renouvelables ...) et peuvent donc nécessiter le recours à des solutions ad hoc. D'ailleurs, il n'y a pas de solution miracle et unique puisque les mécanismes de capacité peuvent prendre différentes formes (marché de capacité, réserve stratégique, reliability option, paiement des capacités, ..). En revanche, des systèmes purement nationaux sans une coordination régionale et européenne auront des impacts sur le bon fonctionnement des marchés voisins, cela même en absence de couplage de marché.

## **Recommandations**

Tous ces changements montrent que le modèle de marché cible (market design) pour le marché de l'électricité européen, actuellement en cours de développement, n'est pas nécessairement à remettre en cause. En effet, il n'a jamais eu la possibilité de fonctionner. Et alors qu'il pourrait prendre forme, il n'est plus adapté à la situation actuelle.

Les échanges transfrontaliers sont un des fondamentaux du target model, alors que les marchés day-ahead et intraday sont les outils préférés pour ces échanges. Bien qu'ils deviennent nécessaires en raison des insuffisances introduites par l'incohérence des politiques énergétiques, tant au niveau national qu'européen, ainsi que par le manque de coordination parmi les différents niveaux décisionnels, les mécanismes de rémunération des capacités ne font pas en revanche partie de ce modèle. Quand les Etats-Membres décident de les mettre en place ou de les

renouveler, ils doivent être conscients des conséquences.

Le risque est en effet que la mise en place de différents dispositifs de capacité, surtout s'ils ne sont pas bien construits, amène à un marché européen composé de 27 marchés régulés qui échangent de temps en temps (i.e. le modèle existant avant la libéralisation).

La Commission Européenne devrait analyser l'incohérence qui pourrait résulter de la mise en place de mesures incompatibles entre elles ainsi que leur impact sur le fonctionnement du marché. Elle devrait au moins s'assurer que les solutions choisies par les Etats Membres soient basées sur des règles de marché, qu'elles soient compatibles avec le développement des connexions avec les marchés voisins, et qu'elles incluent aussi bien l'effacement diffus que la génération.

En ce sens, la communication de la Commission du 6 juin dernier concernant les énergies renouvelables a été bien accueillie, car elle se réfère aux problématiques de cohérence et propose une approche plus coordonnée en matière de dispositifs de soutien aux ENR.

Bien que le Traité de Lisbonne donne aux Etats-Membres le droit d'établir leur propre mix énergétique et que la Directive 2009/72 (Troisième Paquet) les autorise à invoquer la « sécurité des approvisionnements » pour appliquer des mécanismes de capacité, la clause de subsidiarité ne devrait pas être utilisée pour exclure une solution régionale ou européenne. Un changement de traité dans ce cas serait trop coûteux et pas assez réactif<sup>2</sup>. Une première solution serait donc de proposer un cadre commun, afin d'éviter les distorsions qui vont émerger de systèmes incompatibles entre eux, et afin de faciliter la transition vers le nouveau système.

Le système électrique dont nous avons hérité est en train d'atteindre ses limites. Une fois mis en danger, il faudra plusieurs années pour le corriger, étant donnée la longue durée des investissements dans la génération, la transmission et la distribution. Attendrons-nous un black-out généralisé (tel que celui qui a eu lieu en 2009 dans le réseau gazier et qui a conduit à l'approbation de la régulation sur la Sécurité des Approvisionnements) pour promouvoir une approche européenne qui puisse le prévenir ?

---

<sup>2</sup> Néanmoins, renoncer à la subsidiarité pour certains éléments de la chaîne de valeur électrique ou gazière pourrait être la manière la plus efficace dans le moyen/long terme. Dans la pratique, ce débat ne pourra pas donner des résultats pour les problématiques qui surgiront dans les deux années prochaines.