



Management
& Technology
Consultants

Zoom On | Electricité

Quel marché de capacité pour
maîtriser la pointe électrique ?

Le 8 février 2012, la consommation électrique de pointe de la France a atteint un niveau record de 102 GW, près du double de la consommation moyenne (55 GW). La divergence croissante entre consommation moyenne et consommation de pointe accentue les tensions sur les besoins d'investissements en réserves de capacités. Ces réserves sont actuellement mobilisées en période de pointe par le gestionnaire de réseau, dans le cadre du Mécanisme d'Ajustement de la loi du 10 février 2000. Les détenteurs des capacités de production ou d'effacement ne sont rémunérés que sur la base de l'énergie produite, ou la consommation effacée, en période de pointe, et cela ne permet pas de couvrir leurs coûts d'investissements (manque financier communément appelé « missing money »).

Un marché de capacité inscrit dans la loi NOME mais dont le décret d'application n'a pas créé un consensus et a donc été oublié

Afin de favoriser les investissements dans les capacités de pointe nécessaires à la sécurité de l'approvisionnement électrique français, la loi NOME du 7 décembre 2010, prévoit la création d'un marché de capacité, qui visait à rémunérer non plus uniquement l'énergie produite, mais également la puissance disponible. Le principe de ce marché de capacité est d'introduire pour les fournisseurs une obligation de détention de certificats de capacités sur la base de leur portefeuille client et d'une marge de réserve unique. Les modalités de mise en œuvre du marché de capacité n'ont cependant pas été précisées et l'idée d'un « marché de capacité » a suscité de vives réactions lors de la campagne électorale. Les risques évoqués par François Brottes, le conseiller « énergie » de François Hollande, concernent entre autres, l'augmentation des prix de l'électricité que pourrait entraîner l'instauration de ce marché de capacité. Cette position aujourd'hui revendiquée par l'équipe gouvernementale, s'appuie notamment sur deux avis rendus respectivement par l'Autorité de la concurrence et par la Commission de Régulation de l'Énergie au printemps dernier.

Revenons rapidement en arrière. Suite à la publication d'un projet de décret relatif à la création d'un marché de capacité, la CRE publia le 29 mars 2012 une délibération exprimant ses réserves. Sans remettre en cause la nécessité d'anticiper les besoins croissants de capacités de production de pointe en France, la CRE proposait plusieurs modifications de la proposition de décret. Moins d'une semaine après, le 12 avril 2012, l'Autorité de la Concurrence rendait également un avis réservé sur ce même décret. En cause, la complexité accrue du cadre réglementaire qu'allait induire le marché de capacité ainsi que l'absence d'étude d'impact du mécanisme au regard des deux objectifs principaux que sont l'incitation aux investissements dans les capacités de pointe et la maîtrise de la demande d'énergie. Tant l'Autorité de la Concurrence que la CRE estiment que le marché de capacité tel qu'envisagé à l'époque avec notamment un mécanisme de bouclage centralisé¹, pouvait favoriser des comportements opportunistes de rétention de capacité de la part des fournisseurs induisant in fine des hausses de prix pour les consommateurs finaux².

Tandis que les risques d'éviction des fournisseurs alternatifs liés à la position dominante d'EDF sont soulignés par l'Autorité de la Concurrence, la double rémunération des capacités sous obligation d'achat³ fait également partie des distorsions concurrentielles qui pourraient résulter de l'instauration du marché de capacité. L'Autorité de la Concurrence souligne enfin la possibilité de mettre en place

des mécanismes moins complexes et onéreux en vue d'une meilleure valorisation des réserves de capacités. La délibération de la CRE du 12 juillet 2012 portant approbation des modalités de l'appel d'offres pour la mise en œuvre de capacités d'effacement additionnelles, qui valide les nouveaux coefficients de valorisation des offres d'effacement par le gestionnaire du réseau de transport, pourrait être une première étape dans ce sens.

Le décret initial a donc été abandonné afin d'améliorer la définition du cadre du marché de capacité. L'article 7 de la proposition de loi sur la tarification progressive de l'énergie datant du 06 septembre 2012 évoque le marché de capacité tout en précisant la volonté de prioriser l'effacement par rapport aux capacités de production de pointe. Dans la continuité de la conférence environnementale du 15-16 septembre 2012, il ne fait aucun doute que le marché de capacité sera un des sujets clés de la réflexion sur la transition énergétique. Il est opportun pour cette raison de revenir sur les caractéristiques clés de la construction de ce marché afin d'envisager ses modalités optimales.

Le marché de capacité doit être juste, simple à mettre en place et économique

Le dimensionnement du marché de capacité doit prendre en compte les risques de distorsions anti-concurrentielles et l'augmentation du coût pour les consommateurs, et cela en s'appuyant sur trois principaux paramètres :

- Sa gouvernance : centralisée ou décentralisée
- Sa conception géographique : régionale ou nationale
- Son modèle tarifaire : rémunération encadrée ou libre, différenciant ou non effacement et production

La gouvernance du marché de capacité repose sur la méthodologie d'évaluation du besoin de capacité (production ou effacement) en temps réel aux périodes de pointe :

- La méthode centralisée de type « top down » : à partir de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI), le gestionnaire de réseau définit le besoin global de capacité à moyen terme permettant d'assurer un niveau de sécurité global suffisant. Il achète ensuite la totalité des certificats équivalents via un dispositif d'enchères centralisées, agissant ainsi par délégation de l'ensemble des fournisseurs. Il doit ensuite répartir ces certificats sur l'ensemble des fournisseurs, qui paient chacun leur part du coût total d'acquisition des capacités, l'année de leur mise en disponibilité. Le système d'enchères centralisées est assez répandu en Amérique du Nord : il est simple, très directif mais l'absence de distinction entre les capacités existantes et les nouvelles capacités peut créer d'importantes rentes, voire générer un double paiement des unités existantes. Ce double paiement est dû à la rente de rareté des unités de base en période de pointe, et à la rémunération additionnelle des capacités dont les coûts fixes sont déjà couverts par le prix de l'énergie⁴.
- La méthode décentralisée de type « bottom-up » : chaque fournisseur évalue le besoin en capacité de son portefeuille client, auquel il additionne une marge de sécurité unique définie par le gestionnaire de réseau, qui est ensuite chargé d'agréger l'ensemble des évaluations afin de projeter un besoin de capacité global. Ce système reporte sur chacun des fournisseurs la responsabilité de sécurisation du réseau. Dans le cadre du marché français avec un acteur dominant, cela pourrait augmenter le pouvoir de marché et

accroître la volatilité des prix pour le consommateur final. Il existe également un risque que la « seule addition des engagements ne pourra pas garantir effectivement la sécurité globale du système électrique français »⁵.

Le choix entre ces deux modèles de gouvernance devra in fine prendre en compte les impacts potentiels sur le coût pour le consommateur.

La conception géographique du marché de capacité peut être nationale, reposant sur une évaluation des besoins de capacité sur l'ensemble du territoire Français et assurant un prix uniforme des capacités sur le territoire, ou régionale, avec des besoins de capacité évalués par région insistant sur les besoins de capacité spécifiques nécessaires à l'équilibre de chacune.

La régionalisation du marché de capacité permet l'adaptation du prix de l'obligation de capacité selon les régions en prenant en compte la disparité des contraintes qui pèsent sur les régions pour répondre à leurs besoins en électricité pendant les périodes de pointe. Les régions Bretagne ou PACA présentent ainsi un défaut d'interconnexion avec le réseau national et manquent de moyens de production locaux ; ces régions pourraient alors bénéficier d'un prix de l'obligation plus incitatif. A l'inverse dans les régions moins contraintes, le prix de l'obligation est bien inférieur à la « missing money » (exemple du marché américain dérégulé PJM, où dans les régions non contraintes, le prix de la capacité est jusqu'à 10 fois inférieure). Un équilibre pourrait être obtenu par des échanges entre régions du fait des différences de prix, valorisant du même coup les lignes de transport d'électricité au même titre que les capacités ou les offres d'effacement.

La régionalisation est toutefois complexe à mettre en place et pourrait nuire au succès à court terme de l'implémentation du marché de capacité. Elle serait aussi contraire à l'approche « timbre-poste » du marché actuel de l'énergie, où chaque citoyen a accès à l'énergie au même prix, indépendamment de la complexité de la fourniture.

Le modèle tarifaire est enfin une des clés de voûte de la construction du marché de capacité dont l'objectif principal est d'inciter aux investissements dans les moyens de production de pointe. Le marché de capacité décrit par la loi NOME fonctionne par l'attribution de certificats de capacité disponible, mettant en concurrence capacités de production et d'effacement. L'évaluation de ces certificats doit permettre une incitation suffisante à l'investissement en évitant les phénomènes de double rémunération. Il importe pour cela de trancher sur l'encadrement du prix de la capacité et de s'interroger sur la mise en place d'un prix plancher évitant l'effondrement des prix de capacité comme on a pu l'observer sur certains marchés étrangers. En cas de surproduction, la demande en capacité de pointe baisse et les prix s'effondrent mettant en danger la rentabilité des investissements. Ce signal défavorable entraîne la réduction des investissements dans les capacités de production de pointe. Aux Etats-Unis notamment, dans le cadre du marché NYISO, le système de rémunération est basé non seulement sur l'existence de la capacité mais également sur sa disponibilité et avec un prix plancher qui assure une partie de l'investissement, indépendamment des fluctuations de prix sur le marché de l'énergie. Il aurait toutefois le désavantage d'augmenter mécaniquement le prix de l'énergie.

La seconde réflexion cruciale à mener concerne la politique tarifaire différenciant ou non les types de capacités : de production, d'effacement voire de transport (dans le cas de l'approche régionale). Une politique non différenciante serait évidemment simple à mettre en place ; il faut toutefois porter une attention particulière aux exigences en termes d'heures d'activation de l'effacement afin que les capacités d'effacement puissent être compétitives vis-à-vis des capacités de production. Une différenciation effacement/production, via par exemple la mise en place de quotas spécifiques d'effacement, permettrait d'imposer un volume global d'effacement désiré à l'échelle du pays. Cette différenciation pourra toutefois impacter le prix de la capacité à la hausse et sera plus complexe à mettre en place. Le choix entre ces deux options

impacterait in fine le volume total d'effacement réalisé, la politique différenciée permettant d'atteindre un volume d'énergie effacée plus important. La différenciation irait aussi dans le sens de priorisation de l'effacement de l'article 7 de la proposition de loi concernant la tarification progressive de l'énergie.

La construction du marché de capacité en France doit être mise en perspective au niveau Européen

Si la nécessité de créer un mécanisme de valorisation des capacités de production de pointe est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, l'organisation d'un marché de capacité qui garantirait un juste prix à la fois aux détenteurs de capacités, aux fournisseurs et aux consommateurs finaux ne fait pas consensus et doit donc être profondément analysé. Il semble évident que le gestionnaire de réseau doit pouvoir jouer un rôle normatif, tant au niveau de la définition de la marge de sécurité à additionner aux obligations de capacité que dans l'encadrement des prix de capacité. Le marché de capacité doit d'une part être simple, pour être efficace et réduire les risques de distorsions concurrentielles ; il doit également permettre de prioriser les offres d'effacement et les infrastructures de transport par rapport aux capacités de production de pointe. L'intégration des capacités situées à l'étranger doivent notamment faire l'objet d'une intégration encadrée. Ce dernier élément souligne le fait que la mise en place d'un marché de capacité au niveau français ne peut se comprendre sans une réflexion à l'échelle européenne. Espérons toutefois que ce sujet ne sera pas complètement écarté, que cela soit par la prochaine loi Française de « transition énergétique » ou par la Commission Européenne elle-même⁶, tout du moins sans solution alternative. Cela ne ferait que repousser le problème et le statu quo de la situation actuelle perdurerait.

Sources : *Autorité de la Concurrence, CRE, UFE, Economix, Dominique Finon*

¹ Mécanisme de bouclage centralisé : mécanisme qui doit permettre en cas d'écart exceptionnel entre la production et la demande d'énergie de procéder à un appel d'offre pour des capacités de pointe

² Pour en savoir plus, voir l'avis 12-A-09 de l'Autorité de la Concurrence du 12 avril 2012, observation 127

³ Capacités dont les coûts d'investissements élevés sont palliés par une obligation de rachat par EDF de l'énergie produite à un prix supérieur à celui du marché, permettant de couvrir les coûts fixes d'investissements. L'attribution de certificats de capacités pour ces unités de production entraînerait donc une double rémunération de ces capacités.

⁴ Pour en savoir plus, voir l'article « *Un mécanisme de capacité pour le système électrique français* » de Microeconomix (Mars 2012)

⁵ UFE

⁶ EurActiv, Septembre 2012, article sur la position de la Commission Européenne ([lien](#))