Sujet	**Appel à contributions relatif au fonctionnement du marché des garanties de capacité**
Date	Septembre 2018
A l'intention de	CRE et RTE
Correspondants	Géry Lecerf

I. Partagez-vous le diagnostic établi sur la base des retours des acteurs qui se sont exprimés ? Vous semble-t-il que des éléments majeurs auraient été omis dans ce diagnostic ?

Nous partageons ce diagnostic.

Le caractère décentralisé de ce mécanisme le rend évidemment sensible aux questions de concurrence en amont et aux stratégies de couverture des acheteurs obligés. C'est pourquoi il nous semble indispensable de traiter les deux problèmes suivants :

1. Le pouvoir de marché de l'opérateur dominant
2. Le comportement d'achat à tout prix d'un certain nombre d'acheteurs obligés

1. Concernant le pouvoir de marché de l'opérateur dominant :

   a. Nous regrettons qu'il n'ait pas été analysé plus avant. Nous avions d'ailleurs bien noté que RTE, dans son Analyse d'impact de janvier 2018, avait souligné « aucune modélisation n'a à ce jour analysé de manière exhaustive les comportements d'acteurs en situation de pouvoir de marché sur le mécanisme de capacité ». Nous admettons que le GT capacité de la CAM n'est pas forcément l'enceinte idoine pour ce faire. Toutefois, nous ne partageons pas le scepticisme affiché par RTE quant à l'intérêt d'une telle analyse[1]. Les mesures introduites par la décision de la Commission sont certes bienvenues, toutefois elles n'épuisent pas la question du pouvoir de marché.

   b. Si ce pouvoir de marché est structurellement liée à la position dominante de l'opérateur historique en matière de production que seules de mesures de déconcentration pourraient traiter (en plus de dispositif existant tels que l'ARENH), d'autres mesures en lien avec ce pouvoir de marché devraient être envisagées (Cf. question II).

2. Concernant les comportements d'achat à tout prix :

Le diagnostic a bien été posé, notamment par l'Uniden. Ce mécanisme, essentiellement tributaire d'une stratégie de réplication du Prm par les acteurs du mass market de la référence capacité des TRV réglementés, contribue à réduire le panel des offres capacitaires aux clients finals, donc réduit la concurrence au détriment des consommateurs. Le parallèle avec le marché de l'énergie, abordé à la question suivante, est ici approprié : il n'y a pas de raison, a minima sur le haut de portefeuille, que chaque client paie exactement la même valeur capacitaire. D'une part, le

[1] « *Au-delà de la complexité à mener ce type d'études, en représentant à la fois le pouvoir de marché et les limites et possibilités de contrôles des autorités de régulation, l'intérêt, dans le cadre de l'analyse spécifique du mécanisme français, est discutable, vu l'ensemble des mesure de transparence et des dispositifs contraignants pour les acteurs (notamment l'obligation de passage d'une partie significative par le marché organisé pour les acteurs «intégrés») qui ont été introduites, notamment suite à l'enquête approfondie de la Commission européenne*. », Etude d'impact RTE, 2018

comportement à la pointe peut permettre de modérer le coût capacitaire[2], et, d'autre part, une bonne stratégie de hedging doit pouvoir être valorisable dans les offres de fourniture. Or cette dernière possibilité est extrêmement réduite aujourd'hui dans le marché de capacité et alors même que le mécanisme de capacité était censé « enrichir le métier des fournisseurs » et « créer de nouvelles activités » de manière à « permettre une plus grande richesse et différenciation des offres en fonction des stratégies choisies pour faire face à leur obligation »[3]. Dès lors, un tel fonctionnement rend difficile l'optimisation de l'approvisionnement qui est pourtant « le cœur du métier de fournisseur »[4].

II. Partagez-vous l'approche consistant à s'inspirer du fonctionnement des marchés de l'énergie pour améliorer celui du marché de capacité ?

Alors que le mécanisme de capacité est bâti « avec des principes d'architecture de marché similaires à ceux du marché de l'énergie »[5], son fonctionnement diffère toutefois de celui de l'énergie sur plusieurs aspects (liste non exhaustive) :

- notification du volume d'obligation et des écarts pour l'année AL en AL+3 ;
- déconnexion entre l'OTC et le marché organisé
- absence de produits à terme sur le marché organisé
- faible visibilité sur l'équilibre offre-demande
- début de couverture 4 ans à l'avance…

Si l' « étanchéité[6] » entre les deux marchés doit évidemment être conservée, ce décalage entre le fonctionnement du marché de l'énergie et celui de la capacité doit être comblé. En effet, le caractère désormais dual des ventes d'électricité en France depuis 2017, énergie + capacité, rend ce décalage problématique car il ne contribue pas à la bonne appropriation du volet capacité par les acteurs de marché – notamment les consommateurs – et nuit au bon fonctionnement du marché de la fourniture, que cela soit sur un plan technique et concurrentiel.

D'autres angles d'approche pour des améliorations du mécanisme vous semblent-ils envisageables ?

- La vente des garanties de capacité liées au nucléaire, au regard de l'absence de missing money sur cette filière et du caractère monopolistique de l'exploitation nucléaire, devrait se faire à tout prix ;

- La valorisation des garanties de capacité issues d'EDF-OA. Selon la délibération du 22 juin 2017, la stratégie de vente fait l'objet d'un contrôle de la CRE afin de s'assurer qu'il y ait une bonne valorisation des garanties tirées de la certification (le gain étant défalqué des charges de CSPE puisqu'il est évidemment considéré que l'OA rémunère déjà la capacité). Ce fonctionnement, quand bien même il est vertueux sur le plan des finances publiques, par le

[2] Selon V. Schwarz 5DGEC), « le mécanisme de capacité « permet à chacun des fournisseurs de couvrir au meilleur prix le niveau d'obligation de capacité qui résulte de la consommation de ses clients » (*Euractiv*, 14/09/18, https://www.euractiv.fr/section/energie/opinion/pourquoi-la-france-croit-au-marche-des-capacites/)
[3] Rapport d'accompagnement de la proposition de règles, RTE, avril 2014, p. 190
[4] CRE, Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel - Rapport 2012-2013, Janvier 2014
[5] Rapport d'accompagnement de la proposition de règles, RTE, avril 2014, p. 65
[6] Ibid, p. 198.

caractère massif de ces ventes, accentue la mainmise de l'opérateur dominant sur el résultats des enchères. La gestion de de la vente des capacités liées aux actifs sous OA et nucléaires devrait se faire en « vente à tout prix » ;

III. L'articulation temporelle entre les différents types de sessions de marché organisé détaillée ci-dessus vous semble-t-elle pertinente ? Dans quelle mesure le cadre proposé pourrait-il s'avérer contraignant pour votre activité ?

Ce cadre temporel pourrait convenir.
Toutefois, nous avons une interrogation sur l'enchère spot d'ajustement de décembre N-1 servant d'assiette au PREC et sur le risque de manipulation qui pourrait peser sur cette enchère

IV. La création de sessions de marché organisé prenant la forme de journées de marché continu vous semble-t-elle une solution satisfaisante pour pallier les difficultés constatées dans la rencontre de l'offre et de la demande sur les sessions de marché organisé

L'avantage d'un marché continu par rapport à un marché de fixing réside dans la révélation des offres et dans la plus grande latitude offerte aux parties prenantes qui peuvent réagir plus rapidement à une annonce. On peut toutefois s'interroger sur l'adaptation d'un tel format de session de marché à une valeur aussi peu liquide que la capacité marqué par un manque de contreparties.

V. Si les sessions de marché organisé prenant la forme de journée de marché continu avant AL portent sur des produits à terme, cela occasionnerait-il, selon vous, des difficultés opérationnelles significatives (appels de marge, frais, liquidité etc.) ?

Non, cela n'occasionnerait pas de difficultés opérationnelles significatives, ni plus ni moins que sur le marché de l'énergie pour l'achat de produits calendaires par exemple. La mise à disposition de produits à terme serait cohérente avec le fonctionnement en back to back fondé notamment sur les produits à terme dans le cas de la part l'énergie de la fourniture.

VI. Êtes-vous favorables à un tel changement d'assiette pour le calcul du prix de référence relatif au règlement des écarts ?

Baser le calcul du PREC sur le résultat de l'enchère spot organisée en décembre AL-1 revêt une certaine logique puisqu'il s'agit de faire correspondre les échanges de l'enchère spot de décembre AL-1,supposés être d'ajustement car très proches de l'année de livraison, et une référence dans la matrice des écarts.

Nous y voyons toutefois un risque qui résiderait dans la déconnexion entre le PREC et le prix des échanges lors des sessions de marchés précédentes. Il serait nécessaire de s'assurer d'une cohérence minimale entre le PRC et cette moyenne des échanges précédents afin d'éviter des comportements opportunistes lors de cette dernière enchère, cherchant par exemple à faire monter le niveau du PREC. Pour reprendre l'idée du parallèle avec le marché de l'énergie, il convient de rappeler ici que le PRE se fixe toutes les demi- heures sur le marché de l'énergie et non de manière définitive en une seule enchère.

Par ailleurs, si on reprend la préoccupation consistant à limiter les comportements d'chats à tout prix, l'effet d'un tel changement n'est pas certain. En effet, la question de la réplication des références de prix marché existant dans le paysage français (tarifs réglementés de vente, ARENH, calcul de compensation pour les obligations d'achat, etc.) se reposera et pourrait induire à nouveau des achats à tout prix.

VII. Alors que ce constat n'est pas vrai pour le volet énergie, le PREC restera-t-il, selon vous, un des éléments majeurs de la formation des prix sur le marché, comme l'est actuellement le PRM ?

Difficile à dire. Il est probable que ce soit la nouvelle référence de prix utilisé dans le cadre des TRV qui devienne le nouvel élément majeur de la formation des prix par l'effet pervers de la réplication.

VIII. L'architecture globale de cette proposition de fonctionnement du marché des garanties de capacité vous semble-t-elle de nature à améliorer son fonctionnement ?

Ce changement d'assiette est bienvenu, si et seulement si le « Prix de Référence des Ecarts en Capacité » (PREC) ainsi calculé cesse effectivement d'être une référence utilisée dans les offres. La question de l'assiette et du rôle du PREC vont étroitement de pair.

IX. ***Cet enjeu est-il significatif pour vous ? Disposez-vous d'éléments quantitatifs susceptibles de mettre en évidence l'influence du délai de 3 ans entre le début de l'année de livraison et le règlement des écarts sur la formation du prix sur le marché garanties de capacité ?***

Diminuer le délai de notification de l'obligation finale est effectivement bienvenu. Aujourd'hui, le processus encadrant une année de livraison est de 8 ans, durée totalement en décalage avec ce qui se pratique sur le marché de l'énergie. Raccourcir ce processus, notamment en avançant le règlement financiers des écarts en AL+1, permettrait d'avoir un retour d'expérience plus rapide sur l'état de l'offre-demande pour l'année en cours et les suivantes et éviterait aux acteurs obligés et aux RPC de portait un risque sur une durée aussi longue.

X. Quels seraient, selon vous, les avantages et inconvénients associés à l'émergence d'une contrainte sur la couverture des acteurs obligés avant l'année de livraison ? Selon vous, à partir quelle date les acteurs obligés devraient-ils être couverts ? Le cas échéant, cette contrainte devrait-elle s'appliquer i) à l'ensemble des cessions de garanties de capacité, ii) à l'ensemble acteurs obligés ?

Toute forme de contrainte sur la couverture des acteurs obligés avant l'année de livraison doit être exclue :

1. L'obligation de capacité est déjà en soi une contrainte pesant sur les fournisseurs. Une telle obligation de couverture accentuerait plus encore cette contrainte.

2. Une telle obligation ne serait pas dans l'esprit du mécanisme de capacité :

- L'idée d'une contrainte sur la couverture des acteurs obligés n'est pas prévue dans la Décision de la Commission du 8.11.2016, laquelle n'a envisagé de contrainte que dans le cas des responsables des périmètres de certification (également fournisseurs « intégrés ») détenant un volume de capacité excédant un seuil de 3 GW en raison de la concentration du marché de la production.

- On ne voit pas bien dès lors à quel problème répondrait une contrainte sur les acteurs obligés si ce n'est de permettre aux gros RPC, et notamment à celui en position dominante, de sécuriser la vente de leur capacité le plus en amont de l'année de livraison.

- Une telle contrainte sur la couverture serait antinomique avec la mise en parallèle des fonctionnements du marché de capacité et de l'énergie proposé par cet appel à contribution. Pour l'énergie, face à une demande d'un consommateur, le fournisseur applique une stratégie de couverture en back-to-back la plus rationnelle possible, laquelle est conditionnée par les mouvements de prix. Dès lors, les incertitudes relatives aux déterminants du prix de l'électricité (gaz, charbon, CO2, EnR…) ou toute tendance erratique de ces déterminants et des prix de gros de l'électricité eux-mêmes influencent le rythme de contractualisation et de couverture. Il convient de rappeler ici que sur le haut de portefeuille une très grande majorité de contrats de fourniture sont signés l'année précédant l'année de livraison. Dans le cas d'Alpiq, sur les six dernières années, 75% des contractualisations pour l'année N sont réalisées en S2 de N-1. En outre, une part significative des clients ont pour habitude, pour des raisons d'organisation interne et budgétaires, de ne prendre une décision qu'en fin d'année N-1. Bien sûr, cette moyenne est à nuancer au regard de la sensibilité des grands consommateurs aux opportunités de prix évoquées ci-avant qui peuvent impliquer des prises de commande un peu plus précoces. Mais une telle sensibilité pour l'approvisionnement en capacité exigerait une plus grande maturité du marché et la levée des dysfonctionnements abordés ci-avant. Dans le cas du mécanisme de capacité, l'absence de visibilité quant au portefeuille client à horizon 4, 3 ou 2 ans, est d'autant plus forte que le « cône d'incertitude » comprend également des hypothèses sur l'équilibre offre demande[7].

- Une telle contrainte sur la couverture irait à l'encontre du principe de responsabilisation des fournisseurs, qui peuvent, dans un marché décentralisé, « solliciter librement l'ensemble des leviers de couverture à leur disposition, jusqu'à l'année de livraison »[8]. Au contraire d'une contrainte, c'est de souplesse et de diversité dont les fournisseurs ont besoin pour couvrir leur obligation en conformité avec leur rôle d'optimisation de l'approvisionnement de leurs clients. C'est d'ailleurs dans cette esprit que les règles ont été conçues, ainsi que le soulignait RTE dans son rapport d'accompagnement d'avril 2014 *(page 183)* : *« du côté du marché de la fourniture, l'obligation de capacité représente une complexité supplémentaire qui peut être vue comme un obstacle pour les nouveaux entrants, mais également comme une opportunité : elle s'impose à tous, mais*

[7] Rapport d'accompagnement aux règles du mécanisme de capacité, p 61
[8] Ibid, p 61

chaque fournisseur pourra choisir sa stratégie de couverture. Cette nouvelle facette du métier de fournisseur ouvre des possibilités de différenciation des offres entre acteurs qui peuvent stimuler la concurrence ».

3. Cette contrainte sur la couverture des acteurs obligés constituerait une forme de recentralisation indirecte du mécanisme :

- cela constituerait une évolution structurelle alors même que le mécanisme n'a pas achevé sa seconde année de livraison et qu'il reste sujet à une instabilité réglementaire ;

- cela irait à l'encontre du double objectif assigné au mécanisme, à savoir, comme l'a souligné RTE, « laisser toute sa place à l'effacement de consommation dans le dispositif, et réduire les coûts en évitant de réserver trop de capacités en amont indépendamment des besoins du secteur »[9].

[9] Ibid, *page 61*