Concertation sur les nouvelles règles du mécanisme de capacité

Appel à contributions relatif au fonctionnement du marché des garanties de capacité

*****

25 juillet 2018

Réponse du 14/09/2018

1. **CONTEXTE ET INTENTION :**

Il nous semble indispensable de rappeler brièvement quelques éléments propres au mécanisme de capacité, et de les mettre en perspective avec le fonctionnement actuel du "marché".

Premièrement,

D'après les autorités françaises, le mécanisme de capacité poursuit trois objectifs :

- *Inciter à l'investissement dans des moyens de pointe, ou permettre d'éviter leur fermeture*
- *Modifier les comportements de consommation à la pointe*
- *Accompagner la transition énergétique*

A la vue de ce qui s'est passé depuis 2017 et de la situation actuelle, le premier objectif est pour le moins problématique : les autorités françaises ont affirmé à la Commission que « grâce à la mise en place du mécanisme, certaines centrales avaient abandonné leur intention de fermeture », p41-42 de la décision du 8.11.2016. C'est le contraire qui s'est produit dès 2017, une fois le mécanisme en place, avec l'anticipation soudaine de l'arrêt de plusieurs centrales de production et l'annonce de l'arrêt des centrales à charbon. En parallèle, RTE a récemment souligné dans le bilan prévisionnel que des investissements dans de nouvelles capacités thermiques à horizon même lointain semblait extrêmement improbables.

Les deux autres objectifs sont majeurs et ils sont poursuivis par la PPE indépendamment du mécanisme de capacité.

Deuxièmement,

L'argument principal, avancé par les autorités françaises pour la mise en place du mécanisme de capacité, est le risque que faisait courir la progression de la pointe de consommation sur la sécurité d'approvisionnement. Progression réputée deux fois plus rapide que celle de la moyenne des consommations d'après des analyses historiques. Cet argument ne semble plus être d'actualité.

Troisièmement

Dans sa tentative pour faire accepter le mécanisme proposé, et répondre à l'affirmation de la Commission selon laquelle le mécanisme apporte un « avantage sélectif aux exploitants de capacités », l'état français n'a pas

seulement renoncé au prix administré souhaité par au moins un opérateur historique. Il a également envisagé une situation de prix à valeur faible ou nulle : « contrairement à ce que la Commission semble suggérer, le mécanisme de capacité français n'a pas été conçu pour résoudre un éventuel problème de missing money » p19, point (101) de la décision du 8.11.2016 ; et « la rencontre d'une demande portant sur le besoin total en capacité et d'une offre portant sur toutes les capacités fait émerger un prix de marché reflétant la rareté de la ressource. Ainsi, *dans une situation de surcapacité, la rareté de la ressource devrait être nulle et le prix tendrait vers zéro* » - p.9, point (44) de la lettre du 13.11.2015.

Quatrièmement

Sur le sujet de fixation du prix qui est au cœur de votre appel à contributions, la Commission a validé in fine la proposition de l'état français sur le principe d'une transparence accrue et d'une certaine « souplesse » avec la coexistence entre PRM d'une part et prix de gré à gré d'autre part, le tout assorti d'une obligation faite aux principaux exploitants de capacité d'offrir un certain pourcentage de leur portefeuille aux enchères. On pouvait d'emblée pressentir que ce compromis politique inédit allait poser un sérieux problème. Force est de constater depuis que le gré à gré n'est qu'une réplique du PRM, et que les courbes d'offre et de demande aux enchères surprennent. En l'absence d'autre rationnel, il est possible de penser que le PRM s'établit à mi-chemin entre zéro et le plafond - plafond qu'il est prévu d'augmenter jusqu'au CONE (Cost of New Entry), en incohérence parfaite avec l'absence de perspective d'investissement futur dans de nouvelles capacités thermiques en France.

Enfin, au-delà des constats effectués, nous comprenons bien à travers les échanges qui ont déjà eu lieu en CAM :

- que logiquement les producteurs voudraient pouvoir prévoir et gérer au mieux le profit –légitime ou pas - résultant de la mise en place de ce mécanisme,
- que les fournisseurs s'inquiètent des risques éventuels de trésorerie, complexité administrative et éventuels chausse-trappe dans la répercussion du coût aux consommateurs.

Il convient de rappeler que, malgré les récriminations nombreuses des uns et des autres sur le mécanisme mis en place, ce sont les consommateurs français qui en supportent la charge en intégralité, sans que la contrepartie en termes de financement des capacités de pointe n'apparaisse évidente.
Il ne serait donc pas équitable, au prétexte d'une insatisfaction généralisée, de renvoyer tout le monde dos à dos.

2. CONTRIBUTION AUX QUESTIONNEMNTS SOULEVES PAR LA CRE ET RTE

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 globalement le diagnostic des acteurs repris par RTE, et notamment les trois constats suivants effectués par un fournisseur intégré du marché:
- « le résultat erratique des enchères pose problème » ;
- « l'équilibre offre/demande dans les enchères à la main de l'acteur dominant » ;
- « le marché est surcapacitaire et affiche une longueur de 2 à 5 GW entre 2017 et 2019 (certifié-estimation demande RTE) »

Les éléments majeurs suivants nous semblent avoir été omis de ce diagnostic :

- Le plafond de prix est bien trop élevé, il n'y a aucune justification pour son augmentation future, comme souligné au deuxièmement et quatrièmement ci-dessus.
- Les clauses de répercussion contractuelles offertes par les fournisseurs répliquent très majoritairement le PRM, ce qui aggrave le dysfonctionnement du système, et supprime de facto toute possibilité de gré à gré à un niveau de prix différent. Les payeurs ne sont pas acteurs du mécanisme, tandis qu'un acteur intégré, producteur et fournisseur, joue des deux côtés aux enchères. D'après les fournisseurs alternatifs, les consommateurs ne comprennent pas le fonctionnement du système, ni même son impact et sa raison d'être ; ils le prennent comme un impôt, quitte à le budgéter au plafond. Au final, la compétitivité des consommateurs industriels français pâtit du mécanisme, tandis que d'autres pays ont mis en place des mécanismes de réserve capacitaire, moins sophistiqués peut-être, mais qui ne coûtent rien à leurs industriels.
- Les consommateurs industriels à profil plat participent à la consommation en pointe, car ils ne savent pas effacer toute leur production, et ils payent donc une obligation pour une part au moins de leur capacité ; pourtant si toute la consommation française était à profil plat, il n'y aurait pas de missing money…Dans le contexte actuel où seules les « ultra-pointes » hivernales posent problème, rendre disponible des capacités d'effacement en dehors des PP1 ne nous semble pas avoir de sens, voire le nombre de PP1 pourrait être réduit.

- Le règlement des écarts intervient bien trop tardivement, et il faut plus de transparence sur l'équilibre offre-demande en capacités

II. Partagez-vous l'approche consistant à s'inspirer du fonctionnement des marchés de l'énergie pour améliorer celui du marché de capacité ? D'autres angles d'approche pour des améliorations du mécanisme vous semblent-ils envisageables ?

Non. Nous ne pensons pas que les deux marchés soient comparables, ni surtout qu'ils puissent fonctionner de façon identiques : par exemple, les certificats de capacité sont alloués gratuitement, tandis que l'énergie a généralement un coût variable de production non nul, lequel induit le prix de marché marginal.
Par ailleurs, le fonctionnement actuel du marché de l'énergie, malgré tous les progrès, les avantages de la concurrence, la compétence des gestionnaires de réseau, et l'expérience croissante du marché libéralisé, n'a pas que des avantages : il entraîne des prix extrêmement volatils, imprévisibles, beaucoup de spéculation avec des gains de trading exceptionnels, des « winter package » de plusieurs milliers de pages de documentation, une complexité d'administration toujours croissante, des doutes sur la possibilité d'établir des contrats long terme en présence d'un acteur réputé dominant, etc.
De notre point de vue, la sécurité d'approvisionnement est une prérogative d'état, qui n'a pas à répondre à des règles libérales et européennes de la même façon que le marché de l'énergie.

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 ?
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 ?
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.) ?

L'architecture alternative proposée pose les mêmes problèmes de fond que le système actuel, tout en complexifiant encore, en effet, les choses sur le plan opérationnel.

Nous ne voyons comment, alors que le marché énergie ne donne lui-même pas de signal à Y+3 (très faible fluidité des échanges à cette échéance), le marché de

la capacité pourrait le faire ; les signaux de ce marché seront toujours bien plus faibles que les décisions attendues par exemple de la PPE.

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

Tant que les transactions seront majoritairement faites entre producteurs et fournisseurs, qu'il s'agisse de d'enchères ou de marché continu, le risque d'aboutir à un prix anormalement élevé dans l'intérêt final des producteurs demeure évident. A notre avis la liquidité sera bien trop faible pour un marché en continu. Pour créer un véritable marché, au lieu de l'oligopole actuel en demande comme en offre, il faudrait avant tout qu'un grand nombre de consommateurs finaux deviennent acteur obligés, qu'ils soient informés en toute transparence de l'équilibre offre-demande, qu'ils en comprennent les règles, et qu'ils se positionnent à l'achat au meilleur prix pour leur propre compte.
On en est très loin.

Nous préconisons donc que le prix de règlement des écarts final pour les RPC et les AO soit déterminé à un certain moment par la CRE en fonction de l'équilibre offre-demande du marché de capacités, en respectant les engagements pris par l'état français vis-à-vis de la Commission européenne : « *dans une situation d'excédents de capacité, la rareté de la ressource devrait être nulle et le prix tendrait vers zéro* ».
Il est tout à fait envisageable qu'un prix administré pour le règlement des écarts soit in fine préférable pour tous (y compris pour la Commission) à un marché qui dysfonctionnerait.
Le PREC est une meilleure terminologie que le PRM, mais il ne résout pas le problème car il serait fixé par la même méthode d'enchères avec le même problème déjà soulevé à cet égard.
A défaut, pour améliorer les choses, il faudrait :
- baisser le prix du plafond ;
- réguler le prix des écarts en fonction de l'équilibre offre-demande ;
- s'en tenir raisonnablement par exemple 4 ou 6 enchères entre Al-2 et Al+1
- organiser les OPV et le règlement final des acteurs au plus vite après AL

Enfin, pour éviter toute rétention de capacité, même diffuse (excédents 2017 probablement répartis dans différents comptes EXP, RPC, ECH), nous

préconisons que les détendeurs de toutes les capacités attribuées aux exploitants (comptes EXP et RPC) aient l'obligation de les offrir en intégralité lors des enchères organisées.

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 ?

Nous pensons que l'enjeu économique ne se situe pas au niveau des coûts de trésorerie des uns ou des autres, mais de la transparence que pourrait apporter le règlement des écarts en Al+1 versus Al+4.
Par exemple, s'il était avéré et clair pour tous (à travers le règlement des écarts) qu'il y avait 2 GW d'excédent d'offre en 2017 dès la mi-2018, le PRM n'aurait pas progressé de 10 à 18,5 k€/MW entre 2017 et 2018.
Cette progression qui va à l'encontre des informations disponibles sur l'équilibre offre-demande représente évidemment un enjeu quantitatif considérable pour un gros producteur mais aussi pour les gros consommateurs.

X. Quels seraient, selon vous, les avantages et inconvénients associés à l'émergence d'une telle contrainte ? 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 ?

Nous ne comprenons pas d'où vient l'idée d'imposer une contrainte sur la couverture des acteurs obligés, et à quel problème cette contrainte prétend répondre.
La contrainte existe déjà à travers le règlement des écarts, qui devrait impérativement être fait selon nous en Al+1 plutôt qu'en Al+4.
Est-il besoin de rappeler que les acteurs obligés sont les fournisseurs, qui achètent cette obligation aux producteurs et en répercutent le coût quel qu'il soit dans leurs contrats de fourniture ; de sorte que les acteurs obligés ne sont qu'un intermédiaire du transfert financier opéré par le mécanisme entre consommateurs et producteurs, en contrepartie du maintien escompté de la sécurité d'approvisionnement aux pointes hivernales ?

A. Considérez-vous que la proposition de la CRE répond aux préoccupations des acteurs tout en garantissant la transparence sur le marché des garanties de capacités ?
B. B. Estimez-vous nécessaire de préciser les modalités d'inscription sur le registre pour d'autres cas particuliers de cessions de garantie de capacité ?
C. En cas d'erreur de saisie dans le registre des garanties de capacité, vous semble-t-il opportun que les acteurs puissent signaler cette erreur à l'aide d'un tag spécifique ?

Nous sommes favorables au maximum possible de transparence et de simplicité dans l'établissement du registre.
Les cas particuliers évoqués devraient effectivement faire l'objet de commentaires explicites et systématiques.
Nous pensons que les transactions entre comptes d'échange ECH pourraient être isolées du reste pour plus de simplicité de lecture.
Nous avons noté que les comptes dépositaires de capacités et qui les cèdent pour l'essentiel aux acteurs obligés sont à la fois des comptes EXP et RPC, ce qui introduit une certaine confusion dans la lecture du registre.