Réponse d'Enedis à la Concertation RTE/CRE sur les nouvelles règles du mécanisme de capacité - Appel à contribution relatif au fonctionnement du marché des garanties de capacité

Consultation ouverte jusqu'au 14/09/2018

Enedis demande à ce que l'intégralité de sa réponse reste confidentielle

Question 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 sur ce diagnostic ?

Enedis partage les principaux points relevés dans le REX effectué auprès des acteurs s'étant exprimé sur le sujet.

Question 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'approches pour des améliorations du mécanisme vous semblent-ils envisageables ?

Selon Enedis, le passage d'un système d'enchère à un marché continu ne permettrait pas d'améliorer la concurrence et les difficultés dans la rencontre de l'offre et de la demande. Au contraire, le fait que les offres de chacun soient visibles sur le marché peut pousser les acteurs à spéculer sur des évolutions du prix en cours de journée, ce qui serait défavorable à la réalisation d'une référence de prix objectivable.

Le marché de l'électricité réagit à ses propres fondamentaux : la volatilité des prix des produits Moyen Terme au sein d'une même journée peut s'expliquer par l'évolution du prix des combustibles et du CO2, des annonces sur le parc de production, et/ou des indicateurs économiques. Il est difficile de faire un parallèle avec le marché de la capacité, dans la mesure où les fondamentaux du marché de l'électricité expliquent difficilement une évolution de la stratégie de vente ou d'achat d'un acteur sur une journée. De fait, la proposition de passer sur un marché continu sur seulement quelques jours de l'année ne nous semble pas de nature à améliorer l'objectivité du prix d'échange des garanties de capacité.

Pour ces raisons, Enedis ne serait pas favorable au remplacement des enchères avec fixing par un marché continu pour le mécanisme de capacité.

Question 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 ?

Tant qu'il n'y a pas de contrainte sur des objectifs de vente pour les Responsables de Périmètre de Certification (RPC) (resp. d'achat pour les Acteurs Obligés), la session de marché Spot en décembre AL-1, telle que proposée dans la concertation, ne garantirait pas davantage la formation d'un prix représentatif de l'équilibre Offre/Demande global par rapport à l'organisation du marché actuelle.

Pour l'activité de compensation d'énergie pour les pertes sur le réseau d'Enedis, celle-ci fait l'objet d'une régulation au travers du TURPE V (Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité). Enedis est ainsi incité par rapport à une stratégie de référence pour les achats de de son besoin en garantie de capacité. En adoptant une approche très simplifiée, cette incitation repose sur une couverture des

volumes de garantie de capacité lissée entre le 1/1/AL-3 et le 30/9/AL-1 aux prix issus des enchères du marché organisé avant l'année de livraison.

Ainsi, la mise en place d'un marché continu nécessiterait une délibération de la CRE permettant de définir un nouveau prix de référence de la capacité pour une session de marché donnée au regard de la stratégie de référence de TURPE V.

Cette délibération devrait également prévoir d'éventuelles évolutions de la formule d'incitation, permettant de prendre en compte les potentielles modifications réglementaires du mécanisme.

Question 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 ?

La mise en place d'un marché continu ne répondrait pas aux difficultés constatées dans la rencontre de l'offre et de la demande sur les sessions de marché organisé au vu des éléments développés dans notre réponse à la question II, à savoir :

- la comparaison des fondamentaux du marché de la capacité et ceux du marché de l'énergie est difficile ;
- l'impact favorable sur la liquidité par rapport au mécanisme d'enchère actuel est incertain ;
- Il existerait une forte probabilité de stratégie spéculative au sein d'une même journée de trading.

Question 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, …) ?

Dans l'organisation actuelle, le paiement au comptant sur les enchères entraîne la contrainte de mobiliser une trésorerie importante pour les acteurs à l'achat. Cette mobilisation de trésorerie est d'autant plus forte qu'elle se cumule sur plusieurs années avant l'année de livraison. La mise en place d'un marché organisé à terme pourrait donc répondre à cet écueil.

Cependant, un marché organisé à terme comporte aussi des contraintes de trésorerie liées notamment aux appels de marge. Ces contraintes, potentiellement importantes et difficiles à anticiper, pourraient être un frein à la participation des acteurs sur ces enchères. De plus, comme le marché n'est pas organisé en continu sur toute l'année, des interrogations peuvent se poser sur le design du mécanisme d'appels de marge :

- Provision d'une Initial Margin ? Si oui, quelle serait la méthodologie de calcul de cette provision ?
- Provision d'une Variation Margin ? Quelle méthodologie ? Est-ce que la Variation Margin peut évoluer entre 2 sessions de marché ? En outre, si le prix de référence est le prix résultant de la session de marché continu, les variations de trésorerie pourraient être importantes sur une journée donnée.

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

Tant qu'il n'y a pas de contrainte plus importante sur l'offre et la demande, la session de marché Spot en décembre AL-1 ne garantit pas la formation d'un prix représentatif de l'équilibre Offre/Demande global.

Partant de ce constat, et si le prix des écarts est toujours égal à un pourcentage du Prix de Référence des Ecarts en Capacité (PREC), ce prix pourrait être décorrélé du prix des sessions de marché continu. De plus, les conditions de marché observées depuis la mise en place du mécanisme de capacité n'invalident pas l'argumentaire de la CRE développé dans sa délibération du 6 mai 2015 portant sur la fixation du prix de référence : *« De même, le choix de faire porter la moyenne sur l'intégralité de la période précédant l'année de livraison tient à la difficulté de prévoir le profil des volumes d'échanges sur cette période. Cet aspect de la méthodologie permettra par ailleurs d'améliorer la liquidité du marché lors des premières enchères de chaque exercice, en y reportant une partie des transactions associées à la réplication de la référence de prix, et l'accroissement de liquidité concomitant devrait en retour améliorer la qualité du signal prix révélé par le marché sur ces enchères. Le choix d'une période longue pour le calcul de la moyenne permettra aussi de limiter le risque prix pour les acteurs, en le diluant sur un nombre d'enchères plus grand ».*

Question 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 ?

Il n'est pas possible d'infirmer ou de confirmer ex-ante si le PREC sera un élément majeur de la formation des prix sur le marché. Par contre, il parait nécessaire d'établir un autre prix de référence du marché, équivalent au prix de clôture du marché continu de l'énergie.

Question 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 ?

Bien qu'Enedis partage la volonté d'améliorer le fonctionnement du marché des garanties de capacité, cette proposition de nouvelle organisation ne semble pas apporter de réelles réponses aux difficultés constatées. Elle risque d'introduire davantage de complexité tout en générant une volatilité plus forte des prix et, par conséquent, ne répond pas à l'objectif de donner de la visibilité sur le prix de la capacité, permettant de faire émerger sa valeur et d'inciter les acteurs à investir dans de nouveaux moyens de production.

Question 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 ?

L'enjeu de Trésorerie est significatif pour Enedis, vus ses besoins en garanties de capacité, qui se réajustent en fonction des pertes réalisées jusqu'à la fin du processus Recoflux en AL+2. A date, les coûts portés entre le début de livraison et le règlement des écarts n'ont pas modifié la stratégie de couverture d'Enedis mais alimentent les réflexions allant dans le sens d'une possible évolution.

Par ailleurs, Enedis souhaite insister sur la réponse apportée par l'ADEeF à la question 6[1] de la consultation publique de RTE du 15/06/2018 au 29/06/2018, relative aux règles du mécanisme de capacité, et considère qu'il serait opportun d'attendre l'année de livraison 2021 pour mettre en place une obligation définitive anticipée, au regard des impacts inhérents aux futures évolutions en matière de comptage et de publication de données.

Question X : Quels seraient, selon vous, les avantages et inconvénients associés à l'émergence d'une telle contrainte ? Selon vous, à partir de 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 des acteurs obligés ?

Enedis n'a pas d'avis sur les stratégies de couverture des acteurs. Si l'obligation de se couvrir avant l'année de livraison venait à être demandée, celle-ci devrait être appliquée au marché organisé et à terme.

Si les contraintes appliquées aux gestionnaires de réseaux évoluent, Enedis souhaite insister sur la nécessité de s'assurer de la compatibilité entre ces nouvelles règles et la Régulation Incitative sur les pertes introduite en TURPE V.

Volet : Modalités de reporting des cessions de garanties de capacité dans le registre des garanties de capacité

Question 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 ?

Enedis n'est pas concerné par les modalités présentées.

Question B : Estimez –vous nécessaire de préciser les modalités d'inscription sur le registre pour d'autres cas particuliers de cessions de garantie de capacité ?

Sans avis.

Question 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 ?

Enedis serait favorable à cette proposition d'évolution.

[1] *« Pensez-vous que le calendrier actuel devrait évoluer (anticipation des dates des règlements financiers) en partant du principe qu'une telle évolution suppose de base, pour le calcul de l'obligation définitive, sur des données de consommation transitoires (avec une date de notification des règlements financiers + ou – avancée selon qu'on prenne en compte ou non la RECOTEMP du 1er semestre d'AL par exemple) ? »*