CONSULTATION LANCEE PAR RTE ET LA CRE RELATIVE AUX EVOLUTIONS ENVISAGEES CONCERNANT LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE DES GARANTIES DE CAPACITE

Réponse d'ENGIE

En introduction aux réponses formulées dans le document présent, voici les éléments fondamentaux qui ont guidés les différentes positions de ENGIE. Le modèle actuel en vigueur rend difficile l'émergence d'un signal de prix crédible en divisant l'offre et la demande sur 18 enchères par année de livraison. Le dispositif de contractualisation pluriannuelle, quant à lui, fracturera le marché des garanties de capacités en deux (les garanties de capacités telles qu'elles existent aujourd'hui) d'une part, et les garanties de capacités pluriannuelles d'autre part (telles qu'elles seront définies dès 2019 pour des périodes de 7 ans à partir de 2020)). Ces éléments ne permettront pas de révéler la valeur de la capacité.

ENGIE salue le souci de la CRE et de RTE de proposer en priorité des évolutions qui pourront améliorer le fonctionnement du marché, mais remarque que ces dernières devront prendre en compte les deux dispositifs demandés par la Commission européenne (valorisation explicite des contributions transfrontalières et mise en place d'un dispositif de contractualisation pluriannuelle) afin de préserver un cadre cohérent et efficace en vue de l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

ENGIE est en faveur de la mise en œuvre de journées de marchés pour faciliter les échanges de produits à terme, et de la réduction à une enchère pour l'assiette qui définit le PREC. ENGIE s'interroge sur le choix de décembre AL-1, qui ne semble pas compatible avec l'objectif du mécanisme de capacité d'une part, et augmente le risque de prix pour les acteurs obligés d'autre part. Etant donné l'obligation et les choix de mise en œuvre du dispositif de contractualisation pluriannuelle, ENGIE propose que soit étudiée la possibilité d'un PREC défini en AL-4 sur une enchère qui intègrerait l'ensemble des capacités (y compris celles qui bénéficieront du dispositif de contractualisation pluriannuelle). ENGIE souhaiterait que la temporalité du mécanisme soit réduite (tant sur le volet obligation que sur le volet certification) en privilégiant un règlement des écarts sur l'année AL+1.

Q1	***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 le diagnostic établi par RTE sur la base des retours des acteurs. Par ailleurs, nous souhaitons souligner les éléments suivants : - La complexité opérationnelle du mécanisme est très grande et impose des contraintes opérationnelles fortes à tous les acteurs obligés. Les fournisseurs ne peuvent pas s'équiper anticipativement de capacité en raison de la faiblesse de leurs marges, et de l'exposition à des risques financiers importants couplés à un manque de prévisibilité de leurs ventes, avant l'année antérieure à l'année de livraison. Il est en particulier souhaitable pour améliorer la liquidité du mécanisme que les fournisseurs puissent s'acquitter du prix de la capacité en AL+1 après que les clients le leur aient payé, sur la base de leur consommation réelle de capacité. - Le mécanisme décentralisé tend à réduire la concurrence sur le marché de la fourniture en France (fin des contrats à prix fixe sur 3 ans, vente au client final peu prévisible avant le dernier semestre AL-1). Les fournisseurs cherchent à s'approvisionner en commodités aux rythmes et selon la durée contractuelle de contractualisation de leurs clients.

- Il en résulte un déséquilibre significatif entre l'offre et la demande dans les enchères en AL-4, AL-3, AL-2. La liquidité du marché aura toujours, de ce fait, tendance à se concentrer sur la (ou les) dernière(s) enchère(s) avant l'année de livraison.

Q2 ***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 ?***

L'approche consistant à s'inspirer du fonctionnement des marchés de l'énergie est intéressante, notamment pour faciliter les échanges de produits à terme lors des journées de marché continu.

Néanmoins des divergences subsistent entre le marché de l'énergie et celui de capacité. Le marché de capacité a pour objectif d'assurer la sécurité d'approvisionnement, le marché de l'énergie n'étant plus assez rémunérateur pour les capacités ne fonctionnant que quelques heures par an à la pointe de la consommation. Ainsi, dans le mécanisme actuel, les échanges des garanties de capacité pour les unités existantes peuvent avoir lieu quatre ans à l'avance afin de leur permettre de rester disponible pour le système électrique jusqu'en AL.

La proposition d'une unique enchère spot en décembre de l'année AL-1 ne permettra plus de donner à ces capacités un signal prix suffisamment tôt pour assurer leur maintien.

ENGIE propose de modifier le mécanisme selon les lignes suivantes, de manière à résoudre ou à réduire les problèmes évoqués ci-avant.

- ✓ L'enchère initiale est organisée 4 ans avant l'Année de Livraison, pour déterminer le prix de la capacité pour les contrats à long-terme. Cette enchère, implicitement ou explicitement portera sur la totalité de l'équilibre offre / demande de capacité en France ;

- ✓ Comme le propose la CRE et RTE, le prix de la capacité qui résulte de cette enchère devient le PREC (l'ancien PRM). Cette définition du prix du règlement des écarts permettra au marché d'obtenir une visibilité de long terme tout au long du processus lié à une année de livraison.

- ✓ Comme le propose la CRE et RTE, les enchères intermédiaires deviennent alors des sessions de marché organisées, du type journée de marché. Les modalités de ces journées de marché seront à préciser.

- ✓ Les échanges gré à gré sont maintenus.

- ✓ Il est également important d'améliorer la transparence du mécanisme par des mises à jour et des publications fréquentes et régulières du registre des garanties de capacités, sur base hebdomadaire et également au plus tard deux jours avant les journées de marché et des enchères de capacité, ainsi que par des indicateurs de l'évolution de l'offre et de la demande : le volume total d'obligation en France estimé par RTE, le volume total de garanties de capacités achetées par les acteurs obligés, la part de celui-ci correspondant à des cessions internes, des alertes de RTE en cas de prévision d'un déficit de garanties de capacité, la part des certificats d'interconnexion mis en œuvre pour chaque interconnexion, et les volumes de capacités transfrontalières certifiées par rapport aux participations des interconnexions.

- ✓ Les acteurs obligés pourront acheter avec échéance de paiement en AL+1, c'est-à-dire lorsque les clients auront rémunéré la capacité au fournisseur, ce qui nécessite que le mécanisme de mesure de l'équilibre en capacité des fournisseurs soit basé sur des informations provisoires, à l'instar des pratiques mises en place dans le cadre de l'ARENH et des Garanties d'Origines.

Q3 ***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 ?***

ENGIE ne perçoit pas l'apport organisationnel de l'instauration du parallélisme proposé par la CRE et RTE, sauf qu'elle devrait permettre de rendre implicite les sessions de marchés qui précèderont l'enchère finale en AL-1, avant l'année AL et par conséquent de les transformer en « journées de marché ».

Néanmoins, la proposition d'organisation ne semble pas plus contraignante que la situation existante, à la condition que le rééquilibrage et le règlement des écarts puissent intervenir assez tôt après l'année de livraison, sur la base de données provisoires.

Q4 ***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 ?***

ENGIE pense que la mise en place de journées de marché continu peut améliorer le fonctionnement du marché, en facilitant les échanges à terme.

Néanmoins elle ne sera pas de nature à résoudre fondamentalement le déséquilibre offre-demande puisque les fournisseurs connaissant leur volume de ventes tardivement ne sont pas en mesure d'assumer le risque d'une surexposition en s'approvisionnant trop en avance. Le déséquilibre entre offre et demande de capacité ne pourra pas être significativement résolu par la mise en place de journées de marché, même si cette organisation améliorera sans doute le processus de formation du prix à chaque session d'échanges.

Dans la proposition d'ENGIE, l'amélioration de la formation du prix lors des sessions de marché organisé sera renforcée par la définition du prix de règlement des écarts (PREC) sur la base du résultat de l'enchère pour des contrats à long-terme en AL-4, qui permettra d'encadrer mieux le prix des enchères intermédiaires.

Q5 ***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.) ?***

Un marché organisé n'a de sens que s'il y a suffisamment de concurrence sur l'offre. Néanmoins, l'organisation proposée de journées de marché, que nous voyons comme une intensification des échanges en gré à gré, devrait permettre de fluidifier le marché, sans toutefois résoudre le dilemme fondamental du déséquilibre entre l'offre et la demande. Ce mécanisme permettra aux producteurs et aux acheteurs d'échanger des informations sur leurs prix planchers et plafond respectifs et ainsi inciter à une convergence plus efficace. Nous souhaitons que les modalités exactes des journées de marché soient précisés.

ENGIE ne pressent pas de difficultés opérationnelles si les conditions suivantes sont respectées :

1) Il faut exclure toute contrainte sur les fournisseurs à participer à chaque enchère ou sur des volumes minima à acquérir.

2) Il est primordial que la possibilité d'acheter à terme et de régler le paiement ex-post de l'année de livraison soit généralisée, comme cela est le cas sur le marché de l'énergie.

Q6 ***Êtes-vous favorables à un tel changement d'assiette pour le calcul du prix de référence relatif au règlement des écarts ?***

ENGIE est en faveur d'une réduction de l'assiette du PREC à une unique enchère.

Cependant, ENGIE souhaite que soit étudiée la possibilité que le PREC soit égal au « clearing price » de l'enchère initiale pour les contrats à long-terme, de sorte que passée cette enchère la visibilité sur le prix pour les fournisseurs soit maximale et que le risque de prix reste limité, puisque les prix d'échanges au cours des différentes sessions d'échange auront tendance à s'aligner.

ENGIE pense que la coexistence entre un prix pour des contrats à long-terme et un prix qui pourrait être différent pour les sessions de marché et/ou l'enchère en AL-1 est malsaine et porteuse de comportements néfastes d'arbitrages entre ces différents prix, notamment au détriment des capacités existantes.

Q7 ***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 ?***

Selon la proposition de la CRE et RTE, le PREC pourrait ne plus être un élément majeur de la formation des prix dans le cas où seuls des volumes marginaux de garanties de capacités sont échangés.
Selon la proposition de ENGIE, et dans la mesure où le PREC serait basé sur le prix résultant de l'enchère pour des contrats à long-terme et que ce prix influencera nécessairement les prix d'échange des journées de marché et de l'enchère AL-1, puisque visible et certain, et qu'il fixe le prix de règlement des écarts, il est probable qu'il restera un élément déterminant de la formation des prix de marché.

Q8	***L'architecture globale de cette proposition de fonctionnement du marché des garanties de capacité vous semble-t-elle de nature à améliorer son fonctionnement ?***
	La mise en place des journées de marché, la facilitation des échanges à terme, et la réduction de l'assiette du PREC à une enchère sont de nature à améliorer le fonctionnement actuel du mécanisme de capacité, mais ces propositions ne sont pas de nature à résoudre radicalement les deux problèmes fondamentaux de ce mécanisme : 1) L'absence de visibilité sur le prix de la capacité qui engendre une forte incertitude pour les acteurs pour le prix de la capacité qu'ils devront supporter à chaque année de livraison, 2) Le déséquilibre entre l'offre et la demande qui est structurel du fait de l'incertitude des fournisseurs sur leurs volumes de vente, et qui ne peut être résolu par des mesures qui in fine ne changeraient que la nature des produits mis en vente plutôt que de sécuriser l'économie du dispositif pour tous les acteurs. Le schéma exposé ci-avant par ENGIE pourrait remédier à ces deux difficultés, car il stabilise et encadre dès AL-4 le prix de la capacité pour une année de livraison AL, et permet des achats à terme systématiques qui ainsi réduisent le risque porté par les acteurs les plus exposés du marché.
Q9	***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 ?***
	Un règlement final en AL+1 est souhaitable, car il est difficile pour les acteurs obligés, de répercuter des coûts à des clients qui auraient changé de fournisseurs.
Q10	***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 ?***
	Il paraît difficile d'imposer une couverture complète des acteurs obligés ex-ante de AL. En effet : 1) les capacités d'effacement peuvent être mises en œuvre et être certifiées à plus court terme que les grandes unités de productions traditionnelles, typiquement dans l'année courante et répondre à des besoins de court-terme, ou sur la seconde partie de l'année de livraison, c'est-à-dire les mois de novembre et décembre. 2) les acteurs obligés peuvent subir des erreurs de prévisions de leurs ventes et de leurs obligations, surtout quand ils sont nouveaux entrants et ne disposent que de portefeuilles de volumes limités. Ces acteurs doivent donc pouvoir se rééquilibrer assez tardivement pendant l'année de livraison ou même au début de AL+1.

Néanmoins il serait souhaitable que le règlement des écarts n'interviennent pas trop tardivement en AL+1 après la dernière enchère pour l'année AL.

Parmi les remèdes proposés par RTE dans le document de consultation, ENGIE est favorable à :

- L'interdiction des cessions internes à une date antérieure à la date de la dernière enchère de AL-1 (et l'obligation pour RTE de mettre à jour le registre avant cette dernière enchère de AL-1) ;
- L'anticipation de la date limite de couverture au 30 juin de (AL+1), en cohérence avec la demande de règlement des écarts anticipé également ;
- La modulation des incitations véhiculées par le règlement des écarts en fonction du rythme de couverture constaté, plus clairement dit, les acteurs qui se couvrent anticipativement à l'année de livraison portent un risque supérieur à ceux qui se couvrent tardivement et doivent pouvoir rémunérer ce risque.

En revanche, ENGIE est opposé à la mise en œuvre de contraintes volumétriques de couverture de la capacité différentes entre les acteurs obligés (en cohérence avec la contrainte existante sur l'offre), qui peuvent conduire à des écarts de compétitivité à ce stade difficilement prédictibles.

MODALITES DE REPORTING DES CESSIONS DE GARANTIES DE CAPACITE DANS LE REGISTRE DES GARANTIES DE CAPACITE

Q A ***Considérez-vous que la proposition de la CRE réponde aux préoccupations des acteurs tout en garantissant la transparence sur le marché des garanties de capacités ?***

Nous sommes favorables aux propositions de la CRE quant au reporting des types de cessions listés dans le document. Nous souhaitons qu'une fois approuvées, ces modalités soient largement diffusés (notamment dans les ressources documentaires du mécanisme de capacité et dans les règles d'utilisation du registre).

Q B ***Estimez-vous nécessaire de préciser les modalités d'inscription sur le registre pour d'autres cas particuliers de cessions de garantie de capacité ?***

Dans l'éventualité où d'autres cas particuliers de cessions de garantie de capacité devaient intervenir, et vus les délais attendus pour la publication (5 jours ouvrés), nous souhaitons que soient précisées les démarches à suivre afin de connaître au plus vite les modalités d'inscription dans le registre dans de tels cas.

Q 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 ?***

Le tag spécifique pour signaler une erreur dans la zone privée du commentaire est acceptable. la CRE pourra veiller à ce que ces erreurs (1) restent en volume très marginales, et (2) ne se reproduisent pas une fois identifiées.
Par ailleurs, ENGIE n'est pas opposé dans le cas d'une erreur de saisie à une suppression de ses enregistrements. Seules les cessions de garanties de capacité sans erreur devraient figurer dans le registre publique afin d'en faciliter la lecture.

Afin d'améliorer la fiabilité des saisies dans le registre de garanties de capacité, nous suggérons quelques fonctionnalités supplémentaires :

- Améliorer le rattachement des cessions à terme aux transactions : il est aujourd'hui trop complexe de rapprocher une transaction d'une cession à terme au moment de sa livraison (délais de prise en compte, référence de la transaction non explicite).
- Dans le cas d'une cession interne d'un acteur intégré, une double validation est nécessaire (avec un délai entre l'envoi et la réception), ce qui pourrait être une source d'erreurs internes.
- L'interface du registre gagnerait à intégrer des fonctions de recherche, de tri, de filtre et d'export plus avancés que ceux existants. Par exemple, dans « opérations réalisées et cessions réalisées » : prévoir un filtre sur les volume, compte, année, statut, type d'opération, date de contractualisation, et en particulier, pour les opérations réalisées prévoir un filtre sur les cessions sans cession à terme rattachées, ainsi que pour les cessions à terme, un filtre sur celles non rattachées à une transaction et sur la date de livraison.
- Une simple fonction de « transformation » d'une cession à terme (émise) en transaction améliorerait la fiabilité du registre plutôt qu'une saisie supplémentaire sujette à erreur.