Le 18 mars 2020

CONSULTATION PUBLIQUE DU 19 02 2020 LANCEE PAR RTE RELATIVE AUX TRAVAUX A MENER DANS LE CADRE DU RETOUR D'EXPERIENCE SUR LE MECANISME DE CAPACITE FRANÇAIS

REPONSE D'ENGIE

Préambule

En introduction aux éléments formulés dans le document présent, ENGIE remercie RTE pour le lancement de la consultation publique sur le retour d'expérience du mécanisme de capacité.

ENGIE attire l'attention de RTE sur la nécessité de préciser en 2020 le calendrier des évolutions à venir. Les Règles du mécanisme de capacité prévoient que le retour d'expérience est rendu public au plus tard le 31 septembre 2020 et que ces analyses pourront conduire à des évolutions des Règles du Mécanisme de Capacité. Si tel était le cas, il serait nécessaire que RTE puisse préciser le calendrier des évolutions à partir de AL 2023 afin d'apporter la visibilité de moyen terme nécessaire au bon fonctionnement du marché de capacité. En effet, en AL 2023, la date de début des échanges a de nouveau été repoussée au 1er décembre 2022 à la fin de l'année dernière.

Ensuite, ENGIE remarque que l'ensemble des enseignements de la mise en œuvre du mécanisme de capacité ne pourra pas être complètement tiré en 2020 puisque le mécanisme a toujours été dans une phase d'évolution depuis sa première année de mise en œuvre :

- l'ouverture des échanges des garanties de capacité quatre années avant l'Année de Livraison n'a jamais pu être réalisée ;
- la mise en œuvre de la procédure approfondie permettant la participation des capacités transfrontalières n'a jamais eu lieu ;
- l'appel d'offre long terme quatre ans avant la période de sécurisation n'a pas abouti sur la sélection de nouvelles capacités, et notamment l'appel d'offre ayant eu lieu en 2019 pour la période de sécurisation [2023 ;2029].

Par ailleurs, ENGIE comprends que RTE attend des éléments quantitatifs. Pour cela, ENGIE recommande vivement RTE de préparer le questionnaire à remplir afin de pouvoir faciliter les contributions quantitatives des différentes parties prenantes, et de passer par une organisation tierce de confiance indépendante pour établir la base de donnée qui sera utilisée par RTE dans son retour d'expérience.

Question 1.1 : Partagez-vous l'intérêt de construire un scénario contrefactuel de ce qu'aurait été le système électrique sur la période 2017-2020 « sans mécanisme de capacité » afin d'évaluer la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement ?

RTE propose d'estimer quelle aurait pu être l'évolution du parc de production, des capacités d'effacements et de la pointe de consommation sans la mise en place du mécanisme de capacité, afin d'estimer la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement. Pour RTE, il s'agira d'identifier le niveau de sécurité d'approvisionnement en l'absence de mécanisme de capacité et d'identifier l'évolution plausible du système électrique sur la période 2017-2020 sans la mise en place du mécanisme de capacité.

ENGIE partage l'intérêt d'évaluer la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement. Néanmoins la construction d'un scenario plausible appelé "contrefactuel" pourrait être un objectif trop ambitieux, ou un exercice trop théorique. En effet, le contexte sur le marché de l'énergie entre 2017 et 2020 n'est peut-être pas celui qui se réalisera dans les années postérieures à 2020. Or le mécanisme de capacité doit permettre aux capacités de pointe de se maintenir disponibles pour le réseau en cas de pointe de consommation, dans un contexte où les revenus du marché de l'énergie sont insuffisants pour justifier leur maintien.

Les années 2016 et 2017 ont été impactées par des indisponibilités du parc nucléaire en France et l'année 2018 a été marquée par un besoin d'importation de la Belgique suite à l'indisponibilité de son parc nucléaire. Ces évènements restent exceptionnels, mais ont permis au prix de l'énergie de se maintenir sur la période du retour d'expérience proposée par RTE.

Ainsi, l'analyse sur l'apport à la sécurité d'approvisionnement du mécanisme de capacité devrait porter sur la période 2013-2020, et jusqu'en 2023. La temporalité de la décision d'une fermeture, d'une mise sous cocon, ou d'une poursuite de l'exploitation d'une installation est un cycle de long terme : en 2013 des installations de pointe ont été mises sous cocon, plutôt que fermées, en prévision de la mise en œuvre du mécanisme de capacité à partir de 2016. De même, les années 2017 à 2019 ont décidé des investissements pour la poursuite ou non de l'exploitation dans les années au-delà de 2020.

Partagez-vous le principe de construction de ce scénario contrefactuel sur la base d'analyses économiques sur la rentabilité des filières de production et d'effacement ?Avez-vous des éléments quantifiés à partager (de façon publique ou confidentielle) sur la situation économique des différentes filières et l'effet du mécanisme de capacité sur leur maintien dans le système électrique ?

Afin d'évaluer les revenus tirés sur les marchés de l'énergie, il est nécessaire de représenter la stratégie de vente sur les marchés et notamment à quels horizons s'effectuent les ventes sur les produits à terme. Etes-vous prêts à partager sur la proportion des volumes qui sont vendus sur les marchés à terme, 2 ans, 1 an, 6 mois avant la livraison, etc ?

Pour faciliter le partage des éléments quantifiés, nous suggérons de préparer un questionnaire, et de passer par un tiers de confiance.

Compte-tenu de la temporalité du mécanisme de capacité, depuis son lancement (ouverture des années de livraison au plus 2 ans avant la période de livraison), quelles capacités considérez-vous comme ayant pu fermer, être mise sous cocon ou n'ayant pas été développée si le mécanisme de capacité n'avait pas été mis en place ? Et sur la base de quels critères économiques ?

Le contexte du marché de l'électricité en France du fait des indisponibilités récurrentes du nucléaire ont compensé le manque de visibilité de moyen terme qu'aurait dû fournir le mécanisme de capacité jusqu'à présent. Dans l'avenir, et notamment dans un contexte de marché de l'électricité moins favorable, une visibilité de 4 ans est nécessaire pour déclencher les réinvestissements au-delà de 2023.

Question 1.2 : Partagez-vous l'intérêt d'analyser ex-post les écarts entre la vision de la sécurité d'approvisionnement véhiculée par le Bilan Prévisionnel et celle du mécanisme de capacité ? Identifiez-vous d'autres éléments de comparaison pertinents à analyser ? Avez-vous des éléments d'analyse à partager ?

ENGIE partage l'intérêt d'analyser ex-post les écarts sur la sécurité d'approvisionnement entre le bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité. Deux éléments semblent pertinents à analyser :

- les volumes : le mécanisme de capacité identifie un besoin lié au critère de sécurité d'approvisionnement égale au volume des garanties de capacité, est-il en correspondance avec le besoin identifié dans le bilan prévisionnel? La même question doit être posée à propos des moyens (offre)? L'évolution du déficit de capacité identifiée dans le bilan prévisionnel est-il en correspondance avec l'évolution des échanges de garanties de capacité sur le marché?
- le prix : le prix des garanties de capacité (GC) a doublé au cours des douze derniers mois (entre 20 €/kW et 22,38 €/kW pour les GC 2020 lors des enchères de 2019 versus 9,3€/kW de prix de référence pour les GC 2018), en passant par une enchère à prix nul pour les GC 2019. Ces variations soulèvent une interrogation sur les fondamentaux économiques et la robustesse du mécanisme des enchères. En quoi le bilan prévisionnel peut-il éclairer ces variations?

Question 1.3 : Partagez-vous l'intérêt de réaliser une analyse sur les modalités de mise à disposition des capacités et le niveau des contrôles effectués ? Préciser les aspects sur lesquels vous jugez utiles qu'elle soit complétée.

ENGIE partage l'intérêt de réaliser une analyse sur les modalités de mise à disposition des capacités et le niveau des contrôles effectués. Le système mis en place est extrêmement sophistiqué tant sur le contrôle que la mise à disposition des capacités.

Le rapport entre le niveau de contrôle et le volume maximum de garanties de capacité doit être équivalent pour chaque EDC. Ainsi il est intéressant de compléter l'analyse en mettant en regard par filière le réalisé des puissances contrôlées/observées et le réalisé des puissances valorisées dans le cadre du mécanisme.

Trois types de contrôles existent :

- un contrôle a priori lié au tunnel de certification,
- un contrôle a posteriori lié à la déclaration de disponibilité de la capacité,
- enfin un contrôle sur tests.

Le retour d'expérience devrait établir quel contrôle a été le plus efficace pour identifier les capacités qui ont contribué réellement à la sécurité d'approvisionnement.

Question 1.4 : Partagez-vous l'intérêt de réaliser une analyse sur les coûts et bénéfices du mécanisme de capacité, basée sur le fonctionnement observé sur les années passées ?

Selon vous, quelles composantes de coûts et de bénéfices sont à intégrer dans l'analyse ?

En particulier, pourriez-vous transmettre une estimation des coûts d'investissement et des coûts opérationnels générés chez vous par la mise en œuvre du mécanisme de capacité ?

Par ailleurs, considérez-vous que la mise en place du mécanisme de capacité à pas annuel et/ou de l'appel d'offres long terme se traduit par une réduction du risque susceptible de créer un bénéfice ? Si tel est le cas, comment se matérialise-t-elle en pratique pour vous ?

Question 1.5 : Partagez-vous l'intérêt de réaliser une analyse sur le coût pour le consommateur ? Avez-vous des recommandations concernant la méthodologie à utiliser ?

ENGIE partage l'intérêt de réaliser une analyse sur les coûts pour le consommateur.

Question 2.1 : Partagez-vous l'intérêt d'analyser l'articulation du mécanisme de capacité avec la feuille de route énergie climat du gouvernement ? Disposez-vous d'éléments quantitatifs à même d'alimenter cette analyse ?

ENGIE partage l'intérêt d'analyser l'articulation du mécanisme de capacité avec la feuille de route énergie climat du gouvernement.

Question 2.2 : Partagez-vous l'intérêt de faire porter le retour d'expérience sur l'appel d'offres long terme ? Quels aspects de cet appel d'offre vous semble à analyser ?

ENGIE partage l'intérêt de faire porter le retour d'expérience sur l'appel d'offre long terme. Parmi les éléments à analyser, ENGIE souhaite que soient étudiés :

- la cohérence entre le Bilan Prévisionnel et les courbes de demande administrée,
- la cohérence entre le prix plafond, le prix administré et la méthodologie du calcul des courbes de demande administrée,
- la pertinence d'une période de sécurisation limitée à sept ans,
- les éléments de transparence de l'appel d'offre (ensemble des hypothèses mises à disposition du marché, choix de modélisation sous-jacent à la méthodologie de calcul des courbes de demande administrée, choix des éléments de la courbe de demande administrée mise à disposition du marché,…),
- la cohérence du mécanisme d'appel d'offre long terme avec le cadre régulatoire mis en place par le nouveau règlement du marché électricité européen.

Question 3.1 : Partagez-vous l'intérêt d'analyser la capacité des acteurs obligés à anticiper leur obligation individuelle, et à en comparer la somme à une anticipation centralisée (prévision d'obligation) ? Par ailleurs, jugez-vous utile que RTE puisse analyser la temporalité de couverture des acteurs obligés ? Ainsi que la stratégie de couverture de leur obligation anticipée ?

ENGIE partage l'intérêt d'analyser la capacité des acteurs obligés à anticiper leur Obligation. En particulier, il semble intéressant d'étudier l'évolution des erreurs d'anticipations, ainsi que celle corrigée des effets de la température.

Pour ENGIE, l'anticipation centralisée publiée dans les données du mécanisme par RTE ne correspond pas au même exercice. Le fournisseur est un acteur de marché, incité par le mécanisme à limiter la consommation à la pointe de ses clients alors que RTE doit publier les données les plus fiables possibles, et de la façon la plus transparente possible.

ENGIE juge utile que RTE puisse analyser la temporalité de couverture des acteurs obligés, mais la stratégie de couverture de leur obligation anticipée est une donnée confidentielle. Ainsi, afin de respecter la confidentialité des Parties, Il n'y a pas lieu d'analyser la stratégie de chaque acteur, sinon dans le cadre d'une étude globale sur la façon dont les stratégies des acteurs influent sur la formation et l'évolution des prix d'une enchère sur l'autre.

Question 3.2 : Partagez-vous l'intérêt d'analyser la capacité des exploitants de capacités à anticiper leur disponibilité et à la communiquer, dès que possible, au marché ? Par ailleurs, l'analyse de l'efficacité des dispositifs incitatifs en place vous semble-t-elle utile à mener dans le cadre de ce retour d'expérience ?

ENGIE partage l'intérêt d'analyser la capacité des exploitants de capacités à anticiper leur disponibilité et à la communiquer, dès que possible, au marché. L'analyse de l'efficacité des dispositifs incitatifs en place sera utile à mener dans le cadre de ce retour d'expérience. ENGIE attire l'attention de RTE sur le fait que ces dispositifs ont été introduits suite à l'enquête de la Commission Européenne sur le mécanisme de capacité. Ainsi, étant donné le cadre règlementaire très contraint autour de la pérennité des marchés de capacités, ENGIE recommande à RTE de vérifier auprès des autorités européennes la pertinence du scope du retour d'expérience.

Le coût croissant du rééquilibrage a effectivement inciter les exploitants à donner la meilleure information disponible au marché. Néanmoins, il est à noter que le délai entre la demande de rééquilibrage et la signature du contrat, en particulier dans le cas d'une demande de dérogation, est si long qu'il dissuade de réaliser le rééquilibrage, compte tenu de la volatilité des prix sur les enchères, et la liquidité du marché en gré à gré.

Question 3.3 : Partagez-vous l'intérêt de mener des analyses sur la formation des prix ? Avez-vous des suggestions de méthode ? Dans l'objectif de reconstituer une courbe d'offre théorique, êtes-vous disposés à mettre à dispositions des informations sur les coûts des moyens de production et d'effacements ?

ENGIE partage l'intérêt de mener des analyses sur la formation des prix: le cadre règlementaire en constante évolution, le bouleversement du calendrier des enchères chaque année, l'arrêt des échanges à partir d'AL 2023 et l'intervention de RTE sur les enchères sont des éléments qui ont fortement perturbés la courbe de prix de la capacité révélée par les enchères organisées.

Par ailleurs, les règles qui visent à limiter le pouvoir de marché de l'acteur dominant ne permettent pas d'anticiper en pratique son comportement. Enfin, la CRE avait l'obligation de fixer dans les dans les meilleurs délais, à partir du 1er septembre AL-5, le plafond pour la valeur du Prix Administré pour l'Année de Livraison AL. Concernant AL 2021, et AL 2022, cela a été fait les tous derniers jours de décembre 2019. Or, fixer une trajectoire d'évolution claire et crédible du prix administré est nécessaire pour le bon fonctionnement du mécanisme de capacité.

Dès lors, pour ENGIE la formation des prix n'est pas seulement une affaire de courbe d'offre des capacités, mais elle est aussi une affaire d'organisation effective de ce marché. Chaque acteur a eu sa propre stratégie à l'achat et/ou à la vente afin de prendre en compte les évolutions du marché et les aléas réglementaires.

ENGIE est disposé à mettre à dispositions des informations sur les coûts des moyens de production et d'effacements. Cependant ENGIE attire l'attention de RTE sur le fait que, dans le cas des effacements, le coût d'un effacement dépend généralement du portefeuille. Pour faciliter le partage des éléments quantifiés, nous suggérons de préparer un questionnaire et passer par une organisation tierce de confiance indépendante dans l'établissement de la base de donnée.

Question 3.4 : Partagez-vous l'intérêt d'analyser les tirages PP1 et PP2 passés pour les mettre en regard des conditions du système électrique et analyser l'impact que leur tirage a pu avoir sur le système électrique ?

ENGIE partage l'intérêt d'analyser les tirages PP1 et PP2 passés et analyser l'impact que leur tirage a pu avoir sur le système électrique. ENGIE souhaiterait des règles de tirage PP1 et PP2 plus transparentes, peut-être plus simples, et plus robustes d'une année sur l'autre.

En particulier, l'absence de jours PP1/PP2 sur les trois premiers mois de l'année 2020 nous interroge sur la pertinence du mode de sélection décidé par RTE.

ENGIE considère qu'il serait intéressant d'étudier :

- Quelles modalités de tirage (nombre d'heures et de jours minimaux et maximaux) pour les jours PP1 seraient les plus susceptibles de favoriser une maitrise des consommations à la pointe ;
- Quelles modalités de tirage pour les jours PP2 seraient les plus susceptibles d'assurer le contrôle de la disponibilité de la capacité les jours de pointe.

Question 4.1 : Partagez-vous l'intérêt d'objectiver le débat sur la complexité du mécanisme en identifiant les thématiques ou dispositifs les plus complexes du mécanisme en place et des indicateurs objectifs ? En particulier, pourriez-vous partager, dans le cadre de cette concertation, des éléments quantifiés sur les ressources et les investissements que votre entreprise a mobilisé sur les différents volets du mécanisme (obligation, certification, échanges…) et dans les différents types de tâches (règlementaire, fonctionnement SI, gestes opérationnel) ?

ENGIE partage l'intérêt d'objectiver le débat sur la complexité du mécanisme. Pour faciliter le partage des éléments quantifiés, nous suggérons de préparer un questionnaire.

La complexité du mécanisme de capacité a-t-elle participé à entrainer des erreurs chez vous ? Si oui, sur quel sujet ? Avez-vous d'autres indicateurs à proposer à RTE pour identifier les principales sources de complexité du mécanisme ?

La complexité du mécanisme a entraîné des erreurs sur le volet certification essentiellement. L'absence de règles pérennes a entrainé un développement limité du SI, qui n'a pas pu s'adapter dans les délais faute de certitude sur les règles. Ainsi des erreurs opérationnelles sont survenues.

Sur le volet certification, les principaux points d'attention portent sur la certification et le contrôle des EDC constituées de plusieurs sites, le plus souvent connectés à plusieurs GRD. Pour identifier les principales sources de complexité du mécanisme, il convient d'analyser :

- le délai entre la première étape de demande de certification (dans le cas d'espèce la demande d'un numéro de requête) et la signature du contrat de certification,
- le délai entre le 31 décembre de l'année AL, et la notification par RTE du NCE correspondant à l'année AL,
- le nombre de contestation reçu par RTE, avec le volume contesté,
- la durée moyenne entre la demande de certification et l'émission par RTE du contrat de certification, par année de livraison.

Pour ENGIE, les délais de certification très longs sont dus à :

- une connaissance hétérogène des GRD quant aux règles du Mécanisme de Capacité,
- des modifications tardives et peu diffusées introduites par RTE, conduisant à des erreurs chez les acteurs et/ou les GRD. Par exemple, le nouveau formulaire de demande de certification a été introduit à la mi-octobre 2020, pour une échéance au 31 octobre 2020,
- un nombre trop élevé de données à déclarer et qui n'apporte pas un gain sur le contrôle effectif de la capacité : sur le mandat du site, il est demandé de déclarer la puissance souscrite alors qu'elle est connue du GRD.

La conséquence en est de nombreux allers et retours entre acteurs et GRD/RTE et une durée de certification qui s'allonge.

Le contrôle du réalisé est extrêmement sophistiqué et demande la déclaration de fichiers supplémentaires spécifiques au mécanisme de capacité (fichiers de collecte). Ce contrôle est doublé d'un contrôle a priori au moment de la certification (tunnel, et coefficients). Tout ce système est redondant en lui-même avec les autres modes de déclarations (MA, REMIT,…) et ne permet pas de vérifier en temps réel la bonne prise en compte du niveau de capacité disponible :

- Dans le cas d'EDC liées, ENGIE s'interroge sur la nécessité d'un fichier de collecte de stock alors que les offres sur le mécanisme d'ajustement et/ou sur le marché devraient permettre à RTE de faire ses contrôles ;
- La complexité de la collecte (forme et fond) rend les probabilités d'erreurs élevées, avec un contrôle effectif 3 ans après (calcul des NCE sur le RPD en l'occurrence).

Afin d'améliorer ce contrôle, ENGIE demande, sans attendre les évolutions prévues pour AL 2023 :

- un calcul des NCE dès la fin de l'année de livraison en veillant à vérifier qu'un NCE égale à 0 ne soit pas lié à un dysfonctionnement des échanges entre les différentes parties prenantes,
- à mettre en œuvre une bonne pratique pour les échanges avec les GRD: par exemple, le retour systématique, dans un délai raisonnable, des GR quand un acteur demande la vérification de la qualité de ses fichiers,
- la suppression des paramètres de collecte inutiles.

Question 4.2 : Partagez-vous l'intérêt d'analyser certaines dispositions potentiellement complexes au regard de l'intérêt en termes de précision qu'elles apportent ? Avez-vous des remarques ou propositions sur les périmètres des dispositions à considérer ?

ENGIE partage l'intérêt d'analyser certaines dispositions potentiellement complexes au regard de l'intérêt en termes de précision qu'elles apportent. Les deux ateliers techniques concernant le volet obligation et le volet certification menés en 2017 ont été nécessaires pour donner aux acteurs de marché de la visibilité sur l'estimation des obligations des acteurs obligés et du niveau de capacité effectif des exploitants de capacité. De nouveau, le calcul définitif en 2020 des NCE et de l'obligation pour AL 2017 ont révélé que le cadre mis en place par RTE est suffisamment souple pour permettre à l'ensemble des capacités de se certifier, mais ceci est réalisé au prix de règles extrêmement sophistiquées qui nécessitent une boucle d'apprentissage beaucoup plus rapide que 4 ans pour AL 2017 et 7 ans dans le cas général.

Question 4.3 : Partagez-vous l'intérêt de requestionner la temporalité du mécanisme de capacité ? Quels aspects vous semble à analyser en particulier ?

ENGIE partage l'intérêt de requestionner la temporalité du mécanisme de capacité :

- le règlement financier qui a lieu trois ans après l'année de livraison : non seulement ce calendrier ne permet pas un apprentissage rapide du fonctionnement de ce nouveau marché, mais aussi, il rend difficilement vérifiable les notifications transmises par RTE concernant les données des GRD tant sur le volet obligation, que sur le volet certification,
- l'absence de simultanéité entre la date de début des échanges et la date de certification des capacités existantes,
- l'absence d'un calendrier stable des enchères pour une année de livraison donnée et publié au moment de la date de début des échanges,
- l'absence de publication du Prix Administré pour une année de livraison donnée au moment de la date de début des échanges.

Question 4.4 : Partagez-vous l'intérêt de requestionner les modalités de participation transfrontalière, au regard du fonctionnement constaté ?

ENGIE partage l'intérêt de requestionner les modalités de participation transfrontalière :

- l'utilité de la mise en place des dispositions simplifiées pour la participation transfrontalière devra être interrogée : ces dispositions permettent à RTE d'intervenir sur les enchères du mécanisme de capacité, ce qui a eu un impact significatif sur la volatilité des prix issus des enchères ;
- La difficulté de la conclusion d'accords bilatéraux dans le cadre de la procédure approfondie n'a pas permis la participation des capacités transfrontières au mécanisme de capacité. Dans le contexte du nouveau règlement du marché électrique européen et de la nécessité de mettre en place une participation explicite des capacités transfrontalières dans le mécanisme de manière effective, ENGIE appelle l'attention de RTE sur le fait que les échanges d'information entre opérateurs de réseau font l'objet d'une obligation dans le cadre de ces règlements et que RTE ne peut se réfugier derrière la conclusion d'accords bilatéraux pour échapper à l'organisation d'une participation transfrontalière effective.

Question 5 : Quelles évolutions proposez-vous sur le périmètre du retour d'expérience du mécanisme de capacité ?

ENGIE souhaite que le retour d'expérience porte aussi sur les éléments de transparence, sur l'exhaustivité et la qualité des données publiées dans le cadre du mécanisme de capacité. Les publications sur les différents registres répondent à l'objectif de transparence seulement si les données publiées sont fiables et régulièrement mises à jour.