24 rue Jacques Ibert – CS 50001
92533 Levallois-Perret Cedex

Tél. : +33 (0)1 47 48 81 00
Fax. : +33 (0)1 47 05 03 67

affaires.reglementairesENI@eni.com
eni.com/fr

REPONSE D'ENI GAS & POWER FRANCE

A LA CONSULTATION PUBLIQUE PORTANT MODIFICATION DES REGLES DU MECANISME DE CAPACITE V.4

Groupe de travail mécanisme de capacité RTE

Préambule

ENI GAS & POWER France salue l'important travail de concertation réalisé par RTE pour conduire le REX sur le mécanisme de capacité, initié en application des règles portant sur son fonctionnement et ses effets.

Nous regrettons cependant que cet important travail n'ait pas d'avantage porté sur l'élaboration de critères objectifs, permettant d'évaluer l'efficience d'une organisation décentralisée par rapport à une organisation centralisée. ENI rappelle que la France est le seul pays européen ayant fait le choix d'un marché de capacité ouvert décentralisé, reposant sur l'obligation des fournisseurs.

Nous notons également que les révisions proposées par RTE ne permettent pas de révéler la *missing money* des centrales existantes non rentables et dont le maintien est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la France aux périodes de pointes. Tant que des capacités rentables et disponibles, comme le nucléaire, continueront de bénéficier de ce mécanisme, leur assurant une rente supplémentaire *via* leur participation aux enchères, le croisement entre la courbe d'offre et de demande ne permettra pas de révéler le coût de la sécurité d'approvisionnement.

Les conclusions du REX concernant l'efficacité du dispositif, mettent en exergue le besoin de travailler à une réforme de l'architecture du mécanisme. En effet, les propositions de RTE à la suite du REX se cantonnent à une révision partielle du cadre actuel qui ne permet pas de faciliter son maniement quotidien par les parties prenantes, ni de réduire la contrainte financière portée par les participants, ni d'assurer le bon fonctionnement du marché en limitant les pouvoirs de marché de l'acteur historique.

L'important travail de concertation mis en place pour établir le REX du mécanisme de capacité, a nécessité un investissement considérable et durable, de la part de tous les acteurs concernés, pour aboutir à la proposition de modification de quelques règles. ENI partage l'inquiétude de la CRE[1], de ne pas voir dès à présent une réflexion engagée sur la révision structurelle du mécanisme, prévue pour la v5, qui demandera encore plus d'efforts de participation et de négociation, alors même que l'agenda de la Commission européenne nous contraint à aller vite.

Compte tenu de l'importance des modifications structurelles à apporter au mécanisme de capacité pour qu'il puisse remplir ses objectifs et du calendrier de validation du Plan de mise en œuvre des autorités françaises par la Commission européenne, la **concertation pour les Règles v5 doit être lancée au plus vite**.

[1] Délibération n°2021-292 du 23 septembre 2021 de la CRE, portant communication sur le mécanisme de capacité, et délibération n°2018-201 du 27 septembre 2018, portant avis sur le projet de décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

CO2012-10CORPO

Observations générales

ENI se félicite qu'une partie de ses propositions concernant l'harmonisation des tirages des jours PP1 et PP2, pour renforcer la transparence du mécanisme et améliorer sa performance, ait été considérée.

Toutefois, ENI estime que **ces évolutions ne permettront pas de traiter certains problèmes rencontrés et partagés par les membres du groupe de travail**, à savoir :

- le **manque de transparence sur la formation des prix, en particulier sur la construction de la courbe d'offre de capacité**s. Les prix résultant des enchères varient du simple au double d'une enchère à l'autre, selon la valeur que l'opérateur historique attribue à ses capacités. Cette volatilité représente un risque d'aubaine et induisent des surcoûts pour tous les autres acteurs et pèse *in fine* sur le consommateur ;
- **les distorsions de concurrence entre acteurs générées par le dispositif**. Le risque d'asymétrie d'information est important entre l'acteur historique et les acteurs alternatifs, tant au niveau de l'offre que de la demande de capacités, étant donné que le principal fournisseur d'électricité est également le principal pourvoyeur de capacités ;
- **la formation des prix qui est décorrélée des besoins du système électrique, notamment du signal prix envoyé par le marché de l'électricité, ce qui ne permet pas au système actuel de mettre en valeur les problèmes de *missing money*.**

Pour l'essentiel, les signaux économiques du mécanisme de capacité auront principalement permis :

- d'**assurer le maintien des centrales à gaz et des TAC fioul, ainsi que de certaines capacités hydrauliques** ;
- d'**assurer un revenu supplémentaire pour des capacités déjà rentables sur le marché de l'électricité** comme le nucléaire et les renouvelables, *etc.*

Seuls l'AOLT et l'AOE, qui sont adossés au mécanisme de capacité, ont permis de maintenir et de développer des capacités d'effacement et de stockage. ENI observe que RTE met en valeur l'intérêt du mécanisme de capacité pour le développement des offres d'effacement. Or, toutes proportions gardées, **il convient de rappeler que les effacements ne représentent en 2021 que 3,04% (2802,9 MW) de la part des NCC évoluées totales**[2]. Ce niveau est objectivement insuffisamment pour axer les mérites de l'organisation du mécanisme de capacité actuel sur ce segment.

En conclusion, ENI regrette que le REX de RTE n'ait pas permis d'analyser les **évolutions nécessaires à une meilleure surveillance du dispositif, notamment pour limiter les conséquences des stratégies d'offres sur les coûts supportés par les consommateurs finals, conformément aux recommandations de la CRE**[3] **et de l'Autorité de la concurrence**[4]**.**

[2] RTE, Registre des capacités certifiées, 2021 [https://www.services-rte.com/fr/visualisez-les-donnees-publiees-par-rte/registre-des-capacites-certifiees.html].
[3] *Ibid.*
[4] Avis n°18-1-12 du 26 octobre 2018 concernant un projet de décret relatif au mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité.

***

REPONSE D'ENI AUX PROPOSITIONS DE RTE DE MISE À JOUR DES RÈGLES DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

Renforcer la lisibilité du mécanisme de capacité : simplifier les signaux

Question 1.1 : Avez-vous des remarques portant sur la proposition de répartition des jours PP1/PP2 ?

ENI est favorable à la répartition proposée par RTE des jours PP1 et PP2, offrant une meilleure visibilité à tous acteurs et salue la volonté d'améliorer la transparence du mécanisme par l'uniformisation des critères de tirage.

La répartition retenue est cohérente avec les niveaux de densité de consommation observés en période hivernale, toutefois nous aurions préféré une levée de la contrainte actuelle de 25% pour le tirage des jours PP2 non PP1 sur les mois de mars et novembre, tel que le scenario 3 le proposait (*cf.* question suivante).

Globalement, cette proposition va dans le sens d'une meilleure prise en compte des difficultés rencontrées par les fournisseurs alternatifs, et est de nature à améliorer le fonctionnement du système.

Question 1.2 : Avez-vous des remarques concernant la simplification des critères de tirages des jours PP2 non PP1

ENI est favorable au maintien de la liberté de placement des 0 à 10 jours et à l'amélioration de la transparence apportée par cette proposition.

Néanmoins, ENI souligne que le maintien de contraintes réduit la visibilité des fournisseurs et la fiabilité de leurs modèles prédictifs. En effet, les **critères définis par RTE continuent de marquer le manque de flexibilité du système et contraignent l'adaptation de l'offre à la demande pour maintenir la sécurité d'approvisionnement du réseau** :

- placement sur les jours ouvrés ;
- exclusion des vacances de Noël ;
- plage horaire préétablie et placement d'au plus 25% des jours PP2 sur les mois de mars et novembre.

Concernant le niveau de 25%, si cinq mois sont théoriquement concernés par un placement possible des jours de pointe, le nombre de jours potentiellement tirés est en effet bien moindre. Les règles actuelles peuvent donc conduire à des situations où les jours PP2 sont tirés sur des périodes très resserrées, pouvant avoir des conséquences sur les acteurs obligés et les détenteurs de capacité.

ENI rappelle que l'évolution des modalités de tirage des jours doit permettre de répondre aux objectifs suivants :

- **assurer le calcul de l'obligation de capacité des fournisseurs, en évitant une pénalisation des fournisseurs dont le portefeuille clients est en croissance au cours de l'année** ;
- **mieux refléter la disponibilité des capacités et éviter une pénalisation trop forte des exploitants de capacités en cas de fortuits**.

ENI est favorable à la proposition de mise en œuvre de ces règles pour l'AL 2022 et au mécanisme de rééquilibrage gratuit, proposé pour la période transitoire.

Améliorer la performance du mécanisme au regard de ses objectifs

Question 2.1 : avez-vous des remarques concernant ces propositions visant à adresser les enjeux d'observabilité et de prise en compte de la fiabilité dans le calcul du NCE ?

La possibilité de tester trois fois toutes les capacités est une bonne initiative pour garantir la disponibilité des capacités électriques en période de pointe. Elle permet aussi de réduire les risques de fortuits, liés au non usage des capacités de production.

Concernant le coefficient d'ajustement dédié de 1,2, ENI y est favorable.

ENI n'a pas d'avis concernant la date d'application des mesures fixée pour l'AL2023.

Question 2.2 : avez-vous des remarques concernant cette proposition de mise à jour des contributions transfrontalières afin de renvoyer les bonnes incitations sur le marché de capacité pour répondre à l'objectif de sécurité d'approvisionnement ?

ENI est favorable à la volonté d'intégrer plus justement les capacités d'interconnexion au mécanisme de capacité français. Nous souhaitons rappeler que les mises à jour des contributions transfrontalières doivent être suivies de mise à jour du coefficient de sécurité.

Il sera nécessaire que les niveaux des contributions transfrontalières puissent être étayées par RTE avec une méthodologie de calcul du niveau de contributions transfrontalières, au regard de la disponibilité passée et des prévisions de disponibilités futures.

De façon générale, ENI s'interroge sur **l'impact de la modification du coefficient de sécurité en cas d'absence d'accord de coopération entre les gestionnaires de transport de réseaux**. La prise en compte explicite des capacités étrangères a amené RTE à augmenter, dès 2019, le coefficient de sécurité à 0,99 soit une augmentation de 6 points de pourcentage du niveau d'obligation de capacité à répartir entre les obligés.

La théorie économique indique que **cette évolution est supposée être répercutée sur les consommateurs. Cela sera effectivement le cas pour toutes les offres à prix variable** (TRV ou indexées aux TRV).

- Néanmoins, dans le cas d'offres fournisseurs pluriannuelles à prix fixes, la répercussion de cette évolution ne sera pas possible. L'affectation des recettes de ces ventes est un enjeu primordial, dans le cas où les capacités d'interconnexions sont certifiées et vendues sur le marché.

- Si ces recettes sont affectées directement aux consommateurs finals, *via* une réduction du TURPE, les consommateurs ayant des contrats de fourniture à prix variables verront le coût de leur capacité augmenter et celui de leur TURPE diminuer d'autant.

- Concernant les consommateurs à prix fixes, seul le niveau de leur TURPE baissera, et le surcoût de la capacité reposera exclusivement sur le fournisseur. ENI rappelle d'ailleurs que les offres à prix fixes sont essentiellement proposées par les fournisseurs alternatifs.

En conséquence, **ENI propose que les recettes issues des ventes des certificats de capacités d'interconnexion soient intégrées à la « prestation de gestion » ou sur un poste similaire**. Cette affectation permettrait de ne pas créer de distorsion de concurrence sur le marché de la fourniture.

Pour limiter la répercussion du coût de cette évolution sur l'ensemble des consommateurs, ENI recommande également que **les certificats de capacités d'interconnexion soient offerts à prix nul lors des enchères, selon un calendrier défini en amont**.

Faciliter le maniement quotidien du mécanisme par RTE et les parties prenantes

Question 3.1 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

ENI considère qu'il est important de donner de la visibilité aux acteurs sur le mécanisme et de simplifier le processus de certification. Toutefois nous n'avons pas d'avis sur le seuil proposé par RTE.

Assurer la conformité du mécanisme avec le cadre réglementaire européen

Question 5.2 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?

ENI considère qu'il est important que le mécanisme de capacité soit conforme aux études d'adéquation des ressources, toutefois nous ne pouvons pas nous exprimer en l'état sur l'ensemble des propositions faites par RTE qui méritent en tout état de cause une analyse approfondies.

Question 5.3 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

ENI souhaite faire remarquer que l'application de l'obligation de règlement des écarts au pas de temps de 15 minutes, conforment au Règlement européen *Electricity Balancing*, doit d'abord être implémentée sur le marché de l'électricité pour ensuite s'étendre au marché de capacité.

En ce sens, ENI est favorable à son application pour l'AL 2025, et à la discussion de ses modalités de mise en œuvre dans le cadre de la concertation sur la refonte du mécanisme de capacité.

Mettre à jour le paramétrage des AL 2023 et 2024

Question 6 : Identifiez-vous des problèmes à ce que l'ouverture des échanges pour ces AL soit retardée le temps de concerter cette dernière évolution ? Dans l'affirmative, selon vous, jusqu'à quelle date limite, ces discussions pourraient-elles être menées ?

ENI rappelle qu'il est important pour les fournisseurs de bénéficier d'un signal prix suffisamment en amont, pour leur permettre de construire leurs offres de fourniture.

ENI souhaite rappeler que l'acteur historique, qui est le premier fournisseur et le premier pourvoyeur de capacités, est avantagé par son accès privilégié aux informations relatives à l'évolution des prix d'enchères. En effet, compte tenu de sa position dominante il est *price marker* au niveau de l'offre de capacité.

Afin de garantir un niveau minimum de transparence sur la formation des prix pour tous les acteurs, nous souhaitons que les échanges soient retardés au maximum avant AL-1, soit Q1. 2022.

***

REPONSE D'ENI A LA METHODOLOGIE PROPOSEE POUR LE DE CALCUL CONDUISANT A LA FIXATION DU PRIX ADMINISTRE POUR LES ANNEES DE LIVRAISON 2023 ET 2024 DU MECANISME DE CAPACITE

Question : avez-vous des remarques sur cette proposition de valeur du prix administré pour les années de livraison 2023 et 2024 ?

ENI est favorable à la définition d'un prix administré par technologie de production. L'objectif du mécanisme de capacité et d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la France en favorisant le maintien ou la création d'unité de production, et non pas d'être une rente supplémentaire pour certains acteurs.

***

REPONSE D'ENI A LA PROPOSITION DE MODIFICATION DES PARAMETRES DU MECANISME DE CAPACITE POUR LES ANNEES DE LIVRAISON 2023 ET 2024

Question : Avez-vous des remarques sur ces propositions de modification des paramètres du mécanisme de capacité pour les années de livraison 2023 et 2024 ?

ENI n'a pas de remarque.