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 AUX PROPOSITIONS D'EVOLUTIONS LIEES A LA SECURISATION DE LA CAPACITE NECESSAIRE EN AMONT DE L'AL

Groupe de travail *ad hoc* RTE – mécanisme de capacité

ENI GAS & POWER FRANCE n'est pas favorable à une évolution aussi structurante des règles du mécanisme de capacité, deux années avant la mise en œuvre des Règles V.5.

ENI rappelle ci-dessous les éléments d'explication qu'elle avait déjà porté à la connaissance de RTE dans sa précédente contribution, concernant les demandes dites « tardives » de capacité par les acteurs obligés (AO).

1) Ces demandes tardives résultent de l'organisation décentralisée du mécanisme de capacité français. En effet, le système d'enchère actuel permet aux fournisseurs d'ajuster leurs souscriptions de capacités en AL pour tenir compte de la variation parfois importante de leurs portefeuille de clients jusqu'à la fin de AL et du résultat des tirages réels des jours de pointe qui peut être très différent du tirage prévu ex-ante par RTE.
2) Elles ne mettent pas en péril la sécurité d'approvisionnement, dans la mesure où seules des capacités d'effacement supplémentaires pourraient être mobilisées en AL-1. De plus, le dispositif de pénalité garantit la souscription de l'ensemble des capacités nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement. La seule incertitude en AL-1 est donc le niveau de rémunération pour 5 à 6% des capacités.
3) Elles ne sont pas à l'origine du problème de formation des prix que connait le dispositif. La modification des règles pour la dernière enchère d'AL-1 ne saurait, en tout état de cause, régler à elle seule ce problème.

Questions RTE

1. **Laquelle des deux options [détaillées durant le GT] souhaiteriez-vous voir privilégiée dans l'éventualité d'une mise en œuvre de cette réforme ?**

ENI GAS & POWER FRANCE n'est favorable à aucune des deux options qui ont été présentées par RTE dans le GT ad hoc du 7 décembre. Les modifications qu'apportent les deux options pour la V.4 sont trop importantes et insuffisamment détaillées au regard du déséquilibre qu'elles introduisent entre les acteurs obligés et les offreurs de capacités.

De plus, la présentation faite par RTE n'aborde pas les questions structurantes que nous avions adressées dans notre précédente contribution à RTE (cf. Annexe 1) :

- **La prise en compte des effets de cette obligation sur la trésorerie des AO.**
- **La symétrie des obligations portées par les acteurs**, si les AO doivent acheter à tout prix alors :
    - les **producteurs doivent mettre à disposition toutes leurs capacités certifiées**, et toutes les certifications doivent être effectives au moment des enchères ;
    - **tous les producteurs doivent faire l'objet d'une interdiction explicite et réglementaire, de vendre avec un prix de réserve en AL-1**.

CO2012-10CORPO

- la suppression de la pénalisation des écarts pour les acteurs obligés, en fixant à 0 le coefficient k, alors que l'option « bouclage par la demande » détaillée par RTE introduit une variation du facteur k entre [0,8 ; 1,2].

- La désignation d'un tiers, **par exemple le régulateur sectoriel, pour établir le contrôle a posteriori des estimations de l'obligation de couverture France.**
- L'anticipation de situations dans lesquelles les fournisseurs auraient surestimés ou sous-estimés leur niveau d'obligation, et les modalités de règlement de la situation ex-post.
- Les **modalités de mise en réserve des capacités non achetées**.
- L'intégration des **interconnexions sur la base d'estimations de leurs valeurs capacitaires.**
- La **pénalisation des ajustements à la baisse des AO qui viendraient manipuler les valeurs de marché**.
- La prise en compte des échanges en **OTC**.

2. **Au vu des modalités envisagées [et évoquées durant le GT], et sous l'hypothèse d'une garantie de la disparition des prix de réserve lors de la dernière enchère, seriez-vous in fine favorable à la mise en œuvre d'une telle réforme ?**

Non, ENI GAS & POWER FRANCE souhaite que cette proposition de réforme fasse partie des discussions autour des Règles V.5.

Par ailleurs, ENI GAS & POWER FRANCE n'est pas d'accord avec l'analyse de RTE considérant que « *le niveau du prix de réserve actuellement pratiqué est censé refléter le prix qui émergerait à l'occasion de la rencontre de l'ensemble de l'offre et la demande lors d'une enchère unique* ». En effet, la CRE dans son rapport de surveillance des marchés de gros de 2018, constate que « *l'architecture du mécanisme ne permet pas la rencontre efficace de l'offre et de la demande et conduit certains acteurs à ne pas offrir leurs garanties de capacité au niveau du « missing money » de leurs capacités* ». La CRE explique que c'est le *design* décentralisé du mécanisme de capacité, permettant aux acteurs obligés de se couvrir sur 8 ans, qui entraine les producteurs à proposer leurs capacités avec des prix de réserve - sur la base d'estimations de l'évolution des prix pour les futures enchères.

En tout état de cause, ENI GAS & POWER FRANCE considère que les hypothèses de RTE quant à la suppression des prix de réserve en AL-1, pour cette seule enchère, ne sont pas réalisables sans une révision de l'ensemble du *design* du mécanisme de capacité français. Seule une interdiction explicite de la pratique des prix de réserve, pour toutes les enchères, avec une centralisation du mécanisme et un contrôle renforcé de la CRE, qui publierait ses résultats et qui sanctionnerait les producteurs devant le CoRDIS, pourrait éventuellement permettre de supprimer ces prix de réserve et permettre au mécanisme de réaliser son objectif : assurer la sécurité d'approvisionnement en rémunérant le « *missing money* » des centrales de pointes et en développant les effacements et le stockage.

3. **Le cas échéant, si les évolutions présentées ne vous satisfont pas, quelles mesures additionnelles seraient susceptibles de modifier votre jugement ?**

ENI GAS & POWER FRANCE a répondu à cette question avec sa première contribution envoyée à RTE, en amont de la présentation du 7 décembre 2021. Les modifications nécessaires sont les suivantes :

- **Intégration de ces réflexions dans le cadre des discussions pour les Règles V.5**, avec la perspective de centralisation du mécanisme de capacité autour d'un acheteur unique.
- **Le renforcement du rôle du régulateur sectoriel :** pour plus de transparence quant à la formation des prix pour chaque enchère, avec : publication de ses résultats et application de pénalités et de sanctions.
- **Les modalités de règlement des écarts.**
- **Obligation de RTE de publier en amont de l'AL-1, l'ensemble des jeux de données et sa méthodologie** lui permettant de construire l'obligation de capacité théorique France.

ANNEXE 1 : ELEMENTS DE REPONSE D'ENI GAS & POWER FRANCE A LA CONSULTATION DU 7 DECEMBRE 2021

Option 1 DGEC : bouclage par l'offre

Principaux points/questions relevés par ENI :

- Lors de la dernière enchère les producteurs seront incités à boucler leurs offres au prix de la pénalité, étant donné que les AO sont explicitement contraints d'acheter à tout prix et que les producteurs n'ont pas d'obligation réglementaire, suivie d'un mécanisme de surveillance et de pénalité, de vendre toute leurs capacités sans prix de réserve.
- En AL, si les capacités peuvent uniquement être échangées entre les AO, les fournisseurs « longs », qui seront *price maker*, seront incités à vendre leurs capacités excédentaires au plus proche du prix de la pénalité. Les fournisseurs « courts » devront arbitrer entre ce prix et celui du PREC.

  Cette situation aura des conséquences sur les stratégies commerciales des acteurs et créer des distorsions de concurrence ; étant donné que des fournisseurs devront stopper leur stratégie commerciale et refuser certains appels d'offres significatifs, pour lesquels ils auront soumissionné entre AL-1 et AL.
- Concernant les interconnexions qui participent à la couverture du delta X en AL-1 :
  - Cela signifie que RTE ne va pas offrir les capacités d'interconnexion aux enchères précédentes ce qui risque de fausser la formation des prix pour ces enchères.
  - Si X est négatif, soit que l'obligation France$_{RTE}$ < somme des prévisions des acteurs, ou bien que RTE et les AO ont sous estimées le niveau d'obligation :
    - Que se passe-t-il si RTE ne peut pas proposer plus de capacités d'interconnexion ?
  - Si X est positif, mais que les capacités d'interconnexion ne suffisent pas à le couvrir ? – situation peu probable (~9 GW) mais à envisager dans le design.
  - Comment sera constituée la mise en réserve de capacités, prévue pour le rééquilibrage de l'enchère en AL ? L'influence de l'existence de cette réserve a-t-elle été prise en compte dans les hypothèses de formation des prix?

ENI est défavorable à cette option qui ne permet pas aux AO de déterminer leurs niveaux d'obligation sur la base de la réalité des besoins de capacités nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement. En effet, les AO détermineront leurs obligations prédictives sur la base des prévisions de RTE afin d'éviter le prix de la pénalité. Cette option requière également que RTE mette publiquement à disposition, l'ensemble des données utilisées pour fonder ses hypothèses, et ce en amont en AL-1 (jours PP1/PP2, etc.).

OPTION 2 EDF : BOUCLAGE PAR LA DEMANDE

ENI conserve les mêmes inquiétudes pour l'option 2 que pour l'option 1. Les évolutions structurelles concernant le mécanisme de capacité doivent être discutées dans le cadre des Règles v5.

Les Règles v4 ont pour objectif, d'ici 2025, de simplifier le mécanisme pour les acteurs tout en permettant au mécanisme de remplir ses prérogatives, eu égard aux objectifs de sécurité d'approvisionnement de la France.

ENI rappelle que tous les acteurs ne disposent pas du même niveau d'information et que dans ce cas, l'acteur historique verra son pouvoir de marché augmenter au détriment des autres acteurs.

Principaux points/questions relevés par ENI :

- L'asymétrie d'obligation entre l'offre et la demande est favorable au maintien de la position dominante de l'acteur historique, disposant de la majorité de la capacité.
- Compte tenu de l'incertitude sur les modalités de détermination du prix en AL, ENI n'est pas favorable à ce que les capacités non directement échangées, mais correspondant au volume X-Y, soient « engagées » pour la sécurité d'approvisionnement et à ce qu'elles soient rémunérées a posteriori, au moment où aurait effectivement lieu l'échange de garanties de capacité avec les acheteurs obligés en position courte.
- Cette option est également susceptible d'introduire des distorsions de concurrence, en raison du risque d'exposition à une pénalité en cas de mauvaise estimation de l'obligation a priori, qui pourrait conduire certains fournisseurs à ne plus pouvoir acquérir de nouveaux clients.
  En effet, soit l'AO sur-prévoit et sur-rémunère le marché sans être compensé ; soit l'AO sous-prévoit et se sous-couvre en payant les pénalités en conséquence, ou un prix proche du PREC dans le cas d'échange avec les fournisseurs « longs ».