Consultation relative à la proposition de mise à jour des règles du mécanisme de capacité

Réponse d'EDF

25 novembre 2021

EDF accueille favorablement le jeu de règles mis en consultation par RTE qui répond à plusieurs constats du REX mené sur la période 2017-2020. Si les évolutions incluses dans ce projet de règles V4 proposent des allègements et des simplifications, elles prennent parfois la forme de solutions transitoires qui devront de nouveau être discutées en 2022 afin de s'inscrire dans le nouveau cadre réglementaire conjoint à la refonte du mécanisme de capacité. En particulier, pour les règles V4 :

- EDF regrette la mise en œuvre précipitée des nouveaux signaux PP1/PP2 dès janvier 2022, qui n'a pas permis d'analyser de façon suffisamment approfondie la question des jours PP2 non PP1. Un élargissement du nombre de jours PP2 n'étant pas compatible avec le cadre réglementaire actuel, EDF souhaite que cette question soit remise à l'ordre du jour de la prochaine concertation en 2022 concernant la refonte du mécanisme.
- Les allègements du processus de certification, sous forme d'acceptation tacite des demandes de dérogation au tunnel pour les petits RPC, sont insuffisants en ce qu'ils n'allègent pas les démarches liées aux demandes pour les RPC et surtout, qu'ils n'apportent pas de solution à l'ensemble des exploitants. EDF souhaite que le processus de certification des capacités, et notamment le tunnel de certification, soit requestionné lors de la concertation 2022.

Enfin, EDF aurait souhaité que les Règles V4 soient formellement approuvées avant la session de marché du 9 décembre 2021 afin de donner une entière visibilité aux acteurs quant au cadre réglementaire applicable pour l'AL 2022.

1. Renforcer la lisibilité du mécanisme de capacité : simplifier les signaux

Ces évolutions réglementaires sont proposées aux articles A.1.1, B.1.1 et 8.4.2.2 des Règles. Une mise à jour de la « note relative au fonctionnement de l'algorithme de sélection des jours PP1 par RTE » sur le Portail Services est prévue.

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

EDF soutient la proposition de RTE en faveur d'une meilleure répartition des signaux du mécanisme au cours de l'année dans la mesure où elle s'accompagne d'une meilleure prédictibilité du placement des périodes de pointes par les exploitants et les acteurs obligés, et donc d'une réduction des risques qu'ils supportent (estimation du NCC ou du niveau d'obligation et besoin de rééquilibrage), sans dégradation de la qualité de ces signaux (cohérence entre le placement des jours et l'état du système électrique).

EDF propose de compléter l'évolution réglementaire proposée à l'article 8.4.2.2 par : « Les rééquilibrages dont l'unique cause est la modification du NCE d'une Capacité due à la répartition des Jours de PP1 **et/ou PP2 définies aux articles A.1.2.4 et B.1.2.1**, déposés au plus tard 1 Mois après l'entrée en vigueur de cette répartition ». En effet, la modification des critères de tirage des jours PP2 a également un impact non négligeable sur le NCE des capacités.

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

EDF considère qu'une augmentation significative du nombre de jours PP2 (associée à la révision de leur critère de tirage et de l'anticipation de leur signalement) permettrait de contenir efficacement l'incertitude sur les niveaux de certification.

EDF souhaite que la question d'un élargissement du nombre de jours PP2 soit discutée lors de la concertation 2022 portant sur la refonte du mécanisme à l'horizon 2025. EDF préconise :

- Pour les moyens de production, le remplacement du placement des jours PP2 par un engagement des EDC sur la base d'une disponibilité moyenne pondérée sur l'ensemble des mois de la période d'hiver (pondération sur la base du profil de consommation calculé en ex-ante et hors effets calendaires : week-ends, jours fériés, vacances scolaires).
- Pour les capacités d'effacement, l'adoption du placement des jours sur un critère identique au placement des jours PP1. Les études menées par RTE montrent que l'extension du nombre de jours de pointe ne permet pas d'activer davantage les effacements explicites.

Ces propositions reviennent donc à définir une seule et unique méthode pour le tirage de périodes de pointes « PP » qui ne serait utilisée que i) par les acteurs obligés pour le calcul de l'obligation et ii) par RTE et les exploitants concernés pour le calcul des niveaux de certification des effacements explicites. Les niveaux de certification des moyens de production seraient quant à eux calculés sur la base d'une disponibilité moyenne pondérée.

Par ailleurs, EDF souhaite que les jours PP2 non PP1 soient notifiés avant 9h30 en J-1 dès lors que ces derniers sont tirés sur critère de consommation (à l'instar de ce qui est proposé pour la notification des jours PP1). Les PP2 hors PP1 tirés sur critère opérationnel (décision du CNES) seraient quant à eux notifiés au plus tard à 19h en J-1. Cette évolution réglementaire vise à améliorer le volume des capacités disponibles en mobilisant au plus tôt les ressources humaines et matérielles à disposition de l'exploitant.

2. Améliorer la performance du mécanisme au regard de ses objectifs

i. Permettre une meilleure observabilité et une meilleure prise en compte de la fiabilité des capacités valorisées

Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 7.9.4, 7.9.5 et dans les dispositions transitoires à l'article 4. Un nouvel article 7.9.5 est introduit. Une mise à jour de la « note de calcul du NCE » sur le Portail Services est également prévue.

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 ?

EDF est favorable aux évolutions proposées et à leur application à partir de l'AL 2023. Ces mesures permettent une observation plus complète des capacités et une prise en compte plus équitable des défauts d'activation par test et par activations naturelles.

Il y a une coquille à la page 47 : *« Un test d'activation permet de calculer une valeur défaillante* $V dé faillante$ *calculé**e** comme suit : »*

ii. Renforcer la cohérence entre le mécanisme de capacité et le Bilan prévisionnel

Un décret en Conseil d'Etat est nécessaire pour intégrer cette modification à l'article R. 335-9 du code de l'énergie. Les délais nécessaires à l'adoption d'un tel décret ne permettent pas d'inscrire cette évolution dans le cadre des Règles V4. Cette évolution devra donc être portée par un autre véhicule réglementaire courant 2022.

Cette évolution réglementaire s'appliquera à la place des dispositions prévues à l'article B.1.5.5 des Règles, le cas échéant.

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 ?

Afin que le mécanisme de capacité révèle un signal efficace sur la sécurité d'approvisionnement, il est primordial que le calage de ses paramètres soit cohérent avec le Bilan Prévisionnel de RTE. EDF est donc favorable à la mise à jour de la contribution des capacités transfrontalières en amont de l'enchère de référence et au plus tard le 31/10/AL-1, et ce pour application dès l'AL 2023.

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

i. Réduire la lourdeur administrative liée au tunnel de certification
Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 7.3.2.3, 7.6.3.9.3 et 7.6.3.9.4.
Question 3.1 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

EDF n'est pas opposée à cet allègement du processus de certification, mais regrette cependant que la simplification ne s'applique que pour les plus petits RPC.

EDF souhaite que la concertation de 2022 sur la refonte du mécanisme à l'horizon 2025 dans un nouveau cadre réglementaire soit l'occasion d'une révision du processus de certification pour l'ensemble des acteurs et que le tunnel de certification soit rediscuté.

Concernant l'amendement proposé par RTE à l'article 7.3.2.3, il ne semble pas opportun d'écrire dans les règles que le délai de traitement dépend de la taille du portefeuille. Voici une proposition de reformulation plus factuelle :

> *« Une fois la Demande de Certification transmise à RTE, avec le dossier de demande de dérogation,* ***le traitement de cette dernière est défini pour chaque RPC auquel appartient l'EDC en fonction du Seuil des Dérogations*** ~~***les délais de traitement dépendent de la taille du portefeuille du RPC auquel l'EDC est rattachée***~~ ***:***
> - ***La valeur du Seuil des Dérogations est de 1 GW.***
> - *Dans le cas où le dernier NCE estimé calculé par RTE conformément à l'article C.2.1.2 est inférieur au Seuil des Dérogations, le dépôt du dossier complet associé à la demande de dérogation vaut acceptation par RTE.*
> - *Dans le cas où le dernier NCE estimé calculé par RTE conformément à l'article C.2.1.2 est supérieur au Seuil des Dérogations, RTE dispose alors d'un Mois pour rejeter la demande de dérogation si le dossier susmentionné est jugé incomplet. La Demande de Certification est réputée déposée lorsque le GR concerné juge le dossier susmentionné complet. Le dossier est transmis à RTE en accompagnement de la Demande de Certification. (…).»*

ii. Limiter le nombre de GRD concernés par le calcul de l'obligation (en particulier le calcul du CGP)
Les évolutions réglementaires seront directement proposées au sein de la Convention GRD-RTE qui sera notifiée à l'ensemble des GRD ainsi qu'à la Commission de régulation de l'énergie (CRE).
Question 3.2 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

EDF n'est pas opposée à la limitation des remontées de données aux seuls GRD de plus de 100 000 clients dans la mesure où cette disposition se limite strictement aux données nécessaires au calcul du coefficient Calage du Gradient Profilé sans remettre en question les échanges de données relatifs aux autres obligations s'appliquant aux GRD dans le cadre des Règles du mécanisme de capacité (ex. : production de bilans, calcul d'obligation prévisionnelle).

Par ailleurs, EDF prend acte des conclusions présentées par Enedis lors du GT MECAPA du 13 octobre 2021 concernant le caractère prématuré d'une suppression du calcul du CGP dans le cadre du calcul de l'obligation et ce, malgré l'évolution de la méthodologie de profilage (passage au profilage dynamique). EDF soutient la proposition de RTE et Enedis de mettre à jour régulièrement cette étude de façon à proposer la suppression du CGP dès que cela sera possible (convergence des gradients calculés par RTE pour les sites télérelevés thermosensibles et par Enedis pour les sites profilés). En cas

de concordance des résultats (écarts mineurs), EDF reste favorable à la suppression du CGP à des fins de simplification du processus.

iii. Aménager certains éléments calendaires

- *Détendre le calendrier des règlements financiers de l'AOLT*
  Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 5.6.3 et 10.3.3.3.
  Question 3.3.1 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

- S'agissant de la date de notification des contributions des acteurs obligés, EDF comprend l'intention de la proposition de RTE de reporter celle-ci au 10 janvier AL de sorte que la notification soit postérieure à la date limite de mise à disposition du dernier calcul d'Obligation estimée par le Gestionnaire de Réseau de Transport fixée actuellement au 31 décembre AL+1.

  Sans être défavorable à cette proposition, EDF suggère en alternative d'avancer la date limite de mise à disposition de l'obligation estimée au 01/03/AL+1. Avec le déploiement des compteurs Linky, l'échéance de 12 mois entre la fin de l'année AL et l'estimation de l'obligation n'est plus nécessaire et pourrait être raccourcie à 2 mois. Cette évolution, qui permettrait aux acteurs obligés de disposer au plus tôt d'une estimation de l'obligation, permettrait par la même occasion à RTE de disposer de l'obligation AL-2 estimée 10 jours ouvrés après la dernière enchère avant AL.
  EDF souhaiterait également la mise à disposition d'une ré-estimation de l'obligation au 01/03/AL+2 avant l'envoi de l'obligation définitive au 01/03/AL+3 (ce qui revient à actualiser le même jour de l'année les 3 précédentes AL et permet de réduire les coûts opérationnels).

- EDF est par ailleurs favorable à la proposition de notification de l'éventuel solde du fonds du dispositif AOLT au 31/03/AL et à l'alignement de l'échéance de versement du solde positif avec l'échéance de règlement des écarts positifs de l'AOLT au 10 juillet AL.

- *Repousser la date limite de rééquilibrage*
  Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 5.3.3 et 8.4.2.2.
  Question 3.3.2 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?

EDF accueille très favorablement ce décalage de la date de rééquilibrage au 30/09/AL+1 qui donne aux RPC l'opportunité de se sourcer lors d'une session de marché fixée entre la fin des tirages PP2 et la date limite de rééquilibrage.

4. Réduire la contrainte financière portée par les participants au mécanisme : supprimer les multiples frais incitatifs de second ordre

Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 4.4.8, 4.5.8, 7.4.2.1.1, 7.8.2 et C.5.2.
Question 4 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

EDF est favorable à la suppression des frais de non-conformité des demandes de certification et des frais de certification tardive.

5. Assurer la conformité du mécanisme avec le cadre réglementaire européen

i. Organiser l'application des limites d'émissions de CO2 pour la participation au mécanisme de capacité. Les évolutions réglementaires sont proposées aux articles 4.2.2, 4.3.2, 4.4.2, 4.5.2, 4.6.1, 7.4.1. et 7.4.3.1.
Question 5.1 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?

EDF est favorable à l'inscription dans les règles du critère d'émission de CO2 prévu à l'article 22(4) du Règlement Electricité 943/2019, mais souligne néanmoins que les modalités de calcul des émissions de CO2 ne sont pas encore connues (l'article D.335-24-1 du code de l'énergie et le décret sur les modalités ne sont pas encore publiés). Par conséquent, seule l'opinion de l'ACER fait référence à date. EDF sera vigilante à la déclinaison de ces règles en droit national.

L'ajustement de l'article 5.3.1 est cohérent avec les dispositions de l'article 24(3) du Règlement Electricité. EDF propose l'ajout suivant au dernier paragraphe :

- « La **date de** Mise à Disposition de la décision conjointe de RTE et de l'Etat prévue au dernier paragraphe de l'article 24(3) du Règlement 2019/943(…) »

ii. Préciser les modalités de suspension du mécanisme de capacité
Les évolutions réglementaires sont proposées aux Définitions ainsi qu'aux articles 2.2 et 5.3.1.
Question 5.2 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?

La proposition de nouveau paragraphe 2.2 *Suspension du Mécanisme de capacité* est conforme à l'article L.335-2 du code de l'énergie.

La définition de « Difficulté d'Adéquation des Ressources » mériterait d'être précisée, notamment la notion de « *très faible marge* ». EDF propose la formulation suivante :

> *« **~~Absence ou très faible volume de marges de capacité~~** **Marges de capacité déficitaires ou inférieures au Seuil d'Adéquation des Ressources** au sens du Bilan prévisionnel par rapport au critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement défini par le code de l'énergie qu'identifie le Bilan prévisionnel ou une étude européenne d'adéquation des ressources.*
> *Le Seuil d'Adéquation des Ressources est de XX GW »*

La valeur du Seuil reste à définir dans les Règles.

Il y a une coquille au premier paragraphe de l'article 2.2 *: « lorsque ni le Bilan prévisionnel ni l'étude d'adéquation des ressources réalisée par ENTSO-E **~~publics~~** **publiés** avant la date de début de Demande de Certification n'identifient de Difficulté d'Adéquation des Ressources pour cette Année de livraison. »*

iii. Anticiper le passage à l'ISP 15' à l'échelle européenne à compter de 2025
Les évolutions réglementaires sont proposées aux Définitions ainsi qu'aux articles 7.8.3.1, A.1.1 et B.1.1.
Question 5.3 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

EDF n'a pas de remarques à ce stade et soutient la proposition de RTE de mettre en concertation les modalités techniques de transmission des données ainsi que l'organisation d'une éventuelle phase à blanc en lien avec la concertation à venir sur le fonctionnement cible du mécanisme pour l'AL 2025.

6. 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 ?

La concertation sur les modalités transitoires pour la sécurisation de la capacité nécessaire avant l'AL n'étant pas terminée, EDF est favorable à ce que l'ouverture des AL 2023 et 2024 se fasse en même temps que l'intégration de la solution retenue.

EDF souhaite cependant que l'ouverture de ces nouvelles périodes d'échange soit effective au premier trimestre 2022, afin qu'une première session de marché puisse être organisée en mars 2022.

7. Clarifier, préciser et simplifier certaines définitions et dispositions réglementaires

i. Prise en compte de la nouvelle trame pour les accords Amont J-1
Les évolutions réglementaires sont donc proposées à l'article B.4.
Question 7.1 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

EDF est favorable à la neutralisation des impacts des accords amont J-1 via le calcul du NCE.

ii. Clarification de certaines dispositions dans les Règles
Question 7.2 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?

EDF n'a pas de commentaire sur ces autres propositions

Proposition de modification des paramètres du mécanisme de capacité des années de livraison 2023 et 2024

Réponse d'EDF

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

De façon générale, EDF n'accueille pas favorablement la révision tardive de paramètres dimensionnants du mécanisme lorsque ceux-ci portent sur une année de livraison pour laquelle les fournisseurs ont déjà contractualisé la fourniture avec des clients.

Pour l'année de livraison 2023, et dans une moindre mesure pour 2024, les fournisseurs se sont déjà engagés contractuellement auprès d'un nombre important de clients pour leur fourniture d'électricité, en intégrant leur meilleure estimation du niveau d'obligation prévisionnel à la date de contractualisation. Cette estimation tient compte des paramètres du mécanisme connus à la date d'ouverture des marchés de l'électricité (horizon AL+3). Toute modification ultérieure de ces paramètres occasionne nécessairement des écarts avec les niveaux d'obligation contractualisés, qui ne s'avèrent pas toujours répercutables aux clients lorsqu'il s'agit d'écarts imputables à un changement de paramétrage du mécanisme.

- **Vecteur de température extrême :**

Pour les raisons évoquées précédemment, EDF est opposée à l'actualisation tardive du vecteur de température. Celle-ci n'est acceptable qu'à la condition qu'elle soit suffisamment anticipée, c'est-à-dire avant l'ouverture de l'horizon de marché électricité (horizon de contractualisation de la fourniture avec les clients). À date, une telle évolution ne pourrait être neutre pour les acteurs obligés qu'à partir de l'année de livraison 2025.

L'impact sur le niveau d'obligation est directement proportionnel à l'amplitude de la correction du vecteur de température. La correction proposée (température plus froide de l'ordre de 0,1°C) se traduirait mécaniquement par une augmentation significative du niveau d'obligation qui, au prix actuellement observé de la garantie de capacité, représente un surcoût important non couvert par les contrats déjà signés.

- **Coefficient de sécurité :**

Par cohérence avec la révision des contributions transfrontalières, et malgré la modification tardive de ce paramètre, EDF ne s'oppose pas à la fixation du coefficient de sécurité à 0,99 pour les AL 23 et 24.

EDF souhaite en revanche exprimer son opposition ferme à une modification ultérieure de ce coefficient, en particulier une fois les périodes d'échanges relatives aux années de livraison 2023 et 2024 entamées. Une révision de ce paramètre en cours de période d'échange revêtirait, pour les Acteurs Obligés, un enjeu en termes de prévision et de couverture de l'obligation de capacité de leur portefeuille clients : perte de visibilité du seul fait du paramétrage du mécanisme, impossibilité de respecter leurs engagements contractuels en termes de modalités de couverture sur les enchères (lissage de la couverture ou approvisionnement en back to back au fur et à mesure de la contractualisation de la fourniture).

- **Contribution des interconnexions**

EDF se questionne sur l'absence de prise en compte de l'avarie sur le pôle 1 d'IFA dans les hypothèses de contribution des interconnexions pour la Grande-Bretagne en 2023 : le bipôle 1 (1 GW) est totalement indisponible de janvier à octobre 2022, puis limité à 500 MW jusqu'en mai 2023.

Réponse EDF à la consultation de RTE sur la fixation du prix administré pour les années de livraison 2023 et 2024.

Réponse EDF

EDF juge utile la consultation sur la fixation du prix administré pour les années de livraison (AL) 2023 et 2024.

En particulier, EDF considère que le critère (i.e. le Coût Net de Nouvelle Entrée ou « CoNE net ») retenu pour apprécier les revenus capacitaires annuels attendus par les producteurs est pertinent et apprécie l'effort de calculer ce CoNE pour les différentes technologies éligibles (technologies renouvelables sans dispositif de soutien, effacement industriel, effacement diffus, et batteries électrochimiques).

Par ailleurs, la valeur plafond de 60 €/kW retenue pour le prix de la capacité semble cohérente avec le « CoNE net » de la technologie marginale la plus compétitive pour couvrir les besoins en capacité pour les AL 2023 et 2024. Néanmoins, il serait souhaitable de :

- Mettre à disposition des acteurs l'ensemble des hypothèses qui fondent l'évaluation du CoNE.
- Préciser à la section IV que le prix administré de 60 €/kW pour l'AL 2023 est justifié compte tenu du besoin en capacité pour l'hiver 2022-2023, et ce, indépendamment des hypothèses faites sur la date de mise en service de l'EPR.

En conclusion, EDF est favorable au prix administré proposé par RTE (60 €/kW pour les années de livraison 2023 et 2024) mais regrette le manque de transparence dans les hypothèses qui fondent les calculs du « CoNE net ».