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

09.11.2021

Dès la mise en œuvre du mécanisme de capacité, une clause de revoyure a été inscrite dans le cadre réglementaire afin de permettre la réalisation d'un retour d'expérience complet pour évaluer le fonctionnement concret du mécanisme ainsi que sa performance à l'issue de ses premières années de fonctionnement.

Conformément à ces dispositions et à l'occasion de la conclusion du premier exercice complet du mécanisme correspondant à l'année de livraison (AL) 2017, RTE a mené avec l'ensemble des parties prenantes dans le cadre du CURTE durant l'année 2020 et la première moitié de l'année 2021 des analyses visant à établir un premier retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité (« REX MECAPA »)[1]. Ces résultats ont été présentés et affinés au fil de l'eau et ont fourni des éléments d'analyse sur une large partie des dispositifs techniques et réglementaires caractérisant le mécanisme de capacité. Le REX MECAPA a en particulier permis, d'une part, de souligner la complexité du fonctionnement du mécanisme liée aux choix initiaux d'architecture de marché et à l'introduction de nombreuses mesures résultant d'exigences de la Commission européenne ou de la volonté de prendre en compte les spécificités propres à certains acteurs et certaines filières, et, d'autre part, d'identifier les simplifications du mécanisme qui pourraient être opérées.

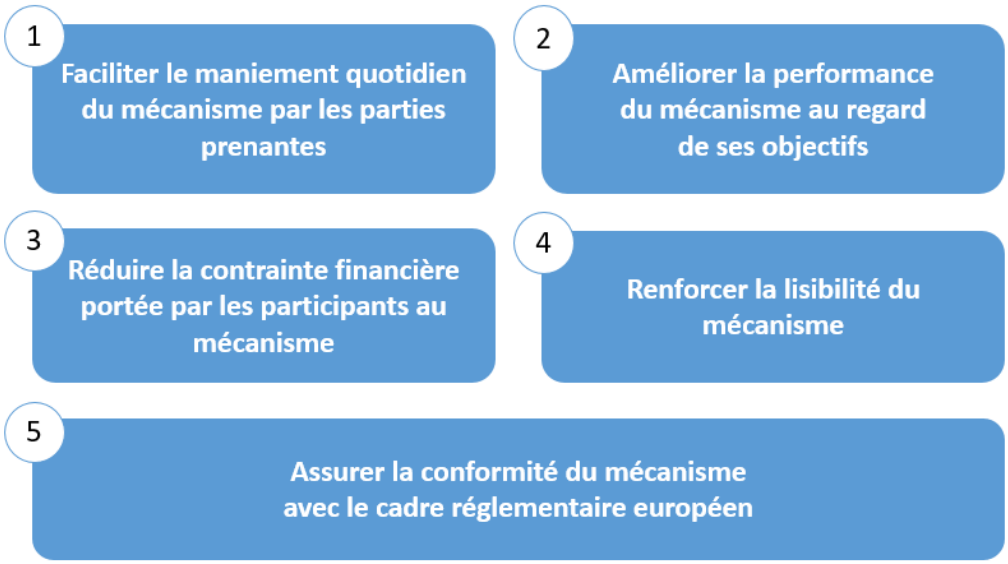
Les mesures de simplification mises en lumière par le REX MECAPA apparaissant comme les plus aisément déclinables à court terme (« *quick wins* ») sans remettre en cause le cadre formé par les dispositions législatives régissant le mécanisme et la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 ont été proposées par RTE par le biais d'un document de cadrage mis en consultation en avril 2021 au travers duquel les acteurs ont été invités à prioriser ces propositions d'évolutions réglementaires. D'autres évolutions – soit qu'elles impliqueraient des évolutions de l'architecture du mécanisme compatibles avec le cadre validé par la Commission européenne, soit qu'elles impliqueraient de modifier celui-ci – n'ont

[1] Ce retour d'expérience a été publié le 4 août 2021 et est disponible sur le Portail Services de RTE.

pas été abordées à l'occasion de cette concertation ou devront faire l'objet d'une instruction approfondie et d'un jeu de règles spécifique[2].

A l'issue des différents GT de concertation qui se sont tenus du 1er juin au 9 novembre 2021 et ont permis l'instruction de l'ensemble des propositions d'évolution considérées comme prioritaires au regard des attentes des parties prenantes, RTE propose de retenir les aménagements réglementaires présentés dans le présent document pour constituer un jeu de Règles « V4 » du mécanisme de capacité.

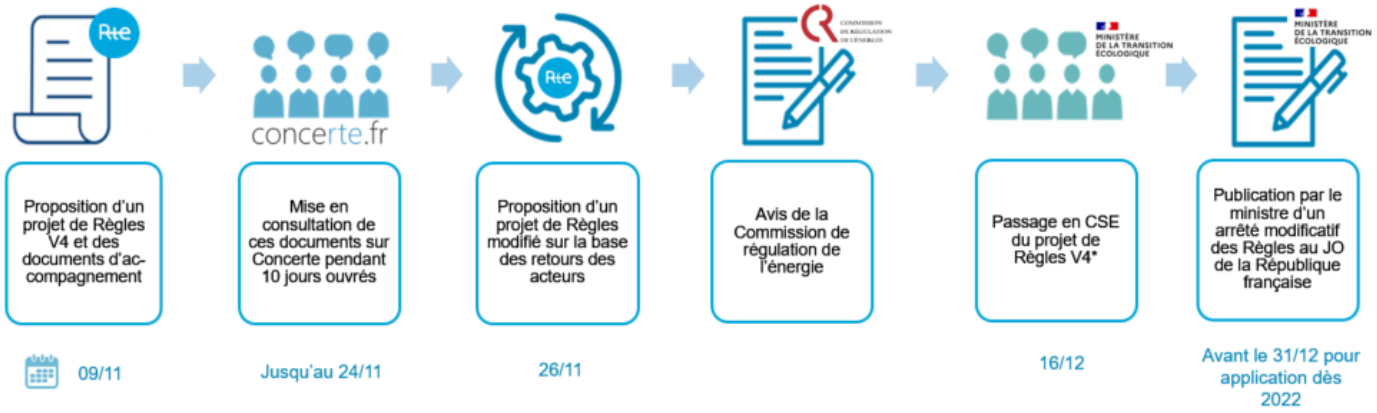
Ces évolutions réglementaires forment les cinq thèmes suivants, qui constituent les objectifs visés par ce futur jeu de règles :



Ce projet de jeu de Règles V4 constitue le volet « simplification » des évolutions du mécanisme de capacité envisagées à ce jour, dont la feuille de route de la concertation présentée en Commission d'accès aux marchés par RTE et rappelée par le REX MECAPA prévoit qu'il soit mis en œuvre au plus tôt.

Conformément à cet objectif, RTE propose de suivre le calendrier d'adoption détaillé ci-dessous, afin de permettre la promulgation de ce nouveau jeu de règles à la fin de l'année 2021 et sa pleine application à compter du début de l'année 2022.

[2] La concertation s'est donc exclusivement concentrée sur l'instruction d'aménagements règlementaires à architecture inchangée respectant strictement le cadre juridique applicable au mécanisme de capacité, et notamment la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016.



**Le décret relatif aux dispositions sur les émissions CO2 est prévu pour être examiné lors du même CSE*

Calendrier d'adoption proposé pour les Règles V4

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

Durant l'AL, RTE signale les jours de pointe PP1 et PP2, la veille pour le lendemain, durant lesquels les acteurs obligés et les exploitants de capacité devront remplir leurs engagements respectifs. C'est donc le signalement des jours PP2 qui incite les exploitants à rendre effectivement disponibles leurs capacités de production ou d'effacement quand le signalement des jours PP1 incite quant à lui les acteurs obligés à maîtriser leur consommation ou celle de leur portefeuille de clients durant ces journées pour limiter leur volume d'obligation capacitaire.

Le REX MECAPA a montré que la possibilité pour RTE de tirer ces jours de pointe sur toute la période de livraison s'est révélé pertinente pour la sécurité d'approvisionnement mais source de complexité pour les acteurs du fait des incertitudes liées à la libre répartition de ces tirages entre le début et la fin de l'année de livraison, notamment dans les cas de transferts de portefeuilles entre acteurs obligés ou de disponibilités variables des exploitants de capacité au cours de l'AL.

Ainsi, afin de simplifier les signaux, en réduisant les incertitudes qu'une libre répartition génère pour les acteurs sans remettre en cause leur pertinence pour la sécurité d'approvisionnement, RTE propose d'imposer une répartition des jours PP1/PP2 entre le début et la fin de l'année en se basant sur les probabilités de défaillance au cours de l'année. 11 jours PP1/PP2 seraient alors tirés sur le premier trimestre (janvier à mars) et 4 jours PP1/PP2 sur le quatrième trimestre (novembre, décembre) de l'AL considérée.

Par ailleurs, la coexistence de deux signaux de pointe distincts (PP1 et PP2) pouvant être signalés au travers de critères différents ne permettant pas toujours une bonne lisibilité du mécanisme par les acteurs, RTE propose également de simplifier les critères de tirage des jours PP2 non PP1 qui seraient alors tirés sur critère consommation (au même titre que les jours PP1) et sur critère décision opérationnelle en cas de besoin identifié sur l'équilibre offre-demande du système électrique. Ce deuxième critère permettra de faire le lien avec les publications sur le site Ecowatt de RTE.

Pour permettre aux acteurs de bénéficier de ces simplifications dès que possible, ces évolutions portant sur les signaux PP1/PP2 s'appliqueraient dès AL 2022.

Les rééquilibrages qui seraient rendus nécessaires du fait de cette évolution réglementaire pourront faire l'objet d'une demande de rééquilibrage gratuit, à condition i) d'en faire la demande justifiée à RTE et ii) de déposer cette demande sous 1 mois après l'approbation des Règles V4.

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 ?

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

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

Le cadre réglementaire actuel du mécanisme de capacité prévoit des dispositifs de contrôle, tels que les tests d'activation et le contrôle du réalisé, afin de garantir (i) l'observation – au moins une fois par AL – de l'ensemble des capacités certifiées (exigence réglementaire inscrite à l'article 7.9.4.1) et (ii) la juste prise en compte de la fiabilité d'une capacité dans sa valorisation en MW.

Les analyses menées dans le cadre du REX MECAPA ont mis en évidence que ces deux objectifs n'ont été que partiellement atteints sur la période 2017-2019 :

- Sur les AL 2017 à 2019, 2,5 à 3,5 GW de puissance n'ont pas été observés. Notamment, l'application de certaines contraintes réglementaires (e.g. nombre de tests limité à 3 tests par EDC) a eu pour conséquence de réduire la surface des capacités testables de 0,9 à 1,6 GW.
- Les règles de calcul de la disponibilité effective n'intègrent que partiellement les défauts d'activation lors des activations naturelles (c'est-à-dire l'activation d'une

capacité sur l'un des marchés sur lesquels elle a été valorisée), et ont donc conduit à surestimer la disponibilité effective de l'ensemble des capacités de l'ordre d'1 GW sur la période 2017-2019. Par ailleurs, les analyses montrent également que, pour mieux refléter les enjeux de fiabilité dans le calcul de la disponibilité effective, il convient de mieux articuler les tests d'activation et le contrôle du réalisé lors des activations naturelles.

Afin d'améliorer l'observabilité des capacités valorisées, et notamment permettre que les capacités qui ne font pas l'objet d'activations naturelles puissent être testées au moins une fois par AL, RTE propose que la contrainte des 3 tests maximum par AL porte désormais sur les Entités (EDA, EDE ou EDC non liée), et non plus sur les EDC. En effet, l'activation d'une Entité liée à une EDC vaut pour un test d'activation au titre de l'EDC concernée. Cela rend alors impossible l'activation de la totalité d'une EDC liée à plus de 3 Entités.

En outre, afin de mieux refléter les enjeux de fiabilité et d'observabilité des capacités dans le calcul de la disponibilité effective, RTE propose d'harmoniser les modalités qui s'appliquent pour les défauts d'activation lors des tests d'activation et lors des activations naturelles. En particulier, RTE propose de calculer le coefficient *Aju,PuissanceActivableRésiduelle* comme le niveau moyen des activations par rapport au niveau moyen de toutes les sollicitations, de façon à refléter le niveau de fiabilité moyen d'une capacité.

En pratique :

- Sur chaque pas PP2 *i* sur lequel la capacité est sollicitée, le rapport entre le niveau activé et le niveau attendu est calculé en intégrant un plafonnement à 1,2 pour éviter les sur-activations :

$$Aju, élémentaire, i = \min\left(\frac{Préalisée\ (i)}{Pattendue\ (i)}; 1{,}2\right)$$

- Le coefficient *Aju,PuissanceActivableRésiduelle* est ensuite calculé comme la moyenne de ces coefficients *Aju,élémentaire,i* pondérée par les niveaux attendus :

$$Aju, PuissanceActivableRésiduelle = \min\left(\frac{\sum_i Aju, élémentaire, i * Pattendue\ (i)}{\sum_i Pattendue\ (i)}; 1\right)$$

Les principales évolutions réglementaires proposées pour le jeu de Règles V4 consistent par conséquent à introduire ces coefficients ainsi qu'à supprimer les références au contrôle du réalisé spécifique prévu pour les tests d'activation (portant tant sur la puissance activable résiduelle que sur les contraintes de stock).

Etant donné les changements importants des règles de calcul du NCE et le planning de mise en œuvre opérationnelle qu'ils impliquent, RTE propose d'appliquer cette évolution réglementaire pour les AL pour lesquelles les échanges de garanties de capacités ne sont pas encore ouverts, à savoir à partir de l'AL 2023.

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 ?

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

Depuis le lancement du mécanisme de capacité, plusieurs parties prenantes ont interrogé RTE sur les écarts pouvant se produire entre le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement formulé par une étude d'adéquation publiée par RTE, d'une part, et l'équilibre offre-demande sur le marché de capacité, d'autre part. De tels écarts sont susceptibles de questionner la bonne adaptation du mécanisme de capacité à l'objectif de sécurité d'approvisionnement visé. En effet, cela pourrait par exemple conduire à ce que des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ne trouvent pas de débouchés pour la vente de leurs certificats.

Les analyses issues du REX MECAPA permettent d'établir qu'une partie des écarts provient du caractère statique des paramètres du mécanisme de capacité, et notamment des contributions des interconnexions. Pour des raisons de stabilité du paramétrage du mécanisme et de réduction des risques pour les acteurs du marché de capacité, ces valeurs sont effectivement figées plusieurs années à l'avance lors de l'ouverture des échanges, sur la base de la meilleure vision du système électrique dont dispose RTE lors de l'exercice de paramétrage. Pour mieux refléter les variations de la disponibilité des interconnexions, les

niveaux de certification de ces dernières peuvent être mis à jour, dans la seule limite de ces contributions.

Néanmoins, ces contributions transfrontalières ne peuvent pas être mises à jour lorsque les hypothèses prises au moment du paramétrage évoluent (date de mise en service de liaison d'interconnexion, évolution des parcs de production à l'étranger, etc.). Les écarts entre les valeurs fixées plusieurs années en amont et les valeurs établies avant le démarrage de l'AL ont pu s'élever jusqu'à près de 2 GW pour les AL 2021 et 2022.Afin de refléter une vision cohérente des marges sur le marché de capacité avec le diagnostic de sécurité d'approvisionnement établi dans l'étude d'adéquation nationale publiée par RTE la plus récente, RTE propose de pouvoir mettre à jour les niveaux des contributions transfrontalières, après l'ouverture des échanges, jusqu'au 31/10/AL-1 (en amont de l'enchère de référence) au plus tard. Cette mise à jour pourrait s'effectuer à chaque publication par RTE d'une étude d'adéquation nationale qui identifierait des niveaux de contributions transfrontalières différents de ceux inscrits dans les règles, et ce pour toutes les années de livraison ouvertes aux échanges de garanties de capacité.

Au vu du calendrier d'approbation réglementaire nécessaire à cette évolution, RTE propose d'appliquer ce principe à partir de l'AL 2023.

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 ?

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

i. Réduire la lourdeur administrative liée au tunnel de certification

Comme rappelé dans le REX MECAPA, le tunnel de certification a été introduit par la Commission européenne dans sa décision du 8 novembre 2016 approuvant le mécanisme de capacité français (considérants (173) et (174)). Il vise à empêcher un acteur de sur-déclarer ou sous-déclarer la disponibilité de ses capacités et ainsi à prévenir *ex ante* l'exercice d'un éventuel pouvoir de marché (effet sur le prix de la capacité). Le dispositif prévu consiste à ce que le niveau de certification de chaque EDC se situe à l'intérieur d'un « tunnel » de puissance défini par RTE en pourcentage de la puissance installée, pour chaque technologie, sur la base de la disponibilité historique constatée sur les filières. La certification d'une EDC en dehors du tunnel est possible mais doit être justifiée systématiquement auprès de RTE afin de limiter *ex ante* toute possibilité d'exercice d'un pouvoir de marché. Le cadre réglementaire déclinant ces considérants prévoit que chaque demande de dérogation soit approuvée, sur la base d'un dossier justificatif, préalablement à toute certification dont le niveau demandé se trouverait à l'extérieur de la plage d'acceptabilité définie par le tunnel de certification.

Ces obligations liées au contrôle du pouvoir de marché génèrent une complexité opérationnelle importante et ralentissent le processus de certification d'environ 1 mois et demi (constitution du dossier, éventuelles itérations pour assurer la complétude du dossier, analyse par RTE des éléments justificatifs de la demande de dérogation), et ce, indépendamment de la taille de l'acteur et de l'ampleur de la demande.

Or, en pratique, tous les acteurs ne disposent pas d'un pouvoir de marché, au regard de la taille de leurs installations et des montants mis en jeu, ce qui ne justifie pas de leur appliquer les mêmes obligations contractuelles.

Ainsi, RTE propose d'alléger le processus de dérogation, en acceptant implicitement les demandes de dérogation des plus petits acteurs, c'est-à-dire ceux rattachés au portefeuille d'un RPC dont le dernier calcul de NCE estimé est inférieur à un *Seuil des Dérogations*, que RTE propose d'introduire et qui serait fixé à 1 GW.

Le processus de traitement des demandes de dérogation resterait inchangé pour les autres acteurs à savoir ceux rattachés au portefeuille d'un RPC dont le dernier calcul de NCE estimé est supérieur à ce *Seuil*.

Cette proposition permettrait de réduire de 75% le nombre de RPC toujours concernés par l'acceptation explicite des demandes de dérogation et de réduire d'environ 50% le nombre de dérogations à traiter par RTE.

RTE propose d'appliquer cette simplification du processus de certification dès l'entrée en vigueur des Règles V4 et ainsi, pour toutes les demandes de certification/rééquilibrage reçues à partir de cette date (indépendamment de l'AL concernée).

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 ?

ii. Limiter le nombre de GRD concernés par le calcul de l'obligation (en particulier le calcul du CGP)

Comme identifié dans le REX MECAPA, les enjeux d'échange de données entre RTE et l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) participent à la complexité du mécanisme de capacité.

Dans le cadre du calcul de la part thermosensible de l'obligation de capacité, RTE calcule le coefficient de calage du gradient profilé (CGP), un coefficient de bouclage du gradient des sites profilés, pour que celui-ci soit homogène au « gradient par delta » calculé pour les sites télérelevés thermosensibles. Il est calculé par RTE à partir du soutirage profilé France et des gradients profilés par acteur obligé remontés par les GRD. La collecte de ces données constitue une sollicitation supplémentaire adressée à l'ensemble des GRD. Pourtant, les analyses du REX MECAPA ont mis en lumière que les résultats du CGP 2017 et 2018 n'auraient été que très faiblement affectés si les seules données remontées par les GRD les plus représentatifs avaient été prises en compte. En particulier, en utilisant uniquement des données remontées par les GRD de plus de 100 000 clients, le niveau d'obligation France n'aurait été affecté que de 30 MW par rapport aux résultats qui auraient été obtenus avec une prise en compte exhaustive des données communiquées par tous les GRD.

Ainsi, au vu des analyses d'impact présentées dans l'appel à contribution et en GT, RTE propose de réduire l'obligation de remonter les données pour le calcul du CGP aux GRD de plus de 100 000 clients. Les autres GRD pourront toutefois s'ils le souhaitent continuer à transmettre ces données à RTE.

Cette évolution pourra s'appliquer dès approbation des Règles V4, et donc pour tous les prochains calculs de CGP, concernant toutes les AL à partir de l'AL 2020.

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 ?

iii. Aménager certains éléments calendaires

- *Détendre le calendrier des règlements financiers de l'AOLT*

Les règles fixent au 31 décembre AL+1 la date limite de mise à disposition de l'obligation estimée sur la base de laquelle la contribution de chaque acteur obligé au fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle (« fonds AOLT ») est calculée.

RTE est parallèlement tenu de notifier aux acteurs obligés leur éventuelle contribution au fonds AOLT lors de la notification aux lauréats AOLT du complément de rémunération pour une AL donnée, cette notification devant intervenir au plus tard 10 jours ouvrés après la date de la dernière enchère avant AL (5.6.3).

En l'état des règles, RTE peut donc – dans le cas d'une mise à disposition tardive de l'obligation AL-2 estimée – être conduit à notifier aux acteurs obligés leur contribution alors que leur obligation estimée n'a pas été calculée.

Afin de rendre ce calendrier plus praticable et de pouvoir notifier aux acteurs obligés leur contribution sur la base de leur obligation estimée, RTE propose de fixer la date de notification des contributions des acteurs obligés non plus 10 jours ouvrés après la dernière enchère avant AL mais au 10 janvier AL.

La mise en œuvre de cette évolution implique l'aménagement calendaire suivant :

- Le versement des contributions des acteurs obligés serait toujours exigible sous un Mois, conformément à l'article 10.3.3.2, mais serait *de facto* décalé au 10 février AL.
- Fin février, RTE calculera le solde du fonds AOLT. S'il est positif, le versement de ce solde, actuellement réalisé quatre mois après la notification du complément de rémunération (10.3.3.3), serait notifié au plus tard au 31 mars puis effectivement réalisé au 10 juillet AL, concomitamment au règlement des écarts positifs au titre du mécanisme de capacité.

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 ?

- *Repousser la date limite de rééquilibrage*

L'appel à contribution pour la sélection des évolutions à instruire dans le cadre des Règles V4 a été l'occasion pour les acteurs de signaler le besoin de repousser à une échéance ultérieure la date limite de rééquilibrage, que les Règles du mécanisme de capacité fixent actuellement au 15 janvier AL+1 et qui ne coïncide pas avec les premières estimations de RTE sur le calcul du NCE. Elle apporte donc de la complexité pour les RPC qui doivent déposer leurs demandes de rééquilibrage rapidement après la fin de la période PP2 sans avoir la possibilité d'estimer précisément leur NCE et ainsi de se rééquilibrer au plus juste.

RTE calcule et notifie en effet le NCE estimé au 30/06/AL+1, certaines données n'étant pas disponibles dès le 15/01/AL+1 comme le contrôle du réalisé des effacements, ou les résultats des derniers tests d'activation.

RTE propose ainsi de décaler la date limite de rééquilibrage au 30 septembre de l'AL+1 afin de permettre aux acteurs de pouvoir se rééquilibrer au plus juste suite au calcul du NCE estimé mis à disposition par RTE avant le 30 juin AL+1.

En outre, afin d'assurer la cohérence avec l'article 7.8.2 des Règles et la possibilité de régulariser des situations non conformes via des demandes de rééquilibrage permettant le changement de composition des EDC, RTE propose d'adapter également la date limite de régularisation au 30 septembre AL+1.

RTE propose d'appliquer ces adaptations dès l'entrée en vigueur des Règles V4, ce qui, dans le cas où elle interviendrait d'ici à la fin de l'année 2021 ainsi qu'anticipé dans le planning présenté en introduction du présent rapport d'accompagnement, permettrait aux exploitants de bénéficier de cette évolution pour les rééquilibrages au titre de l'AL 2021.

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 ?

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

Comme présenté dans le REX MECAPA, afin que le calcul de la disponibilité puisse s'appuyer sur tous les mécanismes de marché existants (i.e. Mécanisme d'Ajustement, les marchés de l'énergie), les règles du mécanisme de capacité prévoient que le titulaire d'une Entité de Certification lie son EDC aux EDA et EDE correspondant aux sites certifiés dans son EDC.

Afin d'éviter tout possible double comptage dans le cadre du calcul du NCE, il est nécessaire que tous les sites contenus dans une EDA et/ou EDE liée à une EDC soient certifiés dans cette même EDC. Dans le cas contraire, RTE identifie une liaison non conforme qui doit être corrigée en amont du calcul du NCE (première échéance de calcul prévue en juin AL+1), sans quoi les acteurs de marché s'exposent à un abattement de leur NCE, conformément à l'article 7.8.2 des Règles.

En amont des règlements financiers correspondant à l'AL 2017, RTE a fait le constat d'un nombre significatif d'erreurs qui pouvaient s'expliquer soit par une certification non conforme, soit par une certification partielle ou tardive des sites contenus dans les EDA et/ou EDE. RTE avait ainsi introduit dans les Règles approuvées le 5 décembre 2019 des frais connexes (frais de certification tardive et frais de certification non-conforme), s'appliquant lors des règlements financiers et visant à réduire la volumétrie des erreurs.

L'expérience des règlements financiers de l'AL 2017 a mis en lumière que le calcul de ces frais a été source de complexité tant pour RTE que pour les acteurs de marché soumis à de nouvelles obligations de remontées de données pour l'application de ces frais. Cela a notamment généré de nombreuses interrogations tant en amont que suite à la notification

des règlements financiers. De plus, les contrôles menés après l'application de ces frais ont montré que la diminution du nombre de ces erreurs était en réalité davantage le résultat de la mise en place par RTE d'un module permettant de contrôler la cohérence des périmètres des EDA, EDE et EDC.

Ainsi, les frais connexes introduits (frais de certification tardive et frais de certification non-conforme) ne semblent pas contribuer à la prévention des erreurs de certification à la hauteur de la complexité qu'ils introduisent.

RTE propose donc de supprimer les $Frais_{SitesNonConformes}$ et les $Frais_{SitesNoncertifiés}$ dès l'approbation des Règles V4, et donc pour les règlements financiers portant sur les AL 2019 et suivantes.

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 ?

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

i. Organiser l'application des limites d'émissions de CO_2 pour la participation au mécanisme de capacité

Le Règlement n°2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité a introduit des limites d'émissions de CO_2 que doit respecter toute capacité pour être certifiée au titre du mécanisme de capacité.

En pratique, pour les AL jusqu'à l'AL 2024, les capacités ayant débuté leur production commerciale – c'est-à-dire signé un Contrat d'Accès au Réseau – après le 4 juillet 2019 qui émettent plus de 550 grammes de CO_2 issu de carburant fossile par kWh d'électricité ne pourront être certifiées. Les capacités ayant débuté leur production commerciale à une date antérieure ne sont pas concernées par cette disposition.

En revanche, la certification de toutes les capacités au titre des AL à compter de l'AL 2025 sera conditionnée par le respect des seuils d'émission applicables :

- 550 grammes de CO_2 issu de carburant fossile par kWh pour les capacités ayant débuté leur production commerciale après le 4 juillet 2019 ;

- 550 grammes de CO_2 issu de carburant fossile par kWh et plus de 350 kg de CO_2 issu de carburant fossile en moyenne par an et par kWe installé pour celles ayant débuté leur production commerciale avant cette date.

Compte tenu de la structure du parc de production français, RTE propose d'appliquer une présomption de respect de ces seuils d'émissions aux capacités n'utilisant pas de combustibles fossiles, sur le modèle des dispositions applicables aux capacités candidates à l'AOLT.

Seront donc réputés respecter les valeurs limites :

- les moyens de production nucléaires ou utilisant des sources d'énergies renouvelables au sens du code de l'énergie ;
- les capacités d'effacement n'ayant pas recours à de l'autoproduction à partir d'installations de production thermique (effacements « gris ») ;
- les capacités de stockage n'étant pas liées à un moyen de production ne respectant pas les valeurs limites ;
- les interconnexions (dans le cadre du modèle de participation transfrontalière simplifiée).

Les exploitants de ces unités n'ont pas de justification particulière à fournir (à l'exception des effacements, pour lesquels la garantie qu'ils ne sont pas « gris » pourra provenir du mandat que les exploitants de capacités d'effacements doivent dès aujourd'hui joindre à leur demande de certification, sur le modèle des dispositions applicables aux capacités lauréates de l'Appel d'Offres Effacement).

Pour les capacités qui ne relèveraient pas de cette liste (et qui utiliseraient donc des combustibles fossiles), RTE propose de mettre en place un régime déclaratif. Celui-ci consiste concrètement en la mise à disposition sur le Portail Services d'un fichier de calcul (tableur Excel) comprenant les formules de calcul adéquates que l'exploitant doit compléter avec les données liées à son unité pour vérifier l'éligibilité de celle-ci à la certification, en déclarant sur l'honneur l'exactitude des informations renseignées. Ce document sera compris dans la liste des documents à joindre obligatoirement à toute demande de certification de capacités utilisant des combustibles fossiles.

En accord avec la DGEC, RTE informe que ce calcul devra être effectué selon la méthodologie définie par l'opinion n°22/2019 du 17 décembre 2019 de l'Agence de coopération des

régulateurs de l'énergie, sous réserve, le cas échéant, des dispositions prévues par le code de l'énergie[3] visant i) à ne pas prendre en compte pour ce calcul les émissions issues des gaz de récupération utilisés dans des installations de production d'électricité et (ii) à calculer les émissions d'une installation de cogénération liées à la production d'électricité comme étant égales aux émissions totales de l'installation multipliées par la production d'électricité et divisées par la somme des productions d'électricité et d'énergie thermique.

Le calcul devra en outre être effectué à la maille de chaque site/unité. Lorsqu'ils sont inclus dans une EDC avec d'autres unités ne dépassant pas les seuils d'émission, les sites qui les dépassent devront ainsi en être isolés, sans quoi l'EDC ne pourra être certifiée par RTE.

RTE – ainsi que, le cas échéant, le GRD qui reçoit la demande de certification – a la possibilité de mener un audit ciblé en cas de doute sur le respect des valeurs limites.

Pour la certification pour les AL :

- jusqu'à l'AL 2024, cette déclaration devra être réalisée pour la certification des seules capacités utilisant des combustibles fossiles et ayant démarré leur production commerciale après le 4 juillet 2019 ;
- à compter de l'AL 2025, cette déclaration devra être réalisée pour la certification de toutes les capacités utilisant des combustibles fossiles, indépendamment de leur date de production commerciale. Cette date conditionnera en revanche les seuils d'émission applicables.

Afin d'appliquer rétroactivement ces évolutions aux AL pour lesquelles la certification est achevée ou est en cours (i.e. 2020, 2021, 2022, 2023 et 2024), RTE propose de solliciter les exploitants concernés afin de les inviter à fournir les documents précités pour leurs capacités non-exemptées ayant débuté leur production commerciale à compter du 4 juillet 2019. Le fichier de calcul ne comprendra que le calcul pour l'atteinte du seuil de 550 grammes de CO_2/kWh. Pour ces AL, les sites qui ne respecteraient pas les seuils d'émission pourront se rééquilibrer à zéro à titre gratuit dans les conditions prévues à l'article 7.6.3.3 des Règles et verront leur NCE abattu à zéro.

[3] Ces dispositions sont prévues aux alinéas 4 et 5 de l'article D. 311-7-2 du code de l'énergie.

L'ensemble de ces principes seront également inscrits dans la partie réglementaire du code de l'énergie au moyen d'un décret *ad hoc* qui sera publié concomitamment à l'approbation des Règles.

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 ?

ii. Préciser les modalités de suspension du mécanisme de capacité

Le Règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité et l'article L.335-2 du code de l'énergie qui le transpose organisent les modalités de « *phase-out* » – c'est-à-dire de suspension et de suppression[4] – du mécanisme de capacité.

RTE propose d'intégrer ces modalités de suspension dans les Règles, d'en décrire les cas particuliers et d'en organiser les conséquences. Il est notamment proposé de préciser au sein des Règles que la suspension du mécanisme pour une AL donnée ne peut donc intervenir que (i) si la possibilité de certification pour cette AL n'a pas encore été ouverte et (ii) si ni le Bilan prévisionnel, ni l'*European Resource Adequacy Assessment* (ERAA) réalisé par ENTSO-E n'ont identifié de difficulté d'adéquation des ressources en l'absence de mécanisme de capacité pour cette AL.

Afin de clarifier cette notion de difficulté d'adéquation des ressources, dont l'existence justifie le maintien du mécanisme de capacité, et compte-tenu des retours de l'appel à contributions, RTE propose de retenir la notion de difficulté d'adéquation des ressources comme « *l'absence ou le très faible volume de marges de capacité par rapport au critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement* », conformément à la terminologie employée dans les chapitres « Diagnostic d'équilibre offre-demande » et « Analyse de viabilité économique » – ou leurs équivalents – du Bilan prévisionnel.

[4] La suppression définitive du mécanisme requérant l'adoption d'une loi abrogeant le mécanisme d'obligation de capacité, les modalités concrètes de suppression du mécanisme auront vocation à être définies par le Parlement au travers de cette loi : les modalités à décliner dans les Règles se limitent donc aux situations de suspension temporaire du mécanisme et à leurs conséquences.

RTE propose également d'expliciter la temporalité d'une suspension du mécanisme de capacité pour une AL donnée. Il est par conséquent proposé de préciser dans les Règles que, compte-tenu du fait que la suspension du mécanisme pour une AL ne peut pas intervenir si la certification pour cette AL a déjà été ouverte, d'une part, et de l'échéance de l'ouverture de la certification pour une AL que les Règles fixent à partir du 1er janvier AL-4, d'autre part, le mécanisme ne peut être suspendu pour cette AL que sur la base des Bilan prévisionnel et ERAA les plus récents vus d'AL-5.

En particulier, RTE propose d'encadrer le cas où une différence de diagnostic quant à l'existence d'une difficulté d'adéquation en France apparaîtrait entre le Bilan prévisionnel et l'ERAA pour une AL donnée et les conséquences sur la certification qui en résulteraient. Le Règlement « Electricité » prévoit en effet que, dans un tel cas, l'Etat doit soumettre le Bilan prévisionnel à l'ACER qui émet alors sous deux mois une opinion dont RTE et l'Etat doivent (i) soit tenir compte ou (ii) soit justifier de manière détaillée leur choix de ne pas le faire. La certification démarrant en régime nominal au 1er janvier AL-4, ces délais supplémentaires pourraient aboutir à retarder l'ouverture de la certification s'ils s'étendaient jusqu'après cette date. RTE propose, dans un tel cas, de corréler dans les Règles l'ouverture de la certification avec la date de publication de la décision conjointe de RTE et de l'Etat.

RTE propose enfin de prévoir les conséquences pratiques d'une suspension du mécanisme de capacité sur les processus et obligations prévus par les Règles. Il est précisé que la suspension du mécanisme entraîne la suspension de l'ensemble des dispositions des Règles pour l'AL concernée, et par conséquent celle de l'ensemble des processus et obligations qu'elles prévoient (aucune demande de certification de capacité n'est recevable, aucune garantie de capacité ne peut en conséquence être délivrée, aucune obligation n'est calculée, aucun tirage de jours PP2 n'a lieu pour mesurer la disponibilité des exploitants de capacités et aucun règlement financier n'a lieu pour cette AL).

En revanche, conformément à l'article L.335-2 du code de l'énergie, cette suspension n'a pas pour effet de suspendre l'application des contrats conclus au titre de l'AOLT, dont la période de sécurisation peut notamment comprendre l'AL pour laquelle le mécanisme de capacité a été suspendu. Les capacités lauréates de l'AOLT devront donc toujours se certifier et leur disponibilité sera toujours mesurée sur les jours PP2, ces derniers ne concernant donc durant cette AL suspendue que ces seules capacités. Le même article du code de l'énergie prévoyant

que les acteurs obligés conservent l'obligation de contribuer en tant que de besoin au financement des compléments de rémunération AOLT en fonction des caractéristiques de consommation de leurs clients, RTE propose d'indiquer dans les Règles qu'en cas de suspension, seules les dispositions des Règles leur permettant de répondre à cette obligation (qui impliquent par exemple la mesure de leur consommation ou, selon les cas, de celle de leur portefeuille de clients durant les jours PP1) restent applicables. Si cette situation venait à se produire et pour donner une meilleure visibilité aux acteurs, RTE propose en outre de mettre à leur disposition, suite à la publication de l'arrêté de suspension, une liste exhaustive des dispositions des Règles restant applicables durant l'année de livraison suspendue.

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 ?

iii. Anticiper le passage à l'ISP 15' à l'échelle européenne à compter de 2025

En application du Règlement européen (UE) 2017/2195 établissant des lignes directrices sur l'équilibrage du système électrique, dit règlement *Electricity Balancing* (EBGL), et conformément à la délibération n°2018-229 de la CRE en date du 14 novembre 2018, les gestionnaires de réseaux français devront appliquer un pas de règlement des écarts de 15 minutes au plus tard le 1er janvier 2025.

Comme concerté par RTE dans le cadre des GT MA-RE, le changement de Pas de Règlement des Ecarts a de multiples conséquences, notamment sur le mécanisme d'ajustement, NEBEF et les SSy, sur lesquels le mécanisme de capacité s'appuie pour calculer les niveaux de disponibilité effective.

Conformément aux demandes exprimées par certains acteurs lors d'un appel à contributions réalisé à l'été 2019 dans le cadre du GT MA-RE, RTE propose d'inscrire dans le projet de Règles V4 du mécanisme de capacité les impacts de ce changement de pas de règlement des écarts, afin d'apporter de la visibilité aux acteurs.

Etant donné les évolutions prévues sur les marchés de l'énergie, qui servent de référence pour le calcul du NCE, RTE propose d'aligner le pas de calcul du NCE et donc des différentes collectes sur le Pas de Règlement des Ecarts tel que défini dans les Règles MA-RE. Par souci de

cohérence, de lisibilité et de modalités d'échange des données, RTE propose également d'adapter le pas de calcul de l'Obligation selon le même principe.

Concrètement, RTE propose de remplacer dans les Règles V4 la mention de Pas Demi Horaire par la notion de Pas de Temps h pour i) les calculs relatifs à la Certification, ii) la collecte de la Puissance Activable et iii) le calcul de l'Obligation. Ce Pas de Temps reste le Pas Demi Horaire dans le cadre de ce jeu de Règles, valable jusqu'à l'AL2024. Puis, ce Pas de Temps sera modifié pour passer au Pas Quart d'Heure en cohérence avec la concertation dans le cadre du GT MA-RE, et en tout état de cause, à partir de l'AL 2025. Le Pas de Temps pourra être modifié selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R.335-2 du code de l'énergie.

Comme rappelé par le REX MECAPA et la délibération n°2021-292 publiée par la CRE le 23 septembre 2021, des évolutions plus structurelles et une refonte du mécanisme de capacité sont prévues à l'horizon AL 2025. RTE propose ainsi d'aborder les modalités techniques de transmission des données ainsi que l'organisation d'une éventuelle phase à blanc lors de prochains GT à la lumière du fonctionnement cible du mécanisme pour l'AL 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 ?

6. Mettre à jour le paramétrage des AL 2023 et 2024

La proposition de modification des paramètres du mécanisme de capacité (valeurs de Température Extrême, Coefficient de Sécurité et Contributions Transfrontalières) pour les AL 2023 et 2024 fait l'objet d'une consultation dédiée en parallèle du présent rapport d'accompagnement. En fonction des retours sur ce document, les modifications correspondantes seront intégrées dans le projet de Règles soumis à approbation.

Il convient de noter que, malgré cette proposition de modification des paramètres, le projet de Règles mis en consultation ne contient pas de disposition transitoire portant sur les AL 2023 et 2024 de nature à permettre l'ouverture dès son approbation des échanges de garanties de capacité pour ces AL. En effet, une dernière proposition d'évolution réglementaire concernant

la sécurisation de la capacité nécessaire avant le début de l'AL n'a pas été instruite dans le cadre du cycle de concertation sur les Règles V4. Cette dernière mesure reste un enjeu de premier ordre pour les autorités publiques, qui souhaitent qu'elle soit concertée pour une mise en œuvre pour les AL 2023 et 2024. L'ouverture des échanges serait donc retardée jusqu'à une date ultérieure en 2022 qui reste à définir pour permettre la nécessaire instruction et concertation des deux propositions reçues par RTE qui ont fait l'objet d'une première présentation lors du GT de synthèse du 9 novembre 2021[5].

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 ?

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

i. Prise en compte de la nouvelle trame pour les accords Amont J-1

Comme indiqué dans le rapport d'accompagnement associé, les impacts de la contractualisation d'un accord en amont du J-1 doivent être neutralisés dans le cadre du mécanisme de capacité, via le calcul du NCE. Ainsi, il est prévu que les journées PP2 concernées par un accord en amont du J-1 doivent être exclues du calcul du NCE des EDC concernées.

RTE propose donc de préciser les modalités de calcul du NCE à l'article B.4 afin de prévoir ces dispositions contractuelles.

Les évolutions réglementaires sont donc proposées à l'article B.4.

Question 7.1 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

[5] La présentation de ces deux propositions est disponible à l'adresse suivante : https://www.concerte.fr/evenement/gt-mecapa-6-synth%C3%A8se

ii. Clarification de certaines dispositions dans les Règles

A la demande de certains acteurs, des précisions ont été apportées dans les Règles :

- Une définition du *sharing ratio* a été ajoutée. Comme prévu dans les Règles SI du Volet Certification, le *sharing ratio* correspond au $Coeff_{NEBEF}$ (et également à 1-$Coeff_{MA}$) tels que défini à l'article B.4.2.4.4 des Règles. Un *sharing ratio* d'une valeur de 1 correspond au choix d'une valorisation de la puissance résiduelle sur le dispositif NEBEF et une valeur à 0 correspond au choix d'une valorisation sur le mécanisme d'ajustement.
- Cas de rééquilibrages gratuits : les changements de composition d'EDC peuvent faire l'objet de demandes de rééquilibrages gratuits, à condition que les Sites soient préalablement certifiés, y compris au sein d'un même Titulaire d'EDC, afin de permettre la régularisation des configurations de liaisons non-conformes décrites à l'article 7.8.2 des Règles.
- Processus de collecte et d'agrégation pour les Capacités de stockage (en particulier les Batteries) : pour faire suite aux travaux du GT Stockage de RTE, les collectes accessibles aux capacités de stockage ainsi que les modalités d'agrégation sont précisées dans les Règles.
- Report de la certification dans les dispositions transitoires : à la demande de certains acteurs en GT, le report de la certification pour les AL 2025 et 2026 est officialisé dans les Règles, donnant ainsi de la visibilité aux acteurs sur un horizon possible de certification. Pour rappel, l'article 7.4.2.5 des Règles prévoit que la date limite de certification puisse être modifiée selon des dispositions simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R.335-2 du code de l'énergie.
- Possibilité de tester une EDA via le mécanisme d'ajustement sur une plage horaire comprenant des pas de temps en dehors des pas PP2 si la Durée Minimale d'Utilisation (DOmin) est supérieure à la plus grande plage horaire PP2 consécutive, à savoir la plage horaire de 8h [7h ; 15h]. En effet, en l'absence de cette précision réglementaire apportée à l'article 7.9.4.3.1, les EDA proposant des CUO incompatibles avec cette plage horaire ne peuvent pas être testées dans le cadre du mécanisme de capacité.

Question 7.2 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?