



## DELIBERATION N° 2021-370

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2021 portant avis sur le projet de règles du mécanisme de capacité

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE, et Valérie PLAGNOL, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie pour avis par RTE, le 29 novembre 2021, d'une proposition de modification des règles du mécanisme de capacité, en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie.

### 1. CONTEXTE ET OBJET

#### 1.1 Cadre juridique

Le 34° de l'article R. 335-1 du code de l'énergie, tel que modifié par le décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité du code de l'énergie, dispose que les « règles du mécanisme de capacité français comprennent :

- a) Les dispositions déterminant les années de livraison et les périodes de pointe PP1 et PP2 ;
- b) Des dispositions relatives à l'obligation de capacité, notamment au mode de calcul de la puissance de référence et à la détermination de l'obligation des fournisseurs, à la puissance unitaire de la garantie de capacité et au recouvrement des garanties de capacité ;
- c) Des dispositions relatives à la certification de capacité, notamment les méthodes de certification et les conditions du contrôle des capacités certifiées, les modalités d'adaptation prévue par l'article L. 321-16 pour la certification des capacités dont la participation à la sécurité d'approvisionnement est réduite, le rééquilibrage des exploitants de capacités, des gestionnaires d'interconnexion dérogatoire, et du gestionnaire du réseau de transport français ;
- d) Des dispositions relatives aux règlements financiers relatifs aux rééquilibrages des acteurs obligés, ainsi qu'aux règlements financiers des responsables de périmètre de certification. »

Ces règles ont ainsi pour objet de préciser les conditions techniques, financières et juridiques de participation au mécanisme de capacité.

En application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie dans sa version issue du décret précité, elles « sont approuvées par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition du gestionnaire de réseau de transport français, après avis de la Commission de régulation de l'énergie. »

La version actuellement en vigueur des règles du mécanisme de capacité (ci-après les « règles ») a été approuvée par l'arrêté du 16 septembre 2020 pris après avis de la CRE<sup>1</sup>.

#### 1.2 Calendrier et cadre général

RTE a saisi la CRE d'un nouveau projet de règles le 29 novembre 2021. Le projet (dit « règles v4 ») constitue la troisième révision importante des règles qui sont entrées en vigueur le 22 janvier 2015. Les règles avaient été

<sup>1</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2020-222 du 10 septembre 2020 portant avis sur le projet de modification des règles du mécanisme de capacité proposé par RTE pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement sur l'hiver 2020-2021.

précédemment modifiées principalement pour intégrer les engagements des autorités françaises auprès de la Commission européenne dans la décision du 8 novembre 2016 autorisant le mécanisme de capacité français<sup>2</sup>, puis dans une démarche d'amélioration continue du mécanisme de capacité (« règles v3.2 »)<sup>3</sup> et dans le cadre d'une adaptation à court terme pour améliorer la contribution du mécanisme à la sécurité d'approvisionnement dans le contexte du passage de l'hiver 2020-2021<sup>4</sup>.

RTE a publié en août 2021<sup>5</sup> un retour d'expérience sur les trois premières années de livraison (« AL ») du mécanisme de capacité (2017-2019), sur lequel la CRE s'est exprimée<sup>6</sup> dans sa délibération du 23 septembre 2021 portant communication sur le mécanisme de capacité. Ce retour d'expérience a permis d'identifier plusieurs axes d'améliorations techniques et de simplifications du dispositif, justifiant une modification des règles dans une démarche d'amélioration continue et de simplification du mécanisme de capacité.

Ce projet de règles v4, objet de la présente saisine, a été proposé par le gestionnaire de réseau de transport français (RTE), après une consultation de l'ensemble des acteurs en novembre 2021. La CRE a eu accès à l'ensemble des réponses des acteurs. Certaines dispositions des règles v4 s'appliqueront dès l'année de livraison 2022. Ce nouveau jeu de règles comporte également une mise à jour de certains paramètres du mécanisme de capacité pour les années de livraison 2023 et 2024. Le rapport de RTE sur le paramétrage de ces années de livraison est annexé à la présente délibération.

Sur la base des enseignements du retour d'expérience sur le mécanisme de capacité, une refonte de l'architecture du mécanisme de capacité donnant lieu à des modifications structurantes du mécanisme et à un nouveau jeu de règles « v5 » est prévue à l'horizon 2025.

## 2. ANALYSE DE LA CRE DES PRINCIPALES ÉVOLUTIONS PROPOSÉES DE RTE

Outre la clarification de certaines dispositions des règles, les propositions de modifications des règles de RTE peuvent être regroupées en cinq principaux thèmes : renforcer la lisibilité du mécanisme, améliorer la performance du mécanisme au regard de ses objectifs, faciliter le maniement quotidien du mécanisme par les parties prenantes, réduire la contrainte financière portée par les participants au mécanisme, et assurer la conformité du mécanisme avec le cadre réglementaire européen. Le projet de règles contient aussi une proposition de modification de paramètres du mécanisme de capacité pour les années de livraison 2023 et 2024. La proposition de nouvelles règles contient aussi des modifications mineures qui ne sont pas discutées en détail ici.

### 2.1 Dispositions visant à renforcer la lisibilité du mécanisme

#### 2.1.1 Modification de la répartition des jours de période de pointe au cours de l'année de livraison

Le mécanisme de capacité est construit de manière à inciter les acteurs à maîtriser leur consommation ou à rendre leurs capacités de production ou d'effacement disponibles pendant les jours de tension sur l'équilibre offre-demande. Pour cela, RTE signale au cours de l'année de livraison les jours de période de pointe (jours PP) la veille pour le lendemain. Deux types de jours PP sont distingués :

- les acteurs obligés sont incités à maîtriser la consommation de leur portefeuille pendant les jours PP1. Les jours PP1 sont tirés sur critère de forte consommation ;
- les capacités de production ou d'effacement sont incitées à se rendre disponibles sur les jours PP2. Tous les jours PP1 sont également PP2, mais des jours PP2 supplémentaires (non PP1) sont tirés sur critère de tension du système électrique.

Les règles actuelles prévoient entre 10 et 15 jours PP1 et entre 10 et 25 jours PP2, ce qui correspond à 0-15 jours PP2 non PP1. Ces jours sont actuellement répartis librement au cours de l'année de livraison, avec la seule contrainte de tirer au maximum 25% des jours PP2 pendant les mois de mars et de novembre.

<sup>2</sup> Décision de la Commission du 8 novembre 2016 sur le mécanisme de capacité français : [https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/261326/261326\\_1840296\\_301\\_2.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1840296_301_2.pdf).

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2019-261 du 28 novembre 2019 portant avis sur les règles du mécanisme de capacité : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Avis/projet-de-regles-du-mecanisme-de-capacite2>

<sup>4</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2020-222 du 10 septembre 2020 portant avis sur le projet de modification des règles du mécanisme de capacité pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement sur l'hiver 2020-2021 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Avis/regles-du-mecanisme-de-capacite-securite-d-approvisionnement-sur-l-hiver-2020-2021>

<sup>5</sup> Rapport de RTE sur le retour d'expérience du mécanisme de capacité : <https://www.services-rte.com/fr/actualites/mecanisme-de-capacite-publication-du-retour-d-experience.html>

<sup>6</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2021-292 du 23 septembre 2021 portant communication sur le mécanisme de capacité : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/deliberation-de-la-cre-du-23-septembre-2021-portant-communication-sur-le-mecanisme-de-capacite>

Le retour d'expérience de RTE sur le mécanisme de capacité a mis en avant la pertinence de l'algorithme de tirage actuel car il vise majoritairement les jours de plus forte consommation : sur les années de livraison 2017 à 2019, plus de 80% des jours PP1 sélectionnés figuraient parmi les 15 jours de plus forte consommation de ces années de livraison.

Les acteurs ont cependant fait part lors des groupes de travail que la libre répartition des jours PP au cours de l'année sur les jours de plus forte consommation ou de tension sur le système électrique est toutefois une source d'importantes incertitudes pour les acteurs du mécanisme de capacité. D'une part, les acteurs obligés rencontrent des difficultés pour prévoir leur niveau d'obligation sur les jours PP1, pour deux raisons. Tout d'abord, la difficulté de prévoir l'évolution de leur portefeuille de clients au cours de l'année, et ensuite le placement des jours PP1 dans l'année qui peut significativement faire varier le niveau d'obligation (le REX de RTE estime à environ 2.5 GW les transferts de périmètres entre acteurs obligés en cours d'année). D'autre part, des incertitudes pèsent sur la prévision du niveau de certification des exploitants, qui sont liées aux incertitudes sur le placement des jours PP2 combinées aux incertitudes sur la disponibilité de leurs installations au cours de l'année, notamment en lien avec le placement de certaines maintenances programmées.

Par ailleurs, les spécificités de l'année 2020, marquée par l'effet de la crise sanitaire sur la consommation d'électricité, ont induit des dysfonctionnements du signal PP1. En effet, tous les jours PP1 ont été tirés en novembre et en décembre, en raison de l'obligation de tirer au moins 10 jours PP1 sur l'année de livraison combinée à un hiver doux et à une diminution de la consommation pendant le confinement (les jours PP1 n'avaient donc pas été tirés plus tôt dans l'année). La concentration des jours PP1 à la fin de l'année a désavantagé les acteurs obligés ayant des portefeuilles en évolution au cours de l'année ainsi que les exploitants qui n'étaient pas disponibles sur la fin de l'année.

**Suite à la concertation et au retour des acteurs, les nouvelles règles proposent la répartition suivante pour les jours PP :**

- **un nombre fixe de 15 jours PP1 ;**
- **de nouvelles contraintes sur la répartition des jours PP1 : 11 jours tirés entre janvier et mars, et 4 jours tirés entre novembre et décembre ;**
- **la contrainte visant à tirer maximum 25% des jours PP2 sur mars et novembre est conservée ;**
- **le nombre de jours PP2 sera compris entre 15 et 25.**

RTE propose que la nouvelle répartition des jours PP1 au cours de l'année de livraison soit mise en œuvre dès l'année de livraison 2022 afin d'améliorer au plus vite la visibilité des acteurs participant au mécanisme de capacité.

La CRE observe en premier lieu que la proposition de répartition des jours PP1 au cours de l'année de livraison est en cohérence avec la répartition statistique des situations de défaillance en cours d'année, telles que présentées par RTE aux acteurs dans les réunions de travail sur les règles v4.

Le fait de fixer le nombre de jours PP1 tirés au cours de l'année de livraison et de contraindre leur répartition au cours de l'année permet effectivement de réduire une partie de l'incertitude portée par les acteurs du mécanisme de capacité. Les résultats présentés par RTE aux acteurs montrent que la solution proposée permet de réduire de 90% la variabilité de l'obligation de chaque acteur obligé par rapport à la situation actuelle : cette mesure constitue à ce titre un levier efficace de visibilité pour ces derniers.

Le fait de contraindre la répartition des jours PP au cours de l'année risque en revanche de dégrader le taux de couverture des jours de tension sur l'équilibre offre-demande. RTE chiffre le taux de couverture des jours de plus forte consommation à 70% environ avec cette méthodologie, contre environ 80% actuellement.

Il est à noter que d'autres scénarios de répartition des jours PP1, présentés en alternatives par RTE, présentaient une réduction de la variabilité de l'obligation par acteur obligé d'environ 45% avec une couverture des jours de plus forte consommation d'environ 70%. Ainsi, la solution sélectionnée représente le meilleur compromis, parmi les alternatives proposées, entre une réduction de l'incertitude portée par les acteurs obligés et une dégradation de la couverture des jours de plus forte consommation.

Les acteurs sont en majorité favorables à cette proposition de modification des règles et soutiennent l'amélioration de la visibilité et la meilleure transparence du système apportées par les nouvelles règles. Certains acteurs regrettent toutefois que cette modification implique une moins bonne couverture des jours de plus forte consommation. À la suite de la consultation et des retours des acteurs, RTE a publié une note détaillant le fonctionnement de l'algorithme de sélection des jours PP1 et PP2 pour aider les acteurs à estimer leur obligation et le niveau de certification de leur portefeuille.

La CRE estime que les bénéfices de cette nouvelle répartition des jours en termes de visibilité pour les acteurs sont supérieurs aux effets potentiels liés à la dégradation du signal PP, qui reste encore performant. À ce titre, la CRE est favorable à cette modification, qui sera appliquée dès la mise en œuvre des nouvelles règles, c'est-à-dire pour l'année de livraison 2022.

### 2.1.2 Modification des critères de tirage des jours PP2

Afin d'améliorer la lisibilité du mécanisme de capacité pour les acteurs, les nouvelles règles proposent de simplifier le critère de tirage des jours PP2 qui ne sont pas des jours PP1 (PP2 non PP1). Jusqu'à maintenant, ces jours étaient tirés sur un critère de tension du système électrique qui était approximé par trois critères (forte consommation résiduelle<sup>7</sup>, prix spot élevé et « décision opérationnelle » reposant sur les informations disponibles sur l'état de tension du système électrique). Par souci de simplification et d'harmonisation avec le critère de tirage des jours PP1, **les nouvelles règles proposent de tirer les jours PP2 selon les critères de consommation et de décision opérationnelle en cas de situation exceptionnelle, notamment de délestage.**

RTE propose que cette modification des critères de tirage des jours PP2 s'applique dès l'année de livraison 2022 afin d'appliquer au plus vite ces modifications permettant de simplifier le mécanisme de capacité et de le rendre plus lisible.

Les acteurs soutiennent cette modification. Certains acteurs notent toutefois que le critère de décision opérationnelle reste opaque pour eux. Lors de la concertation, de nombreux acteurs ont soutenu une proposition de RTE, qui est encore à l'étude, de signaler les jours PP2 non PP1 tirés sur critère de consommation en même temps que les jours PP1 (tirés eux aussi sur critère de forte consommation), c'est-à-dire le matin en J-1. Les jours PP2 non PP1 tirés sur critère de décision opérationnelle seront toujours tirés le soir en J-1. RTE évalue actuellement la faisabilité technique de cette modification afin d'en fixer la date de mise en œuvre. Une telle modification n'impliquera pas de mise à jour des règles, qui prévoient que les jours PP2 soient signalés au plus tard à 19h en J-1.

La CRE note par ailleurs que la prise en compte d'un critère de prix spot pouvait présenter des difficultés en cas d'évolution généralisée des prix de l'énergie comme constatée fin 2021, et accueille donc favorablement la proposition de supprimer ce critère de sélection.

La CRE est favorable à la modification des critères de tirage des jours PP2 qui en améliore la transparence tout en permettant de toujours bien cibler les jours de plus forte tension sur le système électrique. Ces dispositions participent à l'amélioration de la transparence et à la simplification du mécanisme de capacité.

## 2.2 Dispositions visant à améliorer la performance du mécanisme au regard de ses objectifs

Le mécanisme de capacité français intègre des dispositions de contrôle de la disponibilité effective des installations participant au mécanisme, la rémunération des installations de production et d'effacement étant indexée sur leur disponibilité effective. La disponibilité des capacités est calculée comme la somme de la puissance réalisée, qui est effectivement injectée ou effacée sur les pas horaires PP2, et de la puissance résiduelle, qui correspond à la puissance mise à disposition par l'installation sur les marchés mais qui n'a pas fait l'objet d'une activation. Pour évaluer cette dernière, RTE utilise des activations naturelles en vérifiant que si une capacité est sollicitée sur le mécanisme d'ajustement par exemple, elle a bien livré la puissance demandée, ou des tests d'activation permettant de s'assurer que toutes les capacités ont été activées au moins une fois par année de livraison. Les nouvelles règles proposent deux modifications permettant à la fois de tester davantage de capacités, et d'harmoniser les méthodes de contrôle des capacités :

- Les règles actuelles du mécanisme de capacité limitent à trois le nombre de tests d'activation par entité de certification par année de livraison, limitant ainsi la surface de la puissance testable. En effet, certaines entités de certification sont liées à plus de trois entités (entité d'ajustement, entité d'effacement ou entité de certification non liée), ce qui ne permet pas de tester l'ensemble de la puissance couverte par l'entité de certification. Dans son REX, RTE estimait entre 350 MW et 1100 MW le volume de capacités non testables pour cette raison. **La première modification des règles propose que la contrainte des trois tests maximum par année de livraison porte sur les entités (entité d'ajustement, entité d'effacement ou entité de certification non liée) et non plus sur les entités de certification liées qui peuvent contenir plusieurs entités.**

<sup>7</sup> Consommation résiduelle = consommation – production d'énergies renouvelables

- Actuellement, les deux types d'activation (activation naturelle et par test d'activation) impactent de manière différenciée le calcul du niveau de capacité effectif des installations. En particulier, la sollicitation sur un pas PP2 via l'activation naturelle pénalise peu le niveau de capacité effectif car elle impacte seulement la disponibilité sur le pas PP2 contrôlé tandis que la sollicitation par test d'activation sur un pas PP2 pénalise fortement le niveau de capacité effectif car elle impacte la disponibilité sur tous les pas PP2. **La proposition de règles introduit un coefficient qui permet de supprimer le biais existant entre le contrôle par activation naturelle et le contrôle par test d'activation.**

Ces changements peuvent affecter les niveaux de certifications de certaines capacités, et ne peuvent pas être mis en œuvre dès l'année de livraison 2022 : RTE propose qu'ils s'appliquent à compter de l'année de livraison 2023.

La majorité des acteurs est favorable à ces modifications qui permettront une meilleure observabilité des capacités. Certains regrettent la multiplication des tests d'activation qui est chronophage pour les acteurs et pour RTE.

La CRE accueille favorablement les modifications proposées pour le contrôle de la disponibilité effective des installations de production et d'effacement participant au mécanisme de capacité. Le fait de limiter le nombre de tests par activation à trois par année de livraison et par entité (entité d'ajustement, entité d'effacement ou entité de certification non liée) plutôt que par entité de certification permettra d'augmenter le volume de capacités contrôlées, améliorant ainsi le contrôle de la disponibilité effective des installations et de leur contribution observée à la réduction du risque de défaillance. De plus, l'harmonisation des règles de contrôle des capacités par activation naturelle et par test d'activation permet d'améliorer la fiabilité du calcul du niveau de capacité effectif des exploitants. La CRE note que la fiabilité du niveau de capacité effectif des installations est une composante essentielle du mécanisme, et que les dispositions proposées sont équilibrées par rapport aux problématiques mises en exergue par RTE dans le REX.

## **2.3 Dispositions visant à faciliter le maniement du mécanisme par les parties prenantes**

### **2.3.1 Réduire la lourdeur administrative liée au tunnel de certification**

La Commission européenne a demandé, dans sa décision du 8 novembre 2016 sur le mécanisme de capacité français, l'introduction d'un tunnel de certification. Cette mesure vise à éviter que les acteurs sur ou sous estiment la déclaration de la disponibilité de leurs capacités afin de prévenir *ex ante* l'exercice d'un éventuel pouvoir de marché.

Ce tunnel de certification consiste en une plage d'acceptabilité définie autour d'une puissance de référence. Cette puissance de référence dépend de la puissance installée, de la technologie, et de la disponibilité historique constatée sur la filière. Tous les exploitants souhaitant certifier leur capacité en dehors de ce tunnel doivent faire une demande de dérogation auprès de RTE. Ces demandes entraînent des lourdeurs administratives importantes pour les acteurs et RTE, sans rapport avec les enjeux associés en termes d'exercice de pouvoir de marché, et des délais supplémentaires dans le processus de certification. **Les nouvelles règles proposent une acceptation tacite des demandes de dérogation au tunnel de certification des responsables de périmètre de certification (RPC) dont le dernier niveau de capacité effectif estimé est inférieur à 1 GW.** RTE estime qu'une telle modification des règles permettrait de réduire de 75% le nombre de RPC devant faire une demande de dérogation, et de réduire de 50% le nombre de dérogations à traiter par RTE, sans impact en termes de risque d'exercice de pouvoir de marché.

L'approbation tacite de la dérogation au tunnel de certification pour les plus petits acteurs s'appliquerait dès l'entrée en vigueur des règles v4 pour toutes les demandes de certification et de rééquilibrage reçues par RTE à partir de cette date, et pour toutes les années de livraison.

La majorité des acteurs est favorable à la proposition visant à accepter implicitement les demandes de dérogation au tunnel de certification des plus petits acteurs. À la suite de la concertation, RTE a modifié la proposition en excluant les entités de certification certifiées de manière normative<sup>8</sup> qui n'ont pas de pouvoir de marché par définition.

La CRE est favorable à cet allègement du processus de certification pour les plus petits acteurs du mécanisme de capacité, qui disposent d'un pouvoir de marché limité.

<sup>8</sup> Il s'agit des exploitants d'énergies renouvelables dont le niveau de capacité certifié est calculé sur la base des historiques de production, pour éviter que la disponibilité valorisée soit dépendante de l'intensité de la source d'énergie primaire.

### 2.3.2 Aménager certains éléments calendaires

#### 2.3.2.1 Détendre le calendrier des règlements financiers de l'AOLT

Les capacités lauréates de l'Appel d'offre long terme (AOLT) bénéficient d'un complément de rémunération pendant 7 ans. Ce sont les acteurs obligés qui abondent le fonds de complément de rémunération des lauréats AOLT à hauteur de la consommation de leur portefeuille.

Le calendrier actuel des règlements financiers de l'AOLT comporte des délais difficiles à tenir. En effet, il peut arriver que RTE notifie aux acteurs obligés leur contribution au fonds AOLT, qui dépend de leur obligation, alors que l'estimation de leur obligation n'est pas encore réalisée. **La nouvelle version des règles vise à détendre certains délais de ce calendrier, sans impacter les échéances liées aux lauréats de l'AOLT. Ainsi, la date de notification aux acteurs obligés de leur contribution au fonds AOLT est décalée au 10 janvier de l'année de livraison, au lieu de 10 jours ouvrés après la date de la dernière enchère avant l'année de livraison (qui a en général lieu autour du 10-15 décembre).** Les échéances qui suivent cette modification sont décalées comme suit :

- Les acteurs obligés doivent toujours verser leur contribution au fonds AOLT un mois après la notification de leur contribution, donc au 10 février de l'année de livraison.
- Fin février, RTE calcule le solde du fonds AOLT. Si ce solde est positif, RTE le répartit au prorata de l'obligation des acteurs obligés.
- La notification de ce versement est faite au plus tard le 31 mars de l'année de livraison, pour un versement aux acteurs obligés au plus tard le 10 juillet de l'année de livraison.

Ces modifications sont intégrées à la version 4 des règles, et seront donc appliquées dès l'entrée en vigueur des nouvelles règles.

La CRE est favorable à cette modification qui permet à RTE de notifier aux acteurs obligés leur contribution au fond AOLT sur la base des données plus à jour. La CRE note que cette modification n'impacte pas les autres échéances liées aux lauréats (exigibilité des compléments de rémunération négatifs, versement des compléments de rémunération positifs, etc...)

#### 2.3.2.2 Repousser la date limite de rééquilibrage

Dans le mécanisme de capacité français, les exploitants ont la possibilité de se rééquilibrer en cours d'année de livraison et après, afin que leur déclaration soit au plus proche de la disponibilité effective des installations de production ou d'effacement pendant les périodes de pointe. Actuellement, la date limite des rééquilibrages est fixée au 15 janvier de l'AL+1. Cependant, le niveau de capacité effectif est estimé par RTE le 30 juin de l'AL+1, donc après la dernière enchère permettant aux exploitants de capacité ou d'effacement de se rééquilibrer.

**Les règles v4 proposent de repousser la date limite pour les rééquilibrages au 30 septembre de l'AL+1 afin qu'elle ait lieu après l'estimation du niveau de capacité effectif par RTE du 30 juin AL+1.** Cette modification sera appliquée dès la mise en œuvre des nouvelles règles. Cela permettra aux exploitants de bénéficier de cette évolution pour le rééquilibrage de l'année de livraison 2021 si les nouvelles règles entrent en vigueur avant le 15 janvier 2022.

Les acteurs sont favorables à la proposition de reculer la date limite de rééquilibrage. Certains acteurs notent cependant que la nouvelle date limite pour les rééquilibrages au 30 septembre de l'AL+1 risque de ne pas être suffisante.

La CRE est favorable à cette modification simplifiant le mécanisme de capacité pour les exploitants de capacité et leur permettant de se rééquilibrer au plus juste, sur la base de la meilleure estimation de RTE.

## 2.4 Dispositions visant à réduire la contrainte financière portée par les participants au mécanisme

Dans le cas où les certifications des acteurs sont non conformes ou réalisées trop tard, des pénalités ont été introduites dans les règles du mécanisme de capacité du 5 décembre 2019. RTE a aussi mis en place un outil pédagogique permettant d'aider les exploitants à se certifier correctement. Or, il s'est avéré que la diminution du nombre de certifications non conformes ou tardives était davantage liée à la mise en place de l'outil pédagogique et à l'apprentissage des acteurs qu'à la présence de pénalités.

**Afin de réduire la contrainte financière pesant sur les acteurs du mécanisme de capacité, les nouvelles règles v4 proposent donc de supprimer les pénalités de certification tardive ou non conforme dès l'entrée en vigueur des règles.** Ces dispositions s'appliqueront à partir de l'année de livraison 2019.

Les acteurs sont favorables à la proposition de supprimer les frais de certification tardive ou non conforme.

La CRE accueille favorablement ces nouvelles dispositions qui permettent de réduire la contrainte financière et la lourdeur administrative pesant sur les acteurs du mécanisme de capacité sans impacter la précision de la certification. La CRE note que l'outil pédagogique d'aide à la certification mis en place par RTE pour aider les acteurs à se certifier restera en place.

## **2.5 Assurer la conformité avec le cadre réglementaire européen**

### **2.5.1 Organiser l'application des limites d'émissions de CO<sub>2</sub> pour la participation au mécanisme de capacité**

Le Règlement (UE) 2019/943 du parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après « Règlement Électricité ») a introduit des limites d'émissions de CO<sub>2</sub> pour les capacités participant au mécanisme de capacité :

- À partir de l'année de livraison 2020, les installations ayant débuté leur production après le 4 juillet 2019 et émettant plus de 550 grammes de CO<sub>2</sub> issu de carburant fossile par kWh d'électricité ne peuvent pas participer au mécanisme de capacité.
- À partir de l'année de livraison 2025, les capacités participant au mécanisme de capacité devront respecter les seuils suivants :
  - o les capacités ayant débuté leur production avant ou après le 4 juillet 2019 devront émettre moins de 550 grammes de CO<sub>2</sub> issu de carburant fossile par kWh d'électricité, et
  - o les capacités ayant débuté leur production avant le 4 juillet 2019 devront en plus émettre moins de 350 kilogrammes de CO<sub>2</sub> issu de carburant fossile en moyenne par an et par kWe installé.

**Les nouvelles règles du mécanisme de capacité proposent d'appliquer ces limites d'émissions de CO<sub>2</sub> pour la participation au mécanisme de capacité.** Les capacités concernées devront calculer leurs émissions de CO<sub>2</sub> selon la méthodologie de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie<sup>9</sup> (ci-après « ACER »), à la maille de chaque site. Dans le cas où plusieurs unités de production seraient rassemblées dans une entité de certification, les unités dépassant le seuil d'émissions devront être isolées, sinon l'entité de certification dans son ensemble ne sera pas certifiée.

Les capacités n'utilisant pas de combustible fossile ne sont pas concernées par ces nouvelles règles : nucléaire, énergies renouvelables, effacement n'ayant pas recours à de l'autoproduction à partir de production thermique, capacités de stockage n'étant pas liées à un moyen de production qui ne respecterait pas les valeurs limites et les interconnexions dans le cadre de la procédure simplifiée de participation transfrontalière.

Cette modification entrera en vigueur en même temps que les règles v4, et s'appliquera donc pour les certifications à partir de l'année de livraison 2020. Les sites qui se seraient déjà certifiés, mais qui ne respecteraient pas les seuils d'émissions de CO<sub>2</sub>, pourront gratuitement rééquilibrer leur niveau de capacité à zéro.

La CRE note l'introduction de seuils limites d'émissions de CO<sub>2</sub> pour la participation au mécanisme de capacité, en application du Règlement Électricité.

### **2.5.2 Préciser les modalités de suspension du mécanisme de capacité**

Conformément au Règlement Électricité, l'article L. 335-2 du code de l'énergie prévoit les modalités de suspension et de suppression du mécanisme de capacité.

Les nouvelles règles v4 intègrent donc le cas de la suspension du mécanisme de capacité. **Les règles proposent que le mécanisme de capacité puisse être suspendu si les deux conditions suivantes sont réunies :**

- la certification pour l'année de livraison en question n'a pas commencé (les règles prévoient que la certification débute au 1<sup>er</sup> janvier AL-4) ; et
- aucune difficulté d'adéquation des ressources n'a été identifiée pour l'année de livraison en question, d'après le Bilan prévisionnel pluriannuel de RTE et d'après l'étude européenne d'adéquation des ressources (ERAA, *European Resource Adequacy Assessment*). La certification débutant quatre années avant l'année de livraison, la décision de suspendre le mécanisme de capacité se fera sur la base des études d'adéquation publiées cinq années avant l'année de livraison.

<sup>9</sup> Méthodologie ACER pour le calcul des émissions CO<sub>2</sub> : [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2022-2019%20on%20the%20calculation%20values%20of%20CO2%20emission%20limits.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2022-2019%20on%20the%20calculation%20values%20of%20CO2%20emission%20limits.pdf)

Les nouvelles règles du mécanisme de capacité prévoient que si le diagnostic sur l'état de l'adéquation diffère entre les études d'adéquation nationale et européenne, la date de début de certification soit décalée afin de prendre en compte la décision conjointe de RTE et de l'Etat à la suite de l'analyse de l'ACER sur l'étude d'adéquation de RTE.

La suspension du mécanisme de capacité pour une année de livraison donnée entraîne la suspension de l'essentiel des règles pour cette période. En cas de suspension et à la suite de la publication de l'arrêté de suspension, RTE mettra à disposition des acteurs une liste exhaustive des dispositions des règles restant applicables pendant l'année de livraison en question. En particulier :

- Pour les contrats Appel d'offre long terme (AOLT) dont la période de sécurisation comprend l'année de livraison suspendue, les capacités lauréates de l'AOLT devront se certifier et leur disponibilité sera mesurée sur les jours PP2. Les jours PP2 continuent donc d'être tirés au cours de l'année suspendue.
- Les jours PP1 continueront aussi à être tirés afin de calculer l'obligation des acteurs obligés et donc leur contribution au financement des compléments de rémunération des capacités lauréates de l'AOLT. Toutefois, aucune obligation de couverture sur ces jours PP1 ne sera exigée des acteurs obligés.

Il est à noter que la suspension du mécanisme de capacité pour une année de livraison ne préjuge pas de son application les années suivantes.

Les acteurs sont favorables à ces modalités de suspension du mécanisme de capacité.

La CRE est également favorable à ces modifications qui seront intégrées aux règles v4. La CRE accueille également favorablement la publication par RTE d'une liste des règles restant applicables au cours de l'année de livraison en cas de suspension du mécanisme de capacité, laquelle permettra d'améliorer la lisibilité du processus de suspension pour les acteurs.

### 2.5.3 Anticiper le passage au pas 15' à l'échelle européenne à partir de 2025

En application du Règlement (UE) (2017/2195) concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique et conformément à la délibération de la CRE n°2018-229 du 14 novembre 2018, les gestionnaires de réseaux français devront appliquer un pas de règlement des écarts de 15 minutes, contre 30 minutes actuellement, au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

Le passage du pas de règlement des écarts de 30 minutes à 15 minutes modifiera plusieurs volets du mécanisme de capacité : la certification des installations de production et d'effacement, essentiellement via le calcul du niveau de capacité effectif, le niveau d'obligation des acteurs obligés et la collecte de la puissance activable.

RTE prévoit de passer au pas 15 minutes en 2025. Afin de donner de la visibilité aux acteurs sur l'impact de ce changement dans les règles du mécanisme de capacité, **les nouvelles règles v4 remplacent le « pas demi-heure » par un « pas de temps h » dans les sections concernées**. Pour le moment, ce pas de temps h est fixé à 30 minutes et ne modifie donc pas le cadre actuel. Ce pas de temps sera modifié selon les modalités d'approbation simplifiées prévues à l'alinéa 2 de l'article R.335-2 du code de l'énergie pour passer à 15 minutes en 2025.

Les modalités proposées conviennent aux acteurs du mécanisme de capacité. Certains acteurs souhaitent que le passage au pas de temps 15 minutes sur le mécanisme de capacité se fasse après la mise en œuvre sur les marchés de l'électricité, ce qui est cohérent avec une application en 2025.

La CRE est favorable à ces modifications qui seront intégrées aux règles v4 et permettent d'offrir de la visibilité aux acteurs sur les paramètres du mécanisme de capacité impactés par le changement du pas de règlement des écarts.

## 2.6 Paramétrage des AL 2023 et 2024

### 2.6.1 Les paramètres du mécanisme de capacité

Le fonctionnement du mécanisme de capacité repose sur un ensemble de paramètres techniques qui peuvent être mis à jour régulièrement : les évolutions des paramètres du mécanisme de capacité font partie du fonctionnement normal du mécanisme. Ces paramètres interviennent dans les calculs relatifs à l'obligation de capacité et la certification des capacités.



Ces paramètres sont définis dans les règles du mécanisme de capacité et peuvent être revus par RTE après concertation avec les acteurs du mécanisme de capacité. **Les nouvelles règles v4 proposent donc une modification des paramètres suivants : la contribution des interconnexions, le vecteur de température extrême et le coefficient de sécurité.** Les autres paramètres du mécanisme de capacité restent inchangés. Pour l'année de livraison 2023, il s'agit d'une mise à jour de paramètres existants. Pour l'année de livraison 2024, il s'agit d'une proposition de paramètres, les règles actuelles ne comprenant pas de paramètre pour cette année de livraison.

Pour faire évoluer ces paramètres, RTE se base sur une étude d'équilibre offre-demande réalisée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2021. RTE a accompagné sa proposition d'un rapport détaillant les méthodes et les hypothèses utilisées dans ses calculs, qui avaient préalablement fait l'objet d'un atelier avec les acteurs du mécanisme de capacité le 13 octobre 2021 et d'une concertation du 10 novembre au 25 novembre 2021. Ce rapport est joint à la présente délibération.

## 2.6.2 La contribution des interconnexions

### 2.6.2.1 Méthodologie

La méthodologie permettant d'estimer la contribution d'une frontière au mécanisme de capacité français consiste à calculer la puissance importée en moyenne depuis la frontière en question lors de périodes de défaillance simulées en France. Cette approche permet de prendre en compte à la fois les contraintes sur les capacités d'interconnexion et les marges disponibles dans les pays voisins à l'export vers la France.

### 2.6.2.2 Mise à jour

RTE propose de modifier la contribution de l'ensemble des frontières pour l'année de livraison 2023, et propose des valeurs de contribution des interconnexions pour l'année de livraison 2024. Dans le document accompagnant la proposition de modification des paramètres pour les années de livraison 2023 et 2024, RTE présente la méthodologie de calcul ainsi que les hypothèses ayant conduit au paramétrage proposé.

Pour les deux années de livraison étudiées (2023 et 2024), les analyses du Bilan prévisionnel 2021 montrent une baisse globale de la contribution des pays interconnectés à la sécurité d'approvisionnement de la France par rapport à leur contribution durant l'année de livraison 2022 évaluée par le Bilan prévisionnel 2019. Cette baisse est principalement liée à la diminution des marges estimées dans les pays voisins du fait du déclassement de groupes thermiques, notamment en Belgique et en Allemagne. Néanmoins, la mise en service de l'interconnexion ElecLink à la mi-2022 permet de compenser en partie cette baisse.

		2022	2023	2024	Commentaire
Grande-Bretagne	Valeur actuelle (MW)	3 800	2 400	/	Prise en compte d'Eleclink (1 000 MW).
	<b>Valeur proposée (MW)</b>	/	<b>3 600</b>	<b>3 600</b>	
Belgique	Valeur actuelle (MW)	700	100	/	Réduction des marges en Belgique liée à la sortie du nucléaire en 2025, mais mise en service plus rapide que prévu de capacités gaz et développement des renouvelables.
	<b>Valeur proposée (MW)</b>	/	<b>300</b>	<b>300</b>	
Allemagne	Valeur actuelle (MW)	1 800	1 100	/	Réduction des marges en Allemagne liée au déclassement de centrales thermiques.
	<b>Valeur proposée (MW)</b>	/	<b>1 300</b>	<b>1 200</b>	
Italie	Valeur actuelle (MW)	900	700	/	Mise en service de l'interconnexion Savoie-Piémont.
	<b>Valeur proposée (MW)</b>	/	<b>1 000</b>	<b>1 000</b>	
Espagne	Valeur actuelle (MW)	2 000	2 200	/	Amélioration des capacités d'import.
	<b>Valeur proposée (MW)</b>	/	<b>2 200</b>	<b>2 200</b>	
<b>Contribution totale proposée (MW)</b>		9 200 (valeur actuelle)	<b>8 400</b>	<b>8 300</b>	

**2.6.3 Le vecteur de température extrême**

**2.6.3.1 Méthodologie**

Le vecteur de température extrême permet d’extrapoler la consommation française à son niveau attendu lors d’une vague de froid à laquelle le système électrique doit être en mesure de répondre. Elle vise ainsi à rendre l’obligation globale insensible à l’aléa thermosensible et de renvoyer aux consommateurs une obligation proportionnée à leur contribution au risque de défaillance, qui intègre leur thermosensibilité. La température extrême de référence n’avait pas été mise à jour depuis la mise œuvre du mécanisme de capacité. Or, le Bilan prévisionnel 2021 a introduit un nouveau référentiel climatique qui a un impact sur le vecteur de température extrême.

**2.6.3.2 Mise à jour**

L’analyse de RTE est détaillée dans son rapport annexé à la présente délibération. L’utilisation du nouveau référentiel climatique modifie légèrement le vecteur de température extrême, qui **est 0.1°C plus froid sur les heures de période de pointe que précédemment.**

**2.6.4 Le coefficient de sécurité**

**2.6.4.1 Méthodologie**

Le coefficient de sécurité permet d’assurer la cohérence entre le critère de sécurité d’approvisionnement et l’équilibre offre-demande sur le marché de la capacité. Il est établi de telle sorte que si le système électrique respecte exactement le critère de sécurité d’approvisionnement, alors il y a un équilibre parfait entre le volume global de l’obligation et le volume global de certificats.

**2.6.4.2 Mise à jour**

Année de livraison	2019	2020	2021	2022	<b>2023</b>	<b>2024</b>
Coefficient de sécurité	0.99	0.98	0.98	0.98	<b>0.99</b>	<b>0.99</b>

**2.6.5 Retours des acteurs et analyse de la CRE**

La CRE est favorable à la mise à jour de la contribution des interconnexions, du vecteur de température extrême et du coefficient de sécurité, qui participent au bon dimensionnement du mécanisme de capacité pour assurer la sécurité d’approvisionnement au meilleur coût. La CRE souligne que les évolutions de ces paramètres d’année de livraison en année de livraison sont cohérentes avec les objectifs recherchés dans les règles v4 de mise en adéquation des diagnostics du mécanisme de capacité et du Bilan prévisionnel.

L’architecture du mécanisme prévoit de fixer le paramétrage quatre années en avance afin d’offrir le maximum de visibilité aux acteurs. Certains acteurs ont regretté dans le cadre de la concertation menée par RTE le caractère tardif de la mise à jour du paramétrage pour les années 2023 et 2024, qui affecte le calcul de l’obligation prévisionnelle de certains contrats et la contractualisation des fournisseurs avec leurs clients. Toutefois, cette modification des règles intervient avant le début de la période d’échange des garanties de capacité pour les années de livraison 2023 et 2024 et permet donc de s’assurer que les acteurs bénéficient d’un cadre réglementaire stabilisé lors de leurs échanges de garanties de capacité.

**2.7 Modifications ultérieures envisagées**

**2.7.1 Renforcer la cohérence entre le mécanisme de capacité et le Bilan prévisionnel**

Le retour d’expérience sur le mécanisme de capacité de RTE a mis en évidence des écarts entre le diagnostic sur la sécurité d’approvisionnement des Bilans prévisionnels de RTE et l’équilibre offre-demande sur le marché de la capacité. Une partie de ces écarts provient du caractère statique de certains paramètres du mécanisme de capacité, notamment la contribution des interconnexions, qui sont fixés plusieurs années à l’avance lors de l’ouverture des échanges pour offrir suffisamment de visibilité aux acteurs, alors que les Bilans prévisionnels sont mis à jour annuellement.

Dans le cadre actuel des règles, il n’est pas possible d’adapter les contributions transfrontalières dans le cas où une interconnexion serait mise en service plus tôt que prévu initialement, ni de prendre en compte les évolutions de la disponibilité des capacités des pays voisins. Ainsi, d’après le retour d’expérience de RTE, dans le cas de l’année de livraison 2021, l’écart entre la contribution des interconnexions évaluée plusieurs années en amont et les valeurs établies avant le début de l’année de livraison peut s’élever à plus de 1 GW.



**Il est envisagé de mettre à jour le niveau des contributions transfrontalières à chaque publication d'une étude d'adéquation nationale de RTE, si des niveaux de contribution des capacités transfrontalières différents de ceux inscrits dans les règles sont identifiés, et ce jusqu'au 31 octobre précédent le début de l'année de livraison.**

Les acteurs sont favorables à la mise à jour plus régulière des contributions transfrontalières.

La CRE est favorable à une modification qui viserait à rapprocher l'état de l'équilibre offre-demande du mécanisme de capacité de la meilleure estimation des marges du système. La CRE signale toutefois que la mise à jour de la contribution des interconnexions sans mise à jour du coefficient de sécurité concomitante, ne permet pas de réduire parfaitement les écarts entre les diagnostics du mécanisme de capacité et du Bilan prévisionnel.

Des travaux seront menés en ce sens dans les mois à venir. La CRE rappelle par ailleurs que cette modification nécessite un décret en Conseil d'Etat.

### **2.7.2 Limiter le nombre de GRD concernés par le calcul de l'obligation**

D'après le retour d'expérience sur le mécanisme de capacité de RTE, une partie des lourdeurs administratives du mécanisme est liée à la quantité de données échangées par RTE et les gestionnaires de réseaux de distribution.

**Les nouvelles règles v4 proposent de réduire le volume de données échangées en demandant aux GRD de remonter uniquement les données des acteurs obligés dont le portefeuille dépasse 100 000 clients.** Cette modification n'est pas intégrée dans les règles v4 mais sera directement introduite dans la convention GRD-RTE notifiée à l'ensemble des GRD et approuvée par la CRE par une délibération distincte. Elle concernera toutes les AL à partir de l'AL 2020.

Sur les années de livraison passées, une telle modification aurait modifié de seulement 30 MW le niveau de l'obligation France, sur une obligation totale France d'environ 80 à 85 GW selon les années.

La CRE accueille favorablement cette proposition de modification, au regard de son faible impact sur le niveau de l'obligation nationale. L'application de ces dispositions dans les conventions RTE-GRD fait l'objet d'une délibération propre de la CRE<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2021-372 du 16 décembre 2021 portant approbation de la proposition de convention RTE - GRD relative aux échanges de données pour le calcul de l'obligation de capacité.

## **AVIS DE LA CRE**

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie pour avis par RTE, le 29 novembre 2021, d'une proposition d'évolution des règles du mécanisme de capacité, en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie.

Le projet de règles, qui est la première étape d'une réflexion plus globale sur les évolutions du mécanisme de capacité, présente des modifications applicables immédiatement et résultant du retour d'expérience sur le mécanisme de capacité de RTE et de la concertation avec l'ensemble des acteurs sur le fonctionnement du mécanisme.

Outre la clarification de certaines dispositions dans les règles, les propositions de modifications des règles de RTE peuvent être regroupées en cinq principaux thèmes : renforcer la lisibilité du mécanisme, améliorer la performance du mécanisme au regard de ses objectifs, faciliter le maniement quotidien du mécanisme par les parties prenantes, réduire la contrainte financière portée par les participants au mécanisme, et assurer la conformité du mécanisme avec le cadre réglementaire européen. Le projet de règles contient aussi une proposition de modification de paramètres du mécanisme de capacité pour les années de livraison 2023 et 2024.

**La CRE accueille favorablement les propositions de modification de règles ainsi que la modification des paramètres pour les années de livraison 2023 et 2024. Elle estime que les modifications proposées dans le cadre des règles v4 permettent effectivement (i) de simplifier le mécanisme de capacité pour l'ensemble des acteurs, et (ii) d'améliorer la visibilité des participants au mécanisme de capacité.**

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise à la ministre de la transition écologique et à RTE.

Délibéré à Paris, le 16 décembre 2021  
Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,

Jean-François CARENCO