

DÉLIBÉRATION N°2026-24

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2026 portant avis sur le projet d'arrêté pris en application de l'article R. 316-2 du code de l'énergie précisant les règles du mécanisme de capacité

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Par un courrier daté et reçu le 22 janvier 2026, RTE a saisi pour avis la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'un projet de règles du mécanisme de capacité pris en application des dispositions de l'article R. 316-2 du code de l'énergie.

Sommaire

1. Contexte et cadre juridique.....	2
1.1. Principes du mécanisme de capacité.....	2
1.2. Rappel des dispositions législatives et réglementaires sur le nouveau mécanisme de capacité.....	2
2. Présentation du projet de règles et analyse de la CRE.....	4
2.1. Paramétrage	5
2.2. Certification des capacités.....	7
2.3. Contractualisation : enchères et marché secondaire	10
2.4. Contrôle de la disponibilité	12
2.5. Règlements financiers des TPC et pénalités associées aux écarts	15
2.6. Calcul, régularisation et acquittement de la quote-part de contribution.....	18
Avis de la CRE.....	21

1. Contexte et cadre juridique

1.1. Principes du mécanisme de capacité

L'article 19 de la loi de finances pour 2025 a réformé le mécanisme de capacité français, qui prend fin en 2026, à l'issue du délai de dix ans pour lequel la Commission européenne a approuvé l'actuel mécanisme au regard du droit des aides d'Etat (décision SA.39621 du 8 novembre 2016). Le nouveau mécanisme de capacité est régi par les articles L. 316-1 à L. 316-13, et R. 316-1 à R. 316-42 du code de l'énergie.

Par une décision du 22 décembre 2025 (SA.117564), la Commission européenne a autorisé le nouveau mécanisme de capacité français pour une durée de dix ans, du 1^{er} novembre 2026 au 31 mars 2036. La Commission a examiné la mesure d'aide au regard de l'article 107, 3, c), du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, des lignes directrices de 2022 concernant les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie et des principes du 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 »).

Celui-ci prend la forme d'une rémunération octroyée aux exploitants de capacités de production, de stockage ou d'effacement de consommation qui est instaurée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement en électricité au moindre coût. Ce critère de sécurité reflète un optimum entre la perte économique pour les consommateurs face à un épisode de défaillance, d'une part, et le coût pour s'en prémunir, d'autre part. Le critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique retenu à l'échelle nationale est tel que la durée moyenne de défaillance annuelle est inférieure à trois heures et la durée moyenne de recours au délestage pour des raisons d'équilibre offre-demande est inférieure à deux heures¹.

L'instauration d'un mécanisme de capacité est conditionnée à l'identification de difficultés d'adéquation entre l'offre en capacité et la demande d'électricité en période de tension, au regard du bilan prévisionnel pluriannuel, établi chaque année par RTE, au titre de l'article L. 141-8 du code de l'énergie, et des études d'adéquation à l'échelle européenne, mentionnées à l'article 23 du Règlement électricité.

1.2. Rappel des dispositions législatives et réglementaires sur le nouveau mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est désormais centralisé et le besoin en capacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement est contractualisé par RTE. Le ministre chargé de l'énergie fixe une courbe de demande administrée, sur proposition de la CRE, sur la base d'un rapport de RTE (article L. 316-4 du code de l'énergie).

La rémunération versée aux exploitants de capacités de production, de stockage et d'effacement de consommation en contrepartie de leurs engagements de disponibilité est financée par une taxe de répartition des coûts du mécanisme de capacité (articles L. 316-2 et L. 316-6 du code de l'énergie). Cette taxe est acquittée par les contributeurs, c'est-à-dire les fournisseurs d'électricité pour revente aux consommateurs finals, les grands consommateurs et les gestionnaires de réseau pour leurs pertes, s'approvisionnant directement sur les marchés (article L. 322-8 du code des impositions sur les biens et services, ci-après « CIBS »).

La taxe, dont le montant unitaire est établi par la CRE, à partir de sa meilleure estimation de la consommation d'électricité en période de tension (article L. 322-13 du CIBS), est répartie entre tous les contributeurs sur la base de leur consommation durant cette période (article L. 322-15 du CIBS).

RTE joue un rôle central dans le fonctionnement du nouveau mécanisme, en ce qu'il certifie les capacités sur le réseau public de transport (articles L. 316-8 et L. 321-16 du code de l'énergie), organise

¹ [Arrêté du 5 août 2022 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique mentionné à l'article L. 141-7 du code de l'énergie](#)

les procédures concurrentielles de sélection (article L. 316-6 du code de l'énergie), constate et perçoit le produit de la taxe (article L. 321-17 du code de l'énergie), assure le versement de la rémunération aux exploitants, calcule les écarts et recouvre le cas échéant les pénalités financières appliquées aux exploitants (article L. 321-16-1 du code de l'énergie).

En plus du coût de contractualisation des capacités retenues durant les procédures concurrentielles de sélection, le montant à financer par la taxe dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité intègre la TVA assise sur les rémunérations capacitaires non déductible par RTE, ainsi que les régularisations et les frais des exercices précédents (article L. 322-14 du CIBS).

Les fournisseurs restent libres des modalités de répercussion de cette taxe dans leurs offres de détail, sous réserve de la cohérence de ces offres avec les coûts supportés par les fournisseurs dans le cadre du mécanisme.

Par un décret n°2025-1441 du 31 décembre 2025 relatif au mécanisme de capacité institué pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité, le Gouvernement est venu préciser les modalités d'application des dispositions législatives contenues dans le code de l'énergie. La CRE a rendu un avis sur le projet de décret le 16 octobre 2025².

Ce décret est venu préciser les principes d'évaluation et de définition du besoin en capacités de production, de stockage et d'effacement de consommation (articles R. 316-3 et R. 316-4 du code de l'énergie), les contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement française (articles R. 316-5 à R. 316-13 du même code), la certification des capacités (articles R. 316-14 à R. 316-20 du même code), les procédures de sélection des capacités (articles R. 316-21 à R. 316-28 du même code), les écarts et les règlements financiers (articles R. 316-29 à R. 316-34 du même code) et enfin le dispositif de contractualisation pluriannuelle (articles R. 316-35 à R. 316-42 du même code). L'article 3 du décret est venu adapter le cadre réglementaire pour les premières périodes de livraison.

L'article R. 316-2 du code de l'énergie prévoit qu'un arrêté du ministre chargé de l'énergie, pris sur proposition de RTE, après avis de la CRE, précise les règles du mécanisme de capacité qui complètent et précisent l'architecture réglementaire du nouveau mécanisme de capacité. Cette disposition prévoit que ces règles, transparentes et non-discriminatoires, doivent préciser :

- les dispositions déterminant les périodes de livraison et la période de tension du système électrique ;
- les dispositions relatives à la certification des capacités ;
- les dispositions relatives au contrôle de l'effectivité des engagements de disponibilité ;
- les conditions et les dispositions encadrant la participation des capacités aux enchères de sélection des capacités organisées par RTE ainsi que les modalités de transfert des engagements de disponibilité à l'issue de l'enchère ;
- les dispositions relatives à la collecte de la taxe auprès des contributeurs, notamment la détermination des quantités d'électricité consommées pendant la période de tension du système électrique ;
- les dispositions relatives au versement de la rémunération capacitaire aux titulaires de périmètre de certification ;
- les dispositions particulières permettant la participation au mécanisme des capacités des Etats participants interconnectés.

Les règles du mécanisme de capacité proposées par RTE prévoient que certaines de ses dispositions peuvent être modifiées sur proposition de RTE, après que la CRE a rendu au ministre chargé de l'énergie son avis sur cette proposition, et sous réserve que ce ministre ne s'oppose pas aux modifications proposées dans un délai d'un mois à compter de la publication de cet avis.

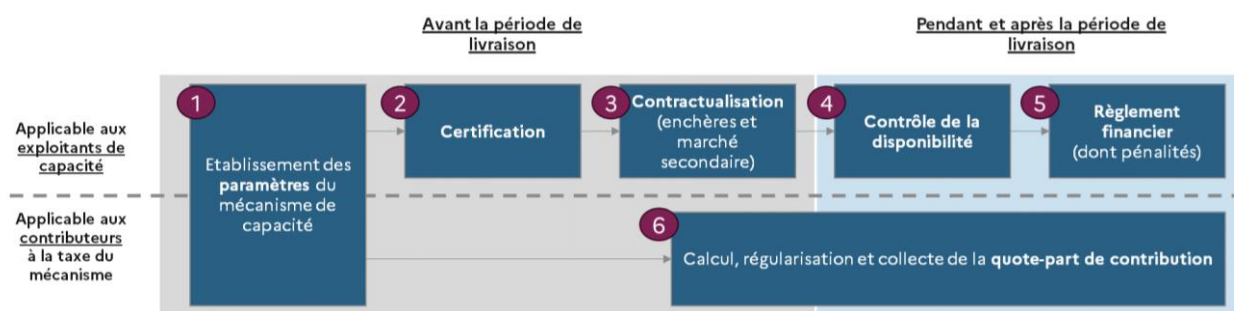
² [Délibération n° 2025-236 de la CRE du 16 octobre 2025 portant avis sur le projet de décret pris en application de l'article L. 316-13 du code de l'énergie](#)

En application des dispositions de l'article R. 316-2, la CRE a été saisie pour avis par RTE d'un projet de règles du mécanisme de capacité. Les parties suivantes de la présente délibération présentent les principaux éléments constitutifs du projet de règles, ainsi que les analyses et l'avis de la CRE.

2. Présentation du projet de règles et analyse de la CRE

Le mécanisme de capacité est constitué de plusieurs briques principales de fonctionnement, présentées dans le schéma ci-dessous, et dont le projet de règles pour lequel la CRE a été saisie en précise les détails.

Figure 1 – Briques de fonctionnement du mécanisme de capacité



Source : CRE

- 1) Le **paramétrage** vise à fixer tous les paramètres économiques et techniques nécessaires au fonctionnement du mécanisme pour une période de livraison donnée et en particulier à la tenue des enchères de contractualisation.
- 2) La **certification** correspond au processus de déclaration par les exploitants des capacités participant au mécanisme afin que ces dernières puissent être proposées lors des enchères. Pour rappel, la certification des capacités est obligatoire en application de l'article L. 316-8 du code de l'énergie.
- 3) Les règles de **contractualisation** précisent les règles de sélection des capacités contractualisées lors des enchères ainsi que les règles du marché secondaire.
- 4) Pendant la période de livraison, le **processus de contrôle de disponibilité** permet d'établir le niveau de disponibilité effective des capacités afin que celui-ci soit comparé au niveau contractualisé.
- 5) Les exploitants de capacité sont ensuite rémunérés, par un **règlement financier**, à hauteur du niveau de disponibilité effective pendant la période de livraison, et en prenant en compte de potentielles pénalités en cas d'écart négatif avec la capacité contractualisée.
- 6) La taxe permettant de financer la rémunération capacitaire des exploitants est collectée auprès des contributeurs, à hauteur de la **quote-part de contribution**, calculée en amont de la période de livraison, et faisant l'objet d'une régularisation sur la base des données de consommation définitives.

La suite de la délibération présente le contenu des règles associé aux différentes briques de fonctionnement présentées ci-dessus.

Le fonctionnement du mécanisme de capacité proposé dans le projet de règles résulte d'un processus de concertation national sur la conception du nouveau mécanisme de capacité mené par RTE depuis 2022. Le contenu de ce projet de règles a fait l'objet d'échanges réguliers entre les services de RTE et les services de la CRE.

2.1. Paramétrage

Contenu des règles

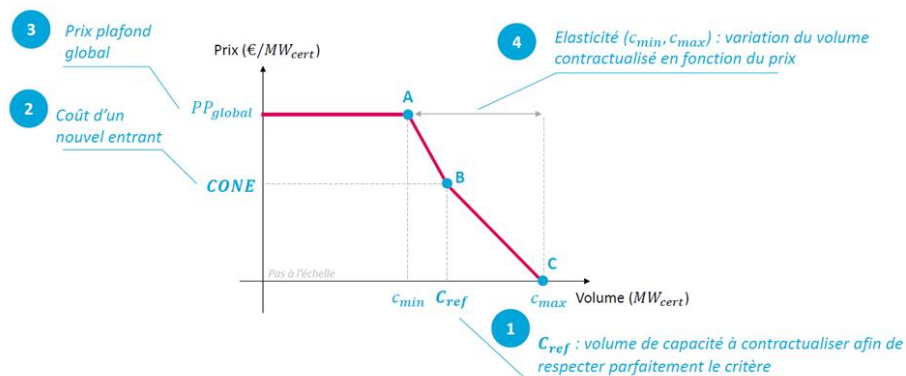
Le projet de règles précise les paramètres nécessaires à la mise en œuvre du mécanisme de capacité et à la tenue des enchères par RTE.

Certains de ces paramètres sont arrêtés par le ministre chargé de l'énergie sur proposition de la CRE, sur la base du rapport de paramétrage de RTE, et établis dans ce dernier par une méthodologie également arrêtée par ce ministre sur proposition de la CRE sur la base d'un rapport de RTE.

Le projet de règles précise tout d'abord le contenu des paramètres économiques et techniques inclus dans le rapport de paramétrage et nécessaires à l'organisation des enchères pour chaque période de livraison. Ces paramètres sont établis sur la base de la méthodologie susmentionnée.

Les paramètres économiques correspondent aux paramètres de la courbe de demande illustrés dans la figure 2 ci-dessous.

Figure 2 – Paramètres de la courbe de demande des enchères de capacité



Source : RTE

Ils comprennent notamment le volume C_{ref} (volume à contractualiser pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement, les volumes c_{min} et c_{max} , qui correspondent respectivement au volume maximal que la collectivité est prête à rémunérer au prix plafond global et au volume maximal que la collectivité est prête à rémunérer.

Sont également définis dans les règles, pour inclusion dans le rapport de paramétrage, les prix plafond (prix plafond global et intermédiaire), ainsi que les plafonds de contractualisation pluriannuelle.

Les paramètres techniques comprennent les coefficients filières utilisés pour la certification des capacités, les abaques des coefficients de contrainte de stock, les paramètres relatifs à la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement, ainsi que le vecteur de température extrême visant à refléter l'aléa thermosensible du système.

Certains paramètres sont également définis dans les règles proposées par RTE au ministre. En particulier, le projet de règles définit la période de livraison (du 1^{er} novembre de l'année N-1 au 31 mars de l'année N). Le projet de règles définit également les périodes de tension (plages PP) durant lesquelles les capacités contractualisées doivent être disponibles, et durant lesquelles est calculé leur volume disponible ainsi que la quote-part de contribution pour les contributeurs au financement du mécanisme. 22 jours de période de tension (jours PP) peuvent être signalés par RTE par période de livraison, parmi les jours ouvrés éligibles (incluant les vacances scolaires et excluant les jours fériés nationaux). 6 jours PP sont signalés entre novembre et décembre.

Ces jours PP peuvent être signalés sur un critère de consommation résiduelle, le jour précédent à 9h30, ou bien de manière prévisionnelle dès J-2 avant midi. Un jour signalé EcoWatt rouge ou orange est également identifié comme un jour PP, dans la limite du stock de jours PP disponibles.

Durant ces jours PP, la période de tension journalière utilisée pour le calcul de la disponibilité et de la quote-part de contribution correspond à l'ensemble des pas de temps compris entre 7h et 10h, et entre 17h et 20h.

Le projet de règles définit également la liste des Etats interconnectés qui participent de manière explicite au mécanisme de capacité. Cette participation requiert la conclusion d'une convention entre RTE et le GRT transfrontalier (articles R. 316-6 et R. 316-7 du code de l'énergie). Elle est homologuée par le ministre après approbation de la CRE. Le projet de règles comporte une liste mentionnant seulement la Belgique pour laquelle les capacités pourront à ce stade participer au mécanisme de capacité français.

Analyse de la CRE

A titre liminaire, la CRE rappelle qu'elle se prononcera de manière plus détaillée sur l'ensemble des paramètres dans le cadre des rapports relatifs à la méthodologie de paramétrage, et des rapports de paramétrage des enchères successives. En l'état, la CRE estime que la définition des éléments de la courbe de demande n'appelle pas de remarque et renvoie aux pratiques habituelles des mécanismes de capacité mis en place en Europe.

S'agissant de la définition des périodes de pointe

La CRE note que la définition des jours PP proposée par RTE évolue par rapport au mécanisme de capacité actuel, dans lequel les périodes de pointe applicables pour le calcul de l'obligation des acteurs obligés (PP1) et de l'engagement de disponibilité des exploitants de capacité (PP2) ne sont pas nécessairement les mêmes. Les modifications proposées par RTE vont ainsi dans le sens d'une simplification et d'une meilleure lisibilité du mécanisme. Par ailleurs, la CRE est favorable à la possibilité de réaliser des tirages prévisionnels de jours PP en J-2. Augmenter le préavis avant le début de la période de tension est en effet de nature à maximiser la disponibilité des exploitants de capacité en période de tension, notamment les effacements, à réduire les risques associés à la participation au mécanisme, et par là, à réduire le coût du mécanisme.

En plus du signal tarifaire renvoyé par le mécanisme de capacité, les consommateurs peuvent être exposés (potentiellement via leur fournisseur), à différents signaux tarifaires, comme le signal Tempo pour les consommateurs résidentiels aux tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRVE), ou les plages horo-saisonnières du TURPE. La CRE note que plus les différents signaux tarifaires convergent vers les mêmes plages horaires, plus l'incitation au déplacement de la consommation renvoyée par l'ensemble des signaux tarifaire est forte. La CRE estime que la convergence des signaux de tension du système électrique participe à une lisibilité accrue pour les consommateurs et à une meilleure activation de leur flexibilité éventuelle. A ce titre, la CRE est favorable aux conditions de tirage des jours PP, ces dernières étant notamment cohérentes avec les jours rouge Tempo. En effet, le critère de tirage des jours est dans les deux cas un critère de consommation résiduelle, le nombre de jours tirés et la période de tirage sont les mêmes, bien que la plage horaire par jour tiré diffère. La CRE note néanmoins que les contraintes de répartition des jours PP entre les différents mois d'une période de livraison ne s'appliquent pas pour les jours Tempo, et peuvent donc introduire des divergences entre les tirages de ces deux signaux en fin de période de livraison. Aussi, la CRE estime pertinent de maintenir un niveau suffisant de cohérence entre signaux de tension, y compris pour des évolutions futures de leurs modalités.

Dans un souci de transparence auprès des acteurs du marché, la CRE invite de plus RTE à publier l'algorithme de tirage des jours PP, de la même manière que pour le mécanisme actuel pour les jours PP1 et PP2³.

S'agissant de la liste des pays interconnectés qui participent de manière explicite au mécanisme de capacité

Concernant la participation des capacités transfrontalières, la CRE rappelle que la convention entre RTE et Elia, approuvée par la CRE en 2022, prévoit la rédaction ultérieure d'annexes et d'accords d'exécution détaillant les conditions de participation des capacités transfrontalières aux mécanismes

³ Par exemple : [RTE \(201\) Méthode de choix des jours PP1 et PP2 – Fiche explicative de l'algorithme utilisé par RTE.](#)

belges et français. Certains de ces documents doivent donc être soumis par RTE à la CRE pour approbation. La CRE rappelle qu'elle n'a pas encore été saisie sur ces annexes⁴.

La CRE est favorable aux dispositions du projet de règles du mécanisme de capacité sur le paramétrage du mécanisme de capacité.

2.2. Certification des capacités

Contenu des règles

La certification correspond au processus de déclaration, par leurs exploitants, des capacités participant au mécanisme ainsi que de leurs caractéristiques techniques afin que ces dernières puissent être proposées lors des enchères, à hauteur de leur volume certifié, représentant la contribution des capacités à la sécurité d'approvisionnement lors des périodes de défaillance. La certification des capacités est obligatoire en application de l'article L. 316-8 du code de l'énergie. Le projet de règles précise le fonctionnement de la procédure de certification.

S'agissant de la constitution et de la modification des EDC

Les exploitants de capacité constituent, après signature avec RTE de l'accord de participation, des Entités de Certification (EDC), en regroupant un ou plusieurs sites d'injection, de stockage ou de soutirage. Une EDC est notamment caractérisée par un type de site (injection / soutirage), une filière, un type de réseau (GRD / GRT), son caractère en service ou en projet, son caractère en obligation d'achat, son caractère pluriannuel, etc.

La constitution des EDC est soumise à plusieurs contraintes précisées dans les règles. En particulier, les capacités d'injection ou de stockage de puissance installée de plus de 100 MW doivent constituer une unique EDC (hors sites de production hydrauliques situés dans une même vallée hydraulique, hors production solaire et éolienne). Ce seuil ne s'applique pas aux capacités de soutirage. Les capacités de puissance inférieure à 1 MW doivent de plus être agrégées pour constituer une EDC d'au moins 1 MW.

La demande de création ou de certification d'une EDC pour une période de livraison donnée peut uniquement être faite pendant les guichets de certification, en amont des enchères de capacité relatives à la période de livraison en question.

S'agissant du calcul de volume certifié

Une EDC est caractérisée par un volume certifié, calculé comme la contribution attendue des capacités à la sécurité d'approvisionnement pendant les périodes de défaillance. Ce volume peut être calculé par la méthode standard, ou la méthode normative applicable uniquement pour le renouvelable intermittent.

Dans le cas de la méthode standard, les capacités déclarent leur anticipation de puissance disponible pendant les heures PP ainsi que les éventuelles contraintes de stock (les énergies maximales de stock journalières et hebdomadaires). Le volume certifié est ensuite obtenu en multipliant l'estimation de puissance disponible, avec un coefficient filière (représentatif du potentiel écart entre la disponibilité pendant les heures PP et la disponibilité pendant les périodes de défaillance), ainsi qu'un coefficient de contrainte de stock (calculé en fonction des énergies maximales de stock déclarées par l'exploitant, par un abaque figurant dans le rapport de paramétrage). En application de l'article R. 316-15 du code de l'énergie, les paramètres de certification qui sont arrêtés par le ministre chargé de l'énergie figurent notamment dans le rapport de paramétrage de RTE, sur la base duquel la CRE fait une proposition de définition du besoin en capacités au ministre.

Dans le cas de la méthode normative, le volume certifié est calculé en multipliant la puissance installée anticipée par un coefficient filière.

S'agissant de la modification des EDC certifiées à l'issue de la certification

⁴ [Délibération n°2022-339 de la CRE du 13 décembre 2022 portant approbation de la convention entre RTE et Elia pour la participation des capacités françaises au mécanisme de capacité belge et des capacités belges au mécanisme de capacité français](#)

Une EDC certifiée à l'issue d'un guichet de certification peut uniquement être modifiée lors d'un guichet de certification ultérieur. Les paramètres pouvant faire l'objet d'une modification sont uniquement la puissance installée ou disponible anticipée (en fonction de la méthode de certification), et les énergies de stock maximales journalières et hebdomadaires.

Les modifications conduisant à une diminution du volume certifié sont de plus interdites.

Analyse de la CRE

La CRE considère que les règles de certification proposées par RTE sont de nature à représenter de manière adéquate la contribution des capacités à la sécurité d'approvisionnement lors des périodes de défaillance, à l'instar du mécanisme de capacité actuel.

S'agissant des contraintes de constitution des EDC

La CRE est favorable à l'existence d'un seuil de 100 MW pour la constitution des EDC d'injection et de stockage. Ce seuil assure une certaine granularité dans les ordres de vente des acteurs, facilitant l'exercice de surveillance des comportements lors des enchères.

La CRE note que les filières effacement et renouvelables intermittentes ne sont pas soumises à ce seuil de 100 MW. La CRE considère que cette disposition présente certains avantages et qu'elle n'est pas de nature à altérer le fonctionnement du mécanisme de capacité. D'une part, l'activation des EDC d'effacement est intimement liée au concept de foisonnement des sites au sein d'un même périmètre, permettant, par un roulement des sites activés, de prolonger les durées d'activation sans épuiser le gisement. D'autre part, des dispositions simplifiées pour les actifs de production renouvelable intermittente permettent de faciliter la participation de ces derniers au mécanisme, dans un contexte où les sites soutenus ont moins d'incitations économiques à participer au mécanisme de capacité mais demeurent contraints de se certifier (articles L. 316-8 et R. 316-15 du code de l'énergie). La CRE estime par ailleurs que le seuil en capacité installée est facilement atteint, alors même que la capacité certifiée reste significativement en deçà de 100 MW après application des coefficients de filière. Aussi, les enjeux de surveillance pour les capacités renouvelables intermittentes se posent en des termes différents et ne justifient pas de complexifier opérationnellement la gestion de ces sites au sein du mécanisme de capacité.

S'agissant de la certification normative

La CRE est favorable à la mise en place d'une méthode de certification normative pour les renouvelables intermittents, permettant de simplifier la participation au mécanisme de capacité pour les exploitants concernés, de faciliter le traitement par RTE des demandes de certification et du contrôle de la disponibilité, pour les capacités dont la contribution à la sécurité d'approvisionnement en période de défaillance est moindre. Cette méthode de certification normative, basée uniquement sur la puissance installée, apparaît par ailleurs plus simple à opérer que celle prévue dans le mécanisme actuel, basée sur des données d'historique spécifiques aux capacités ou basée sur des chroniques équivalentes en cas de données manquantes.

S'agissant de la certification standard

Dans le cadre de la méthode de certification standard, la CRE note qu'à la différence du mécanisme actuel, la certification des capacités n'est pas encadrée par un tunnel de certification. Dans le cadre du mécanisme actuel, le niveau de puissance disponible anticipée par les acteurs pendant les plages PP2 doit se situer dans une certaine plage d'acceptabilité, afin de garantir la représentativité de la certification. Les acteurs peuvent demander une dérogation auprès de RTE, qui transmet à la CRE toute demande de dérogation accompagnée de la décision motivée d'acceptation ou de refus. Le projet de règles ne prévoit pas de contrainte similaire pour le nouveau mécanisme. Ces contraintes étaient de nature à limiter les risques de rétention de capacité et de manipulation de marché de la part des acteurs. La CRE sera vigilante, dans le cadre de ses pouvoirs de surveillance et de sanction, prévus aux articles L. 316-10 et L. 316-11 du code de l'énergie, à la participation des acteurs en l'absence d'un tel tunnel.

De plus, la CRE considère essentiel que RTE réalise une étude comparative, par période de livraison, entre la capacité certifiée et la capacité effectivement disponible, et que RTE transmette cette étude à la CRE, afin de faciliter la surveillance exercée par la CRE.

Dans la même logique, la CRE estime pertinent que RTE suive le niveau de certification des capacités en amont des périodes de livraison et identifie les situations dans lesquelles la puissance anticipée apparaît significativement inférieure à la puissance installée. En cas de détection de tels écarts, RTE informera la CRE et en examinera les causes, notamment en sollicitant des éléments justificatifs auprès des exploitants en vue, le cas échéant, de diligenter un audit ponctuel dont les conclusions seront transmises à la CRE.

S'agissant des conditions de recertification lors du deuxième guichet de certification

Pour une période de livraison donnée, alors que les acteurs ayant certifié des capacités ont l'obligation de participer à la première enchère suivant la certification, la CRE s'interroge sur la possibilité laissée aux acteurs de ne pas participer à la deuxième enchère si les volumes n'ont pas été retenus lors de la première, notamment au regard du risque de rétention de capacités. Si les acteurs devaient être tenus de présenter leurs volumes lors de ce second guichet, il apparaît indispensable qu'ils puissent également recertifier leurs capacités à la baisse. En effet, les hypothèses de disponibilité peuvent évoluer de manière significative entre les deux enchères et, sans possibilité d'ajustement à la baisse, les acteurs pourraient être conduits à proposer des volumes dont ils ne disposent plus.

La CRE estime donc que les modalités de recertification doivent permettre un ajustement à la baisse lors du deuxième guichet, dans la limite des volumes non contractualisés. Dès lors que cette possibilité est garantie, la deuxième enchère doit conduire les acteurs à offrir l'ensemble des volumes certifiés non contractualisés (voir partie suivante pour plus de détail).

S'agissant des effacements indissociables de l'offre de fourniture (EIF)

L'actuel mécanisme de capacité traite de manière différenciée les effacements explicites certifiés et les effacements implicites de type EIF ne pouvant pas se certifier. En effet, les effacements explicites certifiés et contractualisés ont bénéficié d'une rémunération en échange d'un engagement de disponibilité, tandis que les effacements implicites doivent s'activer sur toutes les périodes de tension pour bénéficier d'une baisse d'obligation capacitaire.

La CRE est favorable à la possibilité de certification des effacements indissociables de la fourniture (EIF) dans le nouveau mécanisme de capacité, accessible pour les fournisseurs proposant des EIF tels que définis dans le code de l'énergie, hors TRVE (options TEMPO et EJP). La CRE estime qu'une telle possibilité pourrait faciliter le déploiement de ces offres par les fournisseurs et permettre de mieux mobiliser la flexibilité des consommateurs au service de la sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, les conditions de certification et de contrôle du réalisé sont analogues à celles proposées dans le cadre de l'AOFD.

Cette nouvelle possibilité de certification des sites de soutirage EIF s'accompagne d'une obligation d'activation pour démontrer leur disponibilité, contrairement aux autres sites de soutirage qui peuvent déclarer une puissance disponible activable lorsque le prix de marché atteint le niveau de l'offre d'activation.

Cette participation au mécanisme de capacité permet aux fournisseurs proposant des EIF de bénéficier du prix de clearing du volume réservé aux flexibilités, de la même manière que les effacements explicites. Dès lors, pour un fournisseur, le gain associé à la certification des EIF dépend de la différence entre le prix de clearing du volume réservé aux flexibilités et le coût de la contribution due par le fournisseur, après prise en compte des coûts opérationnels liés à la certification.

La CRE considère qu'une absence de certification des EIF aurait pu aggraver le déséquilibre concurrentiel entre effacements implicites et explicites au sein du mécanisme de capacité. La CRE est à ce titre favorable aux dispositions relatives aux EIF dans le projet de règles. La CRE encourage néanmoins RTE à poursuivre ses travaux visant à garantir des conditions de concurrence équitables entre l'ensemble des filières.

La CRE est favorable au projet de règles de certification des capacités, sous réserve que la recertification à la baisse soit possible lors du guichet de certification relatif à la deuxième enchère d'une période de livraison donnée, dans la limite du volume non contractualisé.

Par ailleurs, la CRE demande à RTE la réalisation d'une étude comparative par période de livraison entre la capacité certifiée et la capacité effectivement disponible, transmise à la CRE, afin de faciliter la surveillance exercée par la CRE sur le mécanisme de capacité.

Dans la même logique, la CRE estime pertinent que RTE suive le niveau de certification des capacités en amont des périodes de livraison et identifie les situations dans lesquelles la puissance anticipée apparaît significativement inférieure à la puissance installée. En cas de détection de tels écarts, RTE informera la CRE et en examinera les causes, notamment en sollicitant des éléments justificatifs auprès des exploitants en vue, le cas échéant, de diligenter un audit ponctuel dont les conclusions seront transmises à la CRE.

2.3. Contractualisation : enchères et marché secondaire

Contenu des règles

Une fois certifié, tout volume capacitaire retenu lors d'une enchère de capacité est automatiquement contractualisé. En application du décret sur le fonctionnement du mécanisme de capacité, au maximum deux enchères sont organisées par période de livraison (article R. 316-3 du code de l'énergie), lors desquelles est exprimé le besoin sous la forme d'une courbe de demande, arrêtée par le ministre sur proposition de la CRE (comme décrit en section 2.1).

Les règles décrivent le fonctionnement des enchères de capacité, notamment sur les éléments ci-dessous.

- Obligation de participation : Toute EDC doit être présentée à l'enchère qui suit la certification (ou la recertification à la hausse). Dans le cas où une seconde enchère de capacité est prévue pour cette même période de livraison, le projet de décret prévoit que la participation des capacités n'ayant pas été contractualisée soit facultative.
- Soumission des ordres de vente : Un seul et unique ordre peut être soumis par EDC certifiée et par enchère, caractérisé par un ou plusieurs couples [prix ; volume], représentant le prix minimum à partir duquel l'exploitant souhaite vendre un certain volume. Ces volumes sont divisibles par défaut mais peuvent contenir un volume indivisible correspondant au volume minimal proposé à la vente. Un ordre doit contenir un couple dont le volume est égal au volume limite contractualisable (i.e. le volume certifié dans le cas de la première enchère), sauf dans le cas où le volume certifié a déjà été offert lors d'une première enchère relative à la période de livraison.
- Sélection des ordres de vente : Le prix et le volume d'équilibre sont déterminés via une maximisation de la fonction de bien-être social. Le prix d'équilibre de l'enchère correspond ainsi au prix du dernier ordre de vente accepté dans la combinaison d'ordres retenue, classée par ordre croissant. Les volumes inclus dans cette combinaison d'ordres sont contractualisés et le volume d'équilibre correspond à la somme des volumes contractualisés. Les règles prévoient plusieurs cas limites pour l'établissement de l'équilibre offre demande (possibilité de volume d'équilibre inférieur à celui exprimé au prix d'équilibre dans le cas d'une maximisation du bien-être social, prise en compte des offres de vente indivisibles, etc).
- Rémunération associée à la contractualisation lors enchères : Les enchères sont de type *Pay-as-clear* : les capacités retenues lors de l'enchère peuvent toucher le prix d'équilibre. La rémunération des capacités existantes est toutefois limitée au prix plafond intermédiaire (PPI), sauf si une dérogation est octroyée, auquel cas ces dernières peuvent toucher le prix de *clearing*, même quand celui-ci est supérieur au PPI.
- Contributions transfrontalières : En application de l'article R. 316-9 du code de l'énergie, les règles prévoient la tenue d'enchères de présélection transfrontalière permettant de sélectionner les capacités transfrontalières les plus compétitives, à hauteur de la valeur globale des contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement (*Maximum Entry Capacity* – MEC). Comme prévu à l'article R. 316-10 du même code, les règles prévoient que RTE soumette dans ces enchères un ordre de vente à prix nul, pour prendre en compte la contribution des capacités transfrontalières, bénéficiant d'un dispositif de soutien public de l'Etat concerné, à la sécurité d'approvisionnement française.

Les volumes de capacités peuvent également être contractualisés par un marché secondaire. Le marché secondaire permet aux titulaires de périmètre de certification (TPC), auprès la tenue d'une enchère de capacité, de rééquilibrer leurs positions, en vendant ou en achetant des engagements de

disponibilité en fonction d'estimations de disponibilité par rapport à leur volume contractualisé. Ainsi, des TPC anticipant une baisse de disponibilité ont la possibilité de revendre une partie de leur engagement, par exemple à des TPC dont une part des volumes soumis n'a pas été retenue lors de l'enchère ou anticipant une hausse de leur disponibilité.

Son fonctionnement, décrit dans les règles, comprend notamment les éléments suivants.

- Temporalité : entre 5 jours après la fermeture du carnet d'ordres d'une enchère et 7 jours après la fin de la PL. Fermé à partir de 5 jours ouvrés avant la fin de la deuxième période de certification relative à la période de livraison.
- Encadrement de la rémunération : tout volume échangé dans le marché secondaire est soumis au PPI.

Analyse de la CRE

La CRE est dans l'ensemble favorable aux dispositions des règles relatives à la contractualisation des capacités, de nature à sélectionner les capacités les plus compétitives permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement à hauteur du critère de défaillance, et ainsi minimiser le coût pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

S'agissant du fonctionnement des enchères

En particulier, la CRE est favorable à la formation d'un signal prix sur la base d'une enchère *pay-as-clear*. Cette disposition a notamment pour propriété d'inciter les exploitants à soumettre des offres de vente à hauteur de leur *missing money*, et non pas à hauteur du prix d'équilibre anticipé de l'enchère comme dans le cas d'un mécanisme *pay-as-bid*. Ceci est de nature à permettre l'émergence d'un signal prix capacitaire robuste et à limiter le coût du mécanisme. Cette disposition permet également de faciliter la surveillance des enchères par la CRE.

S'agissant de l'obligation de participation aux enchères

La CRE est favorable à l'obligation de certification et à l'obligation des exploitants de soumettre leurs volumes certifiés à l'enchère. Ces obligations permettent d'assurer le caractère *market-wide* des enchères, en maximisant les volumes proposés lors des enchères et ainsi la liquidité de ces dernières. De plus, ces obligations permettent d'éviter les pratiques de rétention de capacité de la part des acteurs, pratique visant à limiter l'offre de façon à limiter le caractère concurrentiel des enchères et à maximiser le prix de *clearing*. Ces obligations sont inscrites dans le projet de règles.

La CRE note toutefois que, selon le projet de règles, un exploitant de capacité est tenu de proposer une offre pour une EDC seulement à la première enchère après sa certification (ou après une recertification à la hausse). Dès lors, dans le cas où la totalité d'une EDC n'est pas ou partiellement contractualisée lors de la première enchère portant sur une période de livraison donnée (ou via le marché secondaire), l'exploitant de capacité n'est pas tenu de proposer le volume restant lors la deuxième enchère.

En l'absence de possibilité de recertification à la baisse entre deux enchères, détaillée en partie 2.2., cette disposition permet de s'assurer que les capacités proposées lors d'une deuxième enchère soient des capacités réellement disponibles pendant la période de livraison. Par exemple, en amont de la deuxième enchère, dans le cas d'une indisponibilité fortuite d'une capacité certifiée non sélectionnée lors de la première enchère, cette disposition permet d'éviter la contractualisation d'une capacité non disponible. Cette disposition est analogue à la possibilité de rééquilibrage à la baisse, par le marché secondaire, accessible aux capacités sélectionnées lors de la première enchère.

Néanmoins, la CRE considère qu'une possibilité de recertification à la baisse, dont la limite des volumes non contractualisés, en amont de la deuxième enchère, non-permise dans les règles actuelles, permettrait de concilier (i) l'obligation de participation aux enchères pour les capacités certifiées et les bénéfices associés en termes de concentration de la liquidité et de maîtrise du coût, et (ii) l'assurance que les capacités proposées en enchère PL-1 soient bien disponibles lors de la période de livraison.

La CRE est favorable aux dispositions des règles relatives à l'obligation de participation, sous réserve que les volumes certifiés non contractualisés soient proposés de manière obligatoire lors de la seconde enchère.

S'agissant du marché secondaire

Dans son avis sur le projet de décret portant sur le fonctionnement du mécanisme de capacité, la CRE s'était déjà exprimée favorablement sur les principes du marché secondaire, de nature à réduire les risques associés à la participation au marché de capacité et donc *in fine* à réduire les prix d'offres des acteurs et le coût du mécanisme.

De plus, la temporalité du marché secondaire prévue dans le projet de règles permet d'assurer que les acteurs soient en mesure de se rééquilibrer jusqu'à la fin de la période de livraison, sauf lors de la tenue des enchères qui constituent le vecteur principal de contractualisation pour les capacités.

La CRE note toutefois que la mise en place, pour une période de livraison donnée, de conditions de rémunération différentes pour les différents types de capacités (prix de *clearing market-wide* des enchères, prix du volume réservé aux flexibilités décarbonées, PPI), induit des enjeux de fongibilité des différents produits capacitaires dans le marché secondaire. A ce titre, RTE propose que la rémunération de tous les engagements cédés dans le marché secondaire soit le minimum entre le PPI et le prix de *clearing*, afin d'assurer que les capacités existantes ne puissent bénéficier d'une rémunération capacitaire supérieure au PPI. RTE propose donc de n'introduire aucune distinction selon le type d'EDC impliquées dans l'échange. Dès lors, la rémunération d'un engagement de disponibilité cédé entre deux capacités de type flexibilité décarbonée bénéficiant du prix de *clearing* distinct, ou bien entre deux capacités existantes bénéficiant d'une dérogation au PPI, est limitée au PPI.

Cette disposition comporte ainsi le risque que le prix d'équilibre de l'enchère (lorsque celui-ci est supérieur au PPI), ainsi que le prix réservé aux flexibilités décarbonées, se retrouve en partie dilué via le marché secondaire au fur et à mesure que les acteurs équilibrent leur position jusqu'à la fin de la période de livraison. Cette disposition est de nature à limiter l'attractivité du marché secondaire pour les capacités bénéficiant d'une dérogation ou pour les flexibilités décarbonées, dans la mesure où les rééquilibrages à la hausse ne peuvent pas être valorisés à hauteur de la rémunération des volumes contractualisés pendant les enchères, bien qu'une telle pratique puisse être considérée comme un effet d'aubaine pour les capacités prévoyant une hausse de la disponibilité.

La CRE note toutefois des vertus en termes de simplicité opérationnelle et de lisibilité des règles de fonctionnement du marché secondaire et des échanges dans ce dernier. La CRE note également que les conditions financières de cession des engagements sur le marché secondaire permettent d'intégrer d'éventuels déséquilibres financiers entre TPC.

La CRE est favorable aux conditions de contractualisation du projet de règles, sous réserve que les volumes non-contractualisés lors de la première enchère de capacité soient obligatoirement soumis lors de la deuxième enchère de capacité pour une même période de livraison.

2.4. Contrôle de la disponibilité

Contenu des règles

Le processus de contrôle de la disponibilité permet d'établir le niveau de disponibilité effective des capacités pendant la période de livraison, utilisé pour calculer le niveau de rémunération des TPC. Il vise à contrôler la mise à disposition auprès du système électrique des volumes contractualisés des EDC, en calculant le volume effectivement disponible pendant les plages PP de la période de livraison. Le niveau de disponibilité effective est également utilisé dans le calcul du règlement des écarts, visant à neutraliser et pénaliser les écarts négatifs de disponibilité.

Le projet de règles détaille la méthode appliquée en fonction du type de certification (standard ou normatif).

S'agissant de la méthode standard

Dans le cas de la méthode standard, le contrôle de la disponibilité est réalisé au niveau d'agrégats annuels, i.e. aux limites d'un ensemble d'EDC. Les écarts positifs (sur-disponibilités) et négatifs (sous-disponibilités) des EDC peuvent donc être foisonnés au sein d'un portefeuille d'EDC, de façon à limiter les risques associés à la disponibilité d'une EDC donnée. Cette disposition n'est cependant pas applicable pour les EDC pluriannuelles.

De façon schématique, la disponibilité des capacités peut être prouvée par les exploitants de plusieurs façons, notamment :

- **par le biais de l'activation effective des capacités**, par exemple à l'aide des courbes de charge d'injection pour les capacités d'injection, ou bien des chroniques de modulation à la baisse dans le dispositif NEBCO ou courbes de réalisation à la baisse sur le mécanisme d'ajustement pour les capacités de soutirage⁵.
- **par le fait d'offrir des capacités à l'activation sur les mécanismes de marché**. RTE collecte à ce titre auprès des acteurs des données de puissance activable : un niveau de puissance mis à disposition du système électrique sous condition d'atteinte d'un seuil de prix spot de référence. La puissance offerte à l'activation peut également être justifiée via les offres sur le mécanisme d'ajustement, ou via la programmation de services systèmes.

Le projet de règles prévoit également la possibilité de tests et d'audits dans le contrôle de la disponibilité. Un maximum de trois audits et de trois tests d'activation par période de livraison par capacité est prévu. Les résultats de ces tests et audits sont notamment utilisés pour l'établissement de coefficients d'abattement, dit coefficients d'observabilité, permettant de prendre les performances observées des capacités dans le contrôle de la disponibilité. En particulier, les performances lors des tests d'activation sont prises en compte pour corriger la puissance offerte sur les marchés, à hauteur de l'activation effective lors de ces tests.

Par ailleurs, les acteurs peuvent déclarer des énergies avec contraintes de stock pendant la période de livraison, s'ils estiment que les contraintes de stock affectant l'EDC diffèrent des énergies déclarées lors de la certification. Ces données sont utilisées dans l'établissement des coefficients de contrainte de stock.

S'agissant de la méthode normative

Dans le cas de la méthode normative, la disponibilité est réalisée à l'échelle de chaque site, afin de vérifier l'existence et l'état de mise en service de ces derniers. La méthode normative inclut notamment le calcul d'un coefficient d'observabilité par site, égal à 1 lorsque le site est jugé en service et fonctionnel, et égal à 0 dans le cas contraire. Dans le cas général⁶, pour un mois donné, le coefficient est de 1 lorsqu'une injection est constatée pendant chacune des deux périodes de contrôle constituant le mois en question⁷. Dans le cas contraire, le coefficient est de 0.

Ce coefficient est ensuite multiplié à la puissance installée, et au coefficient filière applicable à la technologie de l'EDC, pour calculer le volume disponible.

Analyse de la CRE

S'agissant de la possibilité de foisonnement

La CRE considère que la possibilité de foisonnement entre EDC pour le contrôle de la disponibilité est une bonne pratique, dans la mesure où elle permet aux acteurs de limiter les risques associés à la participation au mécanisme de capacité, tout en ne remettant pas en cause l'incitation globale de disponibilité à l'échelle du portefeuille de capacités du TPC. Cette disposition peut néanmoins introduire des effets de bords associés aux rémunérations différenciées entre les EDC d'un même TPC. Ces points sont présentés en partie 2.5.

S'agissant des tests d'activation et du calcul du coefficient d'observabilité

Par rapport au mécanisme actuel, la méthode de calcul du coefficient d'abattement appliqué à la puissance offerte au système évolue. Ce coefficient d'abattement (dit coefficient d'observabilité dans le nouveau mécanisme) vise à ajuster les estimations de puissance offerte sur le marché, en fonction des performances d'activation observées, pour corriger une moindre activation par rapport aux données

⁵ Hors EIF.

⁶ I.e. dans le cas où le site considéré est rattaché à l'EDC pendant au moins un jour de chaque période de contrôle ; hors indisponibilité fortuite du réseau.

⁷ Les périodes de contrôle sont définies comme (i) la période entre le premier jour et le 15 du mois et, (ii) le 16 et le dernier jour du mois.

déclarées. Les évolutions proposées visent à sanctionner davantage les tests d'activation ratés par rapport aux activations naturelles.

Dans le cadre du mécanisme actuel, un coefficient d'ajustement est calculé, comme la performance moyenne des activations (pondérée par la puissance attendue), sans prise en compte de la nature des activations. Ce coefficient est plafonné à 1,2.

Dans le cadre du nouveau mécanisme, le coefficient d'observabilité est calculé comme une combinaison linéaire entre la moyenne des performances d'activation lors des tests, et la moyenne des performances d'activation naturelle. Un taux d'incidence permet de pondérer les deux composantes. Ce taux est progressif en fonction du nombre de tests réalisés (le poids de la performance lors des tests est de 50% dans le cas où un test a été réalisé, 70% pour deux tests, 80% pour trois tests). Dès lors, dans le cas où une capacité ne s'active pas lors de deux tests consécutifs, le coefficient d'observabilité est au maximum de 30 %.

La CRE est favorable à cette évolution de méthode. En effet, la CRE considère qu'afin de remplir les engagements de disponibilité, les capacités doivent être en mesure de s'activer en fonction des besoins du système. A ce titre, la réussite aux tests d'activation constitue un enjeu clé afin de s'assurer que les capacités soient effectivement en mesure de contribuer à la sécurité d'approvisionnement. Enfin, la CRE considère que le taux d'incidence progressif permet d'introduire une forme de proportionnalité entre le poids de la performance lors des tests et le nombre de tests réalisés.

S'agissant du calcul du coefficient d'observabilité dans le cas de l'obligation d'achat

Le projet de règles introduit la notion d'entité de certification « Obligation d'Achat » (EDC OA). Ces entités regroupent exclusivement des sites d'injection bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat. Le projet de règles prévoit que ces capacités soient soumises aux mêmes exigences de contrôle de disponibilité que les capacités hors obligation d'achat, ainsi qu'au même régime de pénalisation des écarts entre volumes contractualisés et volumes contrôlés. Les règles prévoient que les EDC OA peuvent certifier toutes les filières avec la méthode normative.

Dans le cadre du mécanisme actuel, la disponibilité des capacités certifiées avec la méthode normative est mesurée à l'aide d'un contrôle spécifique effectué par le gestionnaire de réseau : ce contrôle permet la fixation d'un coefficient dit « TDE », taux de disponibilité effectif.

Le nouveau projet de règle propose de réaliser un contrôle systématique de la disponibilité des capacités ce qui pourrait occasionner une baisse de la disponibilité mesurée des capacités sous obligation d'achat.

La pertinence d'un traitement identique peut être interrogée, compte tenu du fait que l'acheteur obligé ne peut pas influencer la disponibilité réelle des capacités et ne dispose généralement que d'une connaissance *ex post* sur la disponibilité observée. Une possibilité aurait été d'appliquer par défaut un coefficient d'observabilité égal à 1 à l'ensemble des capacités d'une EDC OA, c'est-à-dire de présumer leur disponibilité. Actuellement, les règles ne prévoient cette exception que pour les capacités ne disposant pas de courbe de charge de comptage.

La CRE reconnaît les contraintes propres aux acheteurs obligés, mais considère pertinent de maintenir une incitation à intervenir sur le marché secondaire en cas d'indisponibilité significative de capacité, notamment pour certaines installations de taille importante (éolien en mer et biomasse) pour lesquelles un partage d'informations sur la disponibilité est prévu par le contrat d'achat, conclu entre l'acheteur obligé et le producteur.

Par ailleurs, la CRE signale que la problématique des écarts pourrait être anticipée, dans la mesure du possible, dès l'enchère en adaptant les volumes mis en vente en fonction d'estimations des indisponibilités prévisionnelles des installations. Cet aspect appelle plus globalement à une réflexion quant à un nouveau cadre de régulation de la gestion par les acheteurs obligés des capacités sous obligation d'achat. Ce point sera traité dans le cadre d'une future délibération méthodologique de la CRE relative aux CSPE.

En conséquence, la CRE propose :

1. de maintenir les propositions de RTE concernant le calcul du coefficient d'observabilité pour les capacités sous obligation d'achat ;

2. que RTE réalise un retour d'expérience ciblé sur le coefficient d'observabilité des capacités sous obligation d'achat, en le décomposant en particulier par puissance installée. Sur le fondement de ce retour d'expérience, la CRE pourrait recommander une adaptation du calcul du coefficient d'observabilité.

La CRE est favorable aux dispositions des règles relatives au contrôle de la disponibilité des capacités contractualisées. La CRE propose que RTE réalise un retour d'expérience sur le coefficient d'observabilité des capacités sous obligation d'achat.

2.5. Règlements financiers des TPC et pénalités associées aux écarts

Contenu des règles

Le projet de règles prévoit que les exploitants soient rémunérés sur la base de l'ensemble des entités de certification (EDC) dont ils sont titulaires, en tenant compte des volumes contractualisés multipliés par les prix de contractualisation de chaque EDC.

Conformément aux procédures de sélection, les titulaires font des offres à la maille des EDC, et perçoivent donc potentiellement des prix différenciés pour leurs contributions à la sécurité d'approvisionnement. C'est le cas notamment selon l'enchère de sélection (PL-4 ou PL-1), la possibilité de déroger au PPI ou encore l'éligibilité au prix d'équilibre réservé aux flexibilités décarbonées.

Cette rémunération est versée aux exploitants dans les trois mois qui suivent la fin de la période de livraison associée. A ce stade, les écarts éventuels ne sont pas pris en compte. Ceux-ci interviennent au plus tard dix-huit mois après la fin de la période de livraison. Ils sont calculés comme la somme sur l'ensemble des EDC d'un TPC des différences entre le volume disponible mesuré et le volume contractualisé. L'écart est négatif par construction et pourra être mesuré par agrégat d'EDC pour des raisons opérationnelles.

Le prix de référence de pénalisation des écarts est défini individuellement comme la moyenne en volume des prix de contractualisation pour les EDC composant le périmètre de certification du titulaire.

De fait, la pénalité due par un titulaire en écart est le produit de son écart par son prix de référence de pénalisation, augmenté d'un coefficient de règlement des écarts k dont la valeur varie entre 0,2 et 1. Lorsque l'écart du titulaire est inférieur ou égal à 25 % de son volume contractualisé total, le coefficient vaut 0,2. Lorsque l'écart du titulaire est strictement supérieur à 50 % de son volume contractualisé total, le coefficient vaut 1. Les valeurs intermédiaires du coefficient k entre ces deux cas limites sont déterminées par interpolation linéaire.

Enfin, les règlements financiers intègrent de surcroît des frais de gestion prélevés par les gestionnaires de réseaux et dus par les titulaires pour couvrir les coûts de la mise en œuvre du mécanisme de capacité. Le projet de règles prévoit que les modalités de recouvrement liées à ces frais de gestion sont précisées par la CRE, comme indiqué à l'article R. 316-34 du code de l'énergie.

Analyse de la CRE

La CRE note plusieurs évolutions par rapport au mécanisme de capacité actuel en ce qui relève du règlement financier des écarts.

S'agissant de la temporalité des règlements financiers

Tout d'abord, les enchères matérialisent uniquement la contractualisation mais pas le paiement des exploitants. Un processus de rémunération *ad hoc* est mis en place, et n'intervient qu'*a posteriori* de la période de livraison sur la base du volume contractualisé des exploitants. Ainsi, l'effort de trésorerie s'inverse et ne repose plus sur les fournisseurs et *in fine* les consommateurs, mais bien sur les exploitants, comme l'avait relevé la CRE dans son avis sur le projet de décret portant sur le mécanisme de capacité⁸. En contrepartie, les exploitants sont rémunérés au plus proche de la fin de période de

⁸ [Délibération n°2025-236 de la CRE du 16 octobre 2025 portant avis sur le projet de décret pris en application de l'article L. 316-13 du code de l'énergie](#)

livraison, trois mois après, pour la totalité du volume contractualisé. Les éventuels trop-perçus pour indisponibilités ne seront restitués que dix-huit mois après la fin de la période de livraison, ce qui fait peser un risque éventuel sur le recouvrement de ces fonds. La CRE note toutefois que ce risque est modéré.

La CRE souligne cependant que les exploitants sont rémunérés après le service rendu, soit plus tardivement que dans le mécanisme actuel, ce qui risque de fragiliser certains modèles d'affaires pendant la période de transition vers le nouveau mécanisme. La CRE rappelle que des versements anticipés pourraient être mis en œuvre, financés par des acomptes des contributeurs pour une part certaine de leur consommation en période de pointe, sur le fondement de l'article L. 322-19 du CIBS.

S'agissant de l'absence de rémunération pour sur-disponibilité

Une deuxième évolution concerne la rémunération pour sur-disponibilité puisque l'écart calculé à la maille du TPC ne peut être que négatif. Lorsqu'auparavant les pénalités pour sous-disponibilité étaient reversées pour tout ou partie aux exploitants qui s'étaient rendus plus disponibles que prévu, cette prime disparaît dans le projet de règles. La CRE souligne la cohérence de cette disposition avec le principe de stimuler le marché secondaire, en favorisant des échanges *via* cette plateforme. Les exploitants en situation de sur-disponibilité pourront en principe valoriser ce surplus sur le marché secondaire, en vendant ce service aux exploitants moins disponibles que prévu. Les acteurs sont toutefois incités à se montrer moins conservateurs dans leurs estimations de la puissance disponible car le nouveau mécanisme de capacité supprime ce levier de valorisation. Si la CRE estime que cette mesure participe à des estimations plus précises, elle se montrera également attentive à ce que l'absence de rémunération pour un service rendu n'entrave pas le développement ou le maintien de capacités utiles à la sécurité d'approvisionnement.

S'agissant de la possibilité de « foisonner » la disponibilité au sein d'un portefeuille

La CRE note également que les TPC conservent la possibilité de « foisonner » la disponibilité au niveau de toutes leurs EDC : le calcul de l'écart total à la maille de chaque titulaire comme la somme des écarts par EDC agrège donc les écarts positifs (sur-disponibilités) et négatifs (sous-disponibilités). Une telle propriété est de nature à mitiger le risque au sein d'un portefeuille de sites, relevant de filières potentiellement différentes. Cette mesure encourage le regroupement d'EDC et bénéficie plus fortement aux acteurs disposant de portefeuilles larges et diversifiés, mais reste cohérente avec les principes de gestion optimale du risque dans un marché efficient.

La CRE relève toutefois que cette disposition introduit la possibilité de pratiques d'arbitrage entre les différents prix d'équilibre. Elle restera particulièrement vigilante pour s'assurer que ces pratiques ne contreviennent pas au cadre législatif et réglementaire. La CRE rappelle à ce titre que le CoRDiS dispose, au titre de l'article L. 316-11 du code de l'énergie, d'un pouvoir de sanction des manipulations de marché ou des tentatives de manipulations de marchés se rapportant à des produits du mécanisme de capacité.

Dans le cas où cette possibilité de foisonnement entre sites se révélerait dégrader le fonctionnement du mécanisme, plusieurs évolutions pourraient être introduites à partir des pratiques observées lors des premières périodes de livraison et d'un retour d'expérience spécifique de RTE à cet égard, comme une interdiction de foisonnement entre les EDC bénéficiant de rémunérations différentes, ou bien une évolution de la formule de règlement des écarts pour dissuader de telles pratiques d'arbitrages.

S'agissant du prix de référence de la pénalisation des écarts

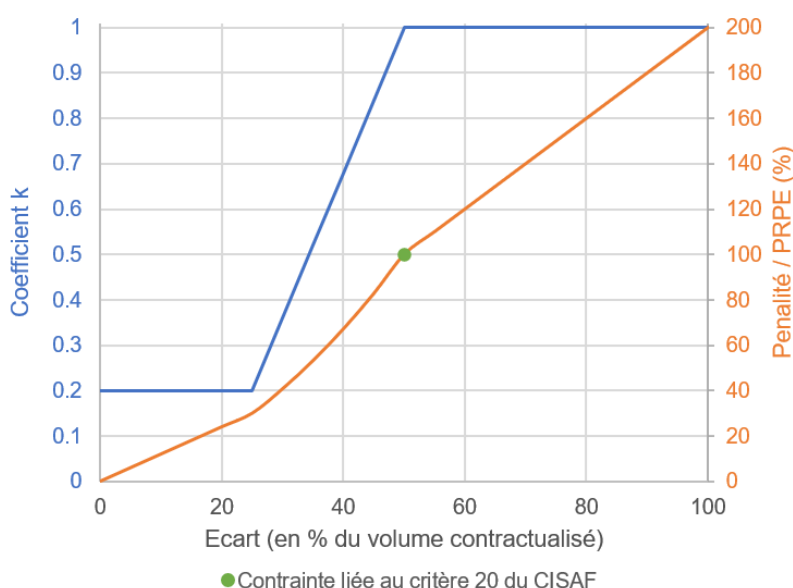
Par ailleurs, le prix de référence de la pénalisation des écarts devient individualisé pour correspondre à la valorisation moyenne des contrats du TPC. La CRE étant attachée au principe de corréler les rémunérations et les pénalités, la CRE est favorable à ce changement qui, sans alourdir excessivement la charge opérationnelle de la gestion des rémunérations, renvoie des incitations proportionnées à la rémunération perçue. Cette disposition est particulièrement importante en raison des différences potentiellement significatives entre la rémunération des capacités de type flexibilité décarbonée et celle des autres capacités.

La CRE note que les nouvelles règles ne retiennent pas une pénalité plus forte en cas d'écart collectif mettant significativement à risque la sécurité d'approvisionnement⁹. Cette disposition qui représentait une incitation forte en faveur de la sécurité d'approvisionnement faisait peser sur chaque acteur un risque par nature collectif, donc d'autant plus délicat à gérer à titre individuel, sans distinction des acteurs vertueux des moins vertueux. Le seuil individuel d'un écart supérieur à 1 GW qui induisait des pénalités plus élevées n'a pas non plus été retenu.

S'agissant du montant des pénalités en cas d'indisponibilité

La CRE constate que le projet de règles renforce les pénalités associées à des sous-disponibilités par rapport au mécanisme de capacité actuel en modulant le coefficient k en fonction de l'écart de l'acteur. La figure 3 suivante illustre le choix retenu pour les pénalités :

Figure 3 – Coefficient k retenu dans la formule de règlement des écarts, et pénalité associée, en fonction de l'écart entre le volume disponible et le volume contractualisé



Source : CRE

Dans la continuité du mécanisme actuel, le coefficient en cas d'indisponibilité modérée est fixé à 0,2, ce qui résulte en une pénalité de 20 % en plus de la restitution de la rémunération pour la partie indisponible. Afin de se conformer au critère 20 de l'Annexe I – Modèles cibles de mécanisme de capacité, de l'encadrement des aides d'Etat visant à soutenir le Pacte pour une industrie propre de la Commission européenne (CISAF), qui précise que « les bénéficiaires s'exposent au paiement de pénalités en cas d'indisponibilité (...). Un bénéficiaire dont la disponibilité est inférieure à 50 % pendant les périodes de fourniture à l'intérieur d'une échéance de livraison s'expose au paiement d'une pénalité correspondant au moins à ses recettes de capacité pour l'échéance de livraison. », le coefficient k est fixé à 0.5 lorsque l'indisponibilité est de 50 %. Ainsi, la rémunération, nette de la pénalité, est strictement nulle. La CRE estime que cette évolution permet d'éviter les effets de seuil (1 GW dans le mécanisme actuel), en proposant une rémunération nette continument dégressive en cas d'indisponibilité. L'exploitant est par ailleurs assuré de ne pas s'acquitter d'une pénalité supérieure au prix plafond global.

La CRE est favorable aux dispositions des règles concernant les règlements financiers et les pénalités associées aux écarts.

⁹ Dans le mécanisme actuel, un écart collectif supérieur à 2 GW résulte en un prix de règlement des écarts au niveau du prix administré.

Dans le cas où la possibilité de foisonnement entre sites se révélerait dégrader le fonctionnement du mécanisme, notamment en lien avec des pratiques d'arbitrage des prix d'équilibres, plusieurs évolutions pourraient être introduites à partir des pratiques observées lors des premières périodes de livraison et d'un retour d'expérience spécifique de RTE à cet égard.

2.6. Calcul, régularisation et acquittement de la quote-part de contribution

Contenu des règles

Conformément à l'article L. 322-13 du CIBS, la CRE constate, sur proposition de RTE, le montant à financer, la puissance soutirée sur le système par l'ensemble des contributeurs, et le quotient de ces deux quantités.

Le projet de règles prévoit que la CRE dispose d'un délai courant jusqu'au premier jour du mois qui précède le début de la période de livraison pour constater ces paramètres structurant le calcul de la quote-part pour chaque contributeur.

Coût du mécanisme de capacité

Le projet de règles explicite les multiples composantes du coût du mécanisme de capacité :

- La somme des montants contractualisés, majorés de la TVA non déductible par RTE, tels que déterminés par le résultat des enchères de capacité, et éventuellement modifiés par les échanges sur le marché secondaire ;
- Les rentes de congestion capacitaires majorées de la TVA ;
- Les régularisations des périodes de livraison précédentes n'ayant pas encore été soldées (pénalités liées aux écarts, majorations liées au retard de paiement, régularisations liées aux quotes-parts définitives et sommes irrécouvrables).

Puissance soutirée de référence

Le projet de règles prévoit que les puissances de références sont calculées selon les étapes méthodologiques suivantes :

- 1) Calcul de la consommation effacée ;
- 2) Calcul de la consommation corrigée¹⁰ ;
- 3) Calcul du gradient de thermosensibilité ;
- 4) Extrapolation à température extrême.

A l'instar du mécanisme de capacité actuel, la détermination de la thermosensibilité d'un site dépend de ses caractéristiques. Le projet de règles prévoit qu'un site raccordé au réseau de transport n'est pas thermosensible. Les sites télérelevés raccordés au réseau de distribution peuvent relever de la catégorie thermosensible comme de la catégorie non thermosensible. Les sites profilés sont supposés thermosensibles.

Lorsque la puissance de soutirage moyenne, sur l'ensemble des pas de temps d'une période de livraison d'un site télérelevé raccordé au réseau public de distribution, excède la puissance moyenne seuil (dont la valeur est déterminée dans le rapport de paramétrage), le site n'est pas considéré comme thermosensible.

Le projet de règles prévoit que le gradient d'un contributeur est calculé selon la méthode par delta, c'est-à-dire, par différence première de la consommation à 7 jours d'intervalle en règle générale.

La puissance est enfin consolidée en extrapolant à température extrême (définie dans le rapport de paramétrage), contre laquelle la collectivité cherche à se prémunir.

¹⁰ Corrigée des effacements, des notifications d'échange de blocs, des blocs de vente directe et des pertes.

Calcul des quotes-parts de contribution

La quote-part de contribution est définie pour chaque contributeur comme la multiplication du coût unitaire du mécanisme de capacité constaté par la CRE et sa puissance de référence.

Une première estimation calculée par RTE au plus tard le 30 novembre de l'année N-1 pour la période de livraison N-1/N, s'appuie sur la puissance de référence de la période de livraison précédente. Par dérogation, pour le démarrage du nouveau mécanisme de capacité et la période de livraison 2026-27, la puissance de référence s'appuie sur l'obligation estimée au titre de l'année de livraison 2024 du mécanisme de capacité actuel. Un contributeur ayant définitivement interrompu son activité ou prévoyant de le faire peut le notifier à RTE avant le 31 mars 2026 afin d'éviter une facturation de sa quote-part au titre de la période de livraison 2026-27.

La quote-part définitive est calculée par RTE et notifiée au plus tard au 30 septembre de l'année N+1, soit 18 mois après la fin de la période de livraison.

Le solde entre l'estimation et la quote-part définitive fait l'objet d'une régularisation.

Païement de la quote-part de contribution

La facturation de la quote-part au contributeur est réalisée en deux temps, par acomptes tels que prévus par l'article L. 322-19 du CIBS. Une première facturation partielle est adressée avant le 30 novembre de l'année N-1 pour la PL N-1/N et une deuxième facturation partielle est adressée avant le 1^{er} mars de l'année N. Le montant de la quote-part de contribution estimée est réparti au prorata du nombre de jours PP signalés par année calendaire au titre de la période de livraison.

La facture de régularisation est, elle, adressée avant le 31 décembre de l'année N+1.

Analyse de la CRE

Bien que remaniées pour intégrer le coût unitaire du mécanisme de capacité qui s'impose désormais aux contributeurs en lieu et place des stratégies d'achat sur les enchères, les procédures et la méthodologie de calcul reprennent les grands principes de l'actuel mécanisme de capacité.

La CRE ne note pas de changement significatif dans la mesure de la contribution, qui s'appuie sur des éléments méthodologiques éprouvés. Ces éléments restent de l'avis de la CRE représentatifs du risque que fait porter chaque contributeur à la sécurité d'approvisionnement malgré des approximations¹¹ nécessaires pour limiter la charge opérationnelle. En effet, le coût du mécanisme porté par les contributeurs est proportionnel à leur contribution à la défaillance.

La méthodologie permet toujours à l'effacement de se valoriser de manière implicite, par réduction de la consommation en période de pointe qui se répercute sur la quote-part du contributeur, similairement au mécanisme actuel.

La CRE regrette l'absence de modalités permettant aux contributeurs d'ajuster plus finement leur quote-part estimée, sur la base de prévisions de portefeuille déclaratives en amont de la période de livraison. Le projet de règles en l'état soumet les contributeurs au règlement progressif d'une quote-part dimensionnée sur la base d'informations de l'année qui précède, or quelques contributeurs sont exposés à des variations de portefeuille substantielles d'une année sur l'autre, du fait notamment d'entrées ou de sorties de contrats significatifs relativement à la taille du portefeuille. Des contributeurs qui se verraient perdre ce type de contrat devraient supporter un effort de trésorerie significatif, et ce d'autant que le projet de règles ne prévoit pas de rémunération des avances. Dans ce cadre, un régime de pénalités spécifique aurait pu inciter les acteurs à recourir à ces déclarations en mitigeant le risque d'abus dans le but de minimiser les avances. Aussi, la CRE recommande *a minima* de pérenniser la possibilité offerte aux contributeurs uniquement pour la PL 2026-27 de signaler en amont leur cessation ou leur projet de cessation d'activité pour éviter la facturation d'une quote-part par RTE.

Enfin la CRE constate que le caractère non déductible de la TVA par RTE pour la contractualisation avec les exploitants est une conséquence de la centralisation du mécanisme de capacité qui entraîne

¹¹ Par exemple la catégorisation en site thermosensible.

un surcoût du mécanisme de capacité. En effet, cette TVA est directement répercutée aux contributeurs au travers de leur quote-part, puis aux consommateurs. Si des mesures fiscales, notamment par le biais d'une baisse de l'accise sur l'électricité sont envisagées en compensation, la CRE souligne que l'accise est un outil économique qui relève d'autres considérations que celle du mécanisme de capacité. Par ailleurs, les consommateurs électro-intensifs, déjà soumis à une accise réduite, se verront répercuter plus fortement la hausse du coût du mécanisme liée à la TVA.

La CRE est favorable aux dispositions des règles concernant le calcul, la régularisation et l'acquittement des quotes-parts.

Afin de limiter des régularisations trop fortes pour les contributeurs, la CRE invite RTE prévoir un mécanisme déclaratif pérenne en amont de la première facturation pour une période de livraison. La CRE recommande *a minima* d'étendre la possibilité offerte aux contributeurs de signaler en amont leur cessation ou leur projet de cessation d'activité pour éviter la facturation d'une quote-part par RTE pour l'ensemble des périodes de livraison.

Avis de la CRE

En application de l'article R. 316-2 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie pour avis par RTE, par un courrier daté et reçu le 22 janvier 2026, d'un projet de règles du mécanisme de capacité.

Ces règles détaillent le fonctionnement du mécanisme de capacité, notamment sur les aspects de certification, de contractualisation, de contrôle de la disponibilité ainsi que des règlements financiers des exploitants de capacité et de l'acquittement de la quote-part par les contributeurs au mécanisme de capacité.

La CRE est favorable aux dispositions du projet de règles qui ont fait l'objet d'une concertation avec les acteurs menée par RTE depuis 2022. De même, la saisine de la CRE fait suite à une consultation publique sur un projet de règles, ouverte entre le 19 décembre 2025 et le 12 février 2026. La CRE considère que le projet de règles dont elle a été saisie est de nature à permettre la mise en œuvre d'un mécanisme répondant à l'objectif de sécurité d'approvisionnement à moindre coût pour les consommateurs. La CRE rend, pour cette raison, un avis favorable. Elle propose néanmoins plusieurs évolutions mineures, listées ci-après.

Concernant les règles de certification, la CRE recommande la possibilité de recertification à la baisse lors du guichet de certification relatif à la deuxième enchère d'une période de livraison donnée, dans la limite du volume non contractualisé. Par ailleurs, la CRE demande à RTE la réalisation d'une étude comparative par période de livraison entre la capacité certifiée et la capacité effectivement disponible, transmise à la CRE, afin de faciliter la surveillance exercée par la CRE. Dans la même logique, la CRE estime pertinent que RTE suive le niveau de certification des capacités en amont des périodes de livraison et identifie les situations dans lesquelles la puissance anticipée apparaît significativement inférieure à la puissance installée. En cas de détection de tels écarts, RTE informera la CRE et en examinera les causes, notamment en sollicitant des éléments justificatifs auprès des exploitants en vue, le cas échéant, de diligenter un audit ponctuel dont les conclusions seront transmises à la CRE.

Concernant les règles de contractualisation, la CRE considère que les volumes non-contractualisés lors d'une première enchère de capacité devraient obligatoirement être soumis à un ordre de vente lors de la deuxième enchère de capacité pour une même période de livraison, sous réserve d'une possibilité de recertification à la baisse, dans la limite du volume non-contractualisé.

Concernant les dispositifs de contrôle de la disponibilité effective, la CRE propose que RTE réalise un retour d'expérience sur le coefficient d'observabilité des capacités sous obligation d'achat.

Par ailleurs, dans le cadre du règlement des écarts entre disponibilité effective et contractualisée, et de la possibilité de foisonnement des écarts entre les sites d'un même TPC, la CRE restera vigilante, à travers son exercice de surveillance, aux pratiques d'arbitrage des prix d'équilibres, notamment entre le prix de *clearing* du volume réservé aux flexibilités et le prix de *clearing* de l'enchère. Dans le cas où la possibilité de foisonnement se révélerait dégrader le fonctionnement du mécanisme et la formation du signal prix, plusieurs évolutions pourraient être introduites à partir des pratiques observées lors des premières périodes de livraison et d'un retour d'expérience spécifique de RTE à cet égard.

Enfin, concernant le calcul, la régularisation et l'acquittement des quotes-parts qui permettent de facturer le coût du mécanisme aux consommateurs à travers leurs fournisseurs, la CRE invite RTE à prévoir un mécanisme déclaratif pérenne en amont de la première facturation pour une période de livraison et recommande *a minima* d'étendre la possibilité offerte aux contributeurs de signaler en amont leur cessation ou leur projet de cessation d'activité pour l'ensemble des périodes de livraison.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et notifiée à RTE. Elle sera transmise au ministre chargé de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 27 janvier 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON