

DÉLIBÉRATION N°2026-199

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 octobre 2026 portant proposition de paramétrage du mécanisme de capacité pour la période de livraison 2030-2031

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Nadia FAURE et Didier REBISCHUNG, commissaires.

Le nouveau mécanisme de capacité français s'articule, en régime pérenne, autour de deux enchères, dont une de long terme, organisée environ 4 ans avant le démarrage de la période de livraison. Dans ce cadre, par un courrier daté du 30 juillet 2026 et reçu le 3 août 2026, RTE a transmis à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) son rapport de paramétrage comportant les courbes de demande et les paramètres du mécanisme de capacité relatifs à la période de livraison 2030-2031, conformément aux articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie. La présente délibération porte sur les paramètres et le dimensionnement de la première enchère de long terme (dite « PL-4 ») et constitue la proposition de la CRE à la ministre chargée de l'énergie. L'ensemble de ces éléments méthodologiques qui aboutissent à l'établissement du paramétrage a été concerté avec les acteurs par RTE, lors d'un processus mis en place depuis 2022.

Les éléments méthodologiques relatifs à la période de livraison 2026-2027, reposant sur une enchère unique, avaient été présentés lors d'un atelier organisé avec les acteurs pour détailler les orientations de la CRE sur la méthodologie et le paramétrage au premier semestre 2026. La CRE a fait le choix de rester cohérente par rapport à ces premières orientations pour la période de livraison 2030-2031 mais souligne qu'il s'agit du premier exercice mené quatre ans en amont de la période de livraison et que celui-ci requiert une logique différente sur certains aspects. Les nouveaux éléments méthodologiques ou de paramétrage en lien avec une organisation à deux enchères ont fait l'objet d'une consultation plus approfondie de la CRE qui s'est tenue au premier semestre 2026¹. Si la CRE souhaite donner de la visibilité aux acteurs en assurant la détermination de paramètres pérennes et suffisamment en amont de la période de livraison, ceux-ci pourront toutefois évoluer pour les prochaines enchères, en intégrant les enseignements issus de nouvelles consultations et du retour d'expérience des enchères, en particulier de l'enchère de long terme, et plus généralement du fonctionnement du mécanisme de capacité.

¹ Consultation publique n° 2026-07 de la CRE du 9 avril 2026 relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels

Sommaire

1. Contexte et cadre juridique.....	3
1.1. Principes du mécanisme de capacité.....	3
1.2. Cadre juridique pour le paramétrage	3
2. Présentation de l'approche suivie par la CRE pour le dimensionnement du mécanisme de capacité.....	4
3. Scénarios de dimensionnement des paramètres	5
4. Paramètres de certification	6
5. Contribution des pays européens à la sécurité d'approvisionnement.....	10
6. Courbe de demande en capacités	11
6.1. Contenu du rapport de RTE	11
6.2. Analyse de la CRE.....	17
6.3. Proposition de la CRE.....	22
7. Prix plafond intermédiaire.....	22
8. Paramètres relatifs aux contrats pluriannuels	24
Proposition de la CRE.....	27

1. Contexte et cadre juridique

1.1. Principes du mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est instauré pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique au moindre coût. Ce critère 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. Celui 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 heures².

L'article 19 de la loi n° 2025-127 de finances pour 2025 a réformé l'ancien mécanisme de capacité français. Le 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 ainsi que par des règles arrêtées par le ministre³. Celui-ci prend la forme d'une rémunération octroyée aux exploitants de capacités de production, de stockage ou d'effacement de consommation. Le mécanisme de capacité est 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 paramétrage de RTE (article L. 316-4 du code de l'énergie).

La rémunération versée aux exploitants de capacités en contrepartie de leurs engagements de disponibilité est financée par une taxe (articles L. 316-1 et L. 316-2 du code de l'énergie). La taxe, dont le montant unitaire est constaté par la CRE, est répartie entre tous les contributeurs sur la base de leur consommation durant cette période (article L. 322-13 du code des impositions sur les biens et services).

1.2. Cadre juridique pour le paramétrage

Le besoin en capacités de production, de stockage et d'effacement de consommation, matérialisé par une courbe de demande, et comprenant les paramètres économiques et techniques des enchères, est arrêté par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE, formulée sur la base des éléments transmis par RTE dans son rapport de paramétrage (articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie).

RTE doit élaborer, dans son rapport de paramétrage, au moins trois projets de courbes de demande pour chaque enchère relative à une période de livraison (PL) et préciser les paramètres économiques nécessaires à l'organisation des enchères ainsi que les paramètres techniques permettant d'établir le niveau de certification des différents types de capacités (article R. 316-3 du code de l'énergie).

Les courbes de demande et les paramètres du rapport de paramétrage sont établis au moyen d'une méthodologie approuvée par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE, formulée sur la base d'un rapport établi par RTE (articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie).

La proposition de courbe de demande de la CRE comporte les paramètres économiques de son élaboration, tels que le prix plafond global au-delà duquel aucune offre ne peut être soumise aux enchères (article R. 316-23 du code de l'énergie).

Elle contient également des éléments concernant les paramètres techniques et économiques des enchères :

- la valeur globale des contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement et les coefficients de répartition de cette valeur globale par Etat interconnecté au réseau métropolitain continental (article R. 316-5 du code de l'énergie) ;
- le cas échéant, la prise en compte normative des capacités situées sur le territoire d'un Etat participant interconnecté pour les capacités bénéficiant de soutiens de cet Etat en cas d'application de la procédure approfondie de participation transfrontalière (article R. 316-10 du code de l'énergie) ;

² [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](#)

³ [Arrêté du 18 mars 2026 fixant les règles du mécanisme de capacité français](#)

- les coefficients de certification permettant de prendre en compte les caractéristiques de commandabilité des capacités et les contraintes techniques diverses affectant la contribution de ces capacités à la réduction du risque de défaillance (article R. 316-15 du code de l'énergie) ;
- le prix plafond intermédiaire des capacités existantes retenues lors des enchères applicable à l'ensemble des capacités de production et de stockage (article R. 316-24 du code de l'énergie) ;
- le volume maximal total de nouvelles capacités pouvant bénéficier d'une rémunération pluriannuelle calculé en fonction du besoin en nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement compte tenu des différentes visions prospectives du système électrique issues du bilan prévisionnel pluriannuel (article R. 316-35 du code de l'énergie).

Par ailleurs, pour la période de livraison 2030-2031, conformément à l'article 3 du décret n° 2025-1441 du 31 décembre 2025 relatif au mécanisme de capacité, la contrainte de volume maximal total de nouveaux contrats pluriannuels, mentionnée à l'article R. 316-35 du code de l'énergie, est complétée dans le rapport de paramétrage par un volume minimal de nouvelles capacités créatrices nettes d'énergie. Ces capacités sont définies comme les capacités ne reposant pas sur des installations de stockage (même disposition). Ce volume est calculé en tenant compte des nouvelles capacités de stockage qui peuvent vraisemblablement être connectées au réseau électrique avant le premier jour de la période de livraison 2030-2031 (même disposition). Il peut être fixé sous la forme d'un volume maximal de nouvelles capacités reposant sur des installations de stockage, déterminé pour être équivalent au volume minimal de nouvelles capacités créatrices nettes d'énergie au regard de la courbe de la demande (même disposition).

Conformément aux articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie, RTE a, par un courrier daté du 30 juillet 2026 et reçu le 3 août 2026, transmis à la CRE son rapport de paramétrage du mécanisme de capacité pour la période de livraison 2030-2031.

La CRE a reçu de RTE, par courrier daté du même jour, sur le fondement de ces mêmes dispositions, le rapport méthodologique d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage du mécanisme de capacité.

La présente délibération de la CRE porte proposition de la courbe de demande matérialisant le besoin en capacités pour la période de livraison 2030-2031 ainsi que les paramètres techniques et économiques des enchères, en application de la méthodologie proposée par la CRE dans la délibération n°2026-198.

2. Présentation de l'approche suivie par la CRE pour le dimensionnement du mécanisme de capacité

La première enchère de long terme du mécanisme de capacité intervient dans un contexte particulier, que la CRE avait déjà souligné pour sa proposition de paramétrage pour la période de livraison 2026-2027. D'une part, le coût du mécanisme n'est plus compensé par les garanties de capacité auparavant délivrées dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). D'autre part, l'enchère de long terme 2030-2031 s'inscrit dans une période de transition avec l'ancien mécanisme de capacité, d'apprentissage des acteurs face à des engagements de long terme et d'enjeux d'électrification.

Le nouveau calendrier du mécanisme conduit les acteurs à devoir se positionner sur l'hiver 2030-2031 avant même d'avoir pu sécuriser leur contribution pour les hivers 2027-2028, 2028-2029 et 2029-2030. Enfin, la CRE note que RTE n'anticipe qu'un risque modéré concernant la sécurité d'approvisionnement, avec un besoin de nouvelles capacités entre 0 et 2,5 GW en fonction des configurations.

Dans son avis sur le projet de décret relatif au mécanisme de capacité du 12 décembre 2025⁴, l'Autorité de la concurrence a également relevé « *un changement structurel du mécanisme de capacité français, qui emporte des conséquences pour les coûts supportés par les consommateurs finals* » et « *l'absence d'analyse des conséquences spécifiques de la fin de l'ARENH pour le mécanisme de capacité, ainsi*

⁴ Avis n°25-A-14 de l'Autorité de la concurrence du 12 décembre 2025 concernant un projet de décret relatif au mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité

que l'absence d'évaluation étayée et précise relative au surcoût du mécanisme à la charge du consommateur, notamment compte tenu des nouvelles règles de TVA ».

Compte tenu de ces éléments, des délais d'instruction particulièrement contraints et de la période d'apprentissage nécessaire pour l'ensemble des acteurs, la CRE estime de nouveau que le paramétrage du mécanisme doit s'appuyer sur une approche prudente en matière de coûts, afin de limiter la charge supportée par les consommateurs, en assurant la sécurité d'approvisionnement et dans un contexte d'électrification et d'augmentation de la demande associée.

L'approche retenue pour les prochaines enchères pourra ensuite évoluer, en intégrant la courbe d'apprentissage des acteurs et les enseignements issus du retour d'expérience sur le fonctionnement des enchères que RTE et la CRE vont conduire.

Une consultation publique relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels a été organisée par la CRE en avril 2026⁵. Les analyses de la CRE et sa présente proposition de paramétrage prennent en compte les retours des parties prenantes recueillis dans ce cadre.

Dans la présente délibération, la CRE passe en revue les propositions de RTE concernant chaque ensemble de paramètres et présente l'analyse qui guide la proposition qu'elle retient pour la ministre chargée de l'énergie. En particulier, la section 3 présente succinctement les scénarios de dimensionnement des paramètres. La section 4 traite des paramètres de certification. La section 5 des contributions transfrontalières. La section 6 expose les choix de dimensionnement portant sur la courbe de demande, notamment le volume de référence en capacité, du prix plafond global et de l'élasticité de la courbe, ainsi que les éléments de dimensionnement d'une organisation en deux enchères. La section 7 concerne le prix plafond intermédiaire (PPI). Enfin, la section 8 traite des contrats pluriannuels.

3. Scénarios de dimensionnement des paramètres

Pour la période de livraison 2030-2031, les méthodologies de définition des paramètres sont appliquées par RTE à trois scénarios de dimensionnement issus des trajectoires étudiées dans le bilan prévisionnel 2025 :

- un premier scénario de dimensionnement fondé sur le niveau de consommation associé à la trajectoire de « décarbonation rapide - atteinte des objectifs publics », soit 510 TWh en 2030 (ci-après « Décarbonation rapide ») ;
- un deuxième scénario de dimensionnement fondé sur le niveau de consommation associé à une trajectoire intermédiaire, qui vise à décaler d'environ deux ans le premier scénario, soit 495 TWh en 2030 (ci-après « Trajectoire intermédiaire ») ;
- un troisième scénario de dimensionnement fondé sur le niveau de consommation associé à la trajectoire de « décarbonation lente - objectifs publics non atteints », soit 470 TWh en 2030 (ci-après « Décarbonation lente »).

Les trois scénarios sont couplés à la trajectoire de développement des énergies renouvelables compatible avec la dernière programmation pluriannuelle de l'énergie (trajectoire R3 de la PPE 3). A l'horizon 2030, le parc de production d'énergies renouvelables français atteindrait une capacité de 47 GW de solaire, de 32 GW d'éolien terrestre et de 3 GW d'éolien en mer.

Une courbe de demande est présentée par RTE dans son rapport de paramétrage pour chacun des trois scénarios. En revanche, un unique jeu de coefficients de certification ainsi qu'une seule valeur de contribution transfrontalière sont retenus par RTE, leurs valeurs étant quasi identiques dans les trois scénarios de dimensionnement d'après RTE.

En revanche, RTE étudie pour la première fois trois variantes de développement du parc français de moyens à stock, en particulier des batteries. RTE souligne la forte influence du niveau de capacité installée de batteries sur la contribution de moyens à stock à la défaillance. Aussi, les coefficients de certification des moyens à stock sont conditionnés à la variante retenue, qui peut être choisie

⁵ Consultation publique n° 2026-07 de la CRE du 9 avril 2026 relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels

indépendamment des scénarios de dimensionnement susmentionnés. Les trois variantes analysées correspondent à :

- un socle de batterie participant aux services systèmes de 2,8 GW (ci-après « Variante 3 GW ») ;
- un socle de batterie participant aux services systèmes de 2,8 GW et le développement de 5 GW de batteries de 4 heures supplémentaires (ci-après « Variante 8 GW ») ;
- un socle de batterie participant aux services systèmes de 2,8 GW et le développement de 10 GW de batteries de 4 heures supplémentaires (ci-après « Variante 13 GW »).

Ces différentes variantes sont calées par RTE de manière à refléter les incertitudes sur le modèle d'affaires des batteries, en prenant en compte le rythme récent de développement dans la fourchette basse et l'ensemble des projets en développement ayant sécurisé un accès au réseau dans la fourchette haute.

Dans les trois scénarios, l'ensemble des paramètres est établi sur la base de 22 jours de tension (dits « PP ») signalés entre le 1^{er} novembre de l'année N et le 31 mars de l'année N+1, dont la plage horaire des heures de tension est comprise entre 7 heures et 10 heures et entre 17 heures et 20 heures, et du double critère de sécurité d'approvisionnement de 2 heures de délestage et de 3 heures de défaillance.

La CRE analyse dans la suite de cette délibération ces trois scénarios de dimensionnement pour sa proposition de paramétrage.

4. Paramètres de certification

Contenu du rapport de RTE

RTE propose de refléter l'hétérogénéité des contributions des filières technologiques et de corriger la représentativité partielle⁶ du paysage de défaillance des heures PP par le biais de coefficients dits « de filière ». Sur la base de ses études prospectives, RTE propose de reconduire les coefficients de filière de la période de livraison 2026-2027, sauf pour les moyens à stock. Ces coefficients sont les suivants :

Filière	Coefficient de filière standard pour la PL 2030-31 applicable à la capacité disponible pendant les plages PP (Variante 3 / 8 / 13 GW)
Nucléaire	0,95
Hydraulique fil de l'eau ⁷	0,80
Batterie (filière à stock)	0,50 / 0,30 / 0,20
Station de pompage et de turbinage (filière à stock)	0,40 / 0,30 / 0,25
Autres filières certifiées en méthode standard	1,00

⁶ Des épisodes de défaillance peuvent survenir en dehors des heures PP, en particulier dans la mesure où le stock de jours est prédéterminé et le tirage des jours PP s'effectue la veille pour le lendemain sur la base d'estimations nécessairement imparfaites. Les analyses de RTE transmises à la CRE indiquent que les heures PP captent environ 43 % des heures de défaillance pour la période 2030-2031.

⁷ Les actifs de la filière « hydraulique fil de l'eau » peuvent se certifier à la fois en méthode standard et en méthode normative. Si les coefficients diffèrent du fait de la méthode, ils correspondent bien à la même contribution à la sécurité de la d'approvisionnement en moyenne.

Filière	Coefficient de filière normatif pour la PL 2030-31 applicable à la puissance installée
Hydraulique fil de l'eau ⁷	0,40
Solaire	0,05
Eolien terrestre	0,15
Eolien en mer	0,30
Autres filières certifiées en méthode normative	1,00

RTE propose de retenir les coefficients de stock suivants⁸ :

Durée de stock (heure)	Coefficient de stock journalier K_j
0,5	0,13
1	0,25
1,5	0,36
2	0,46
2,5	0,55
3	0,65
3,5	0,71
4	0,78
4,5	0,84
5	0,90
5,5	0,95
6 et plus	1,00

Par ailleurs, RTE propose de ne pas reconduire le coefficient de stock hebdomadaire, qui disparaît donc du paramétrage.

Analyse de la CRE

Les coefficients de filière retenus par RTE, hors coefficients pour les actifs à stock, sont cohérents avec la période de livraison 2026-2027 du mécanisme de capacité et permettent une bonne continuité des niveaux de certification dans le temps. Les filières thermique et nucléaire sont soumises aux mêmes coefficients que les dernières années de livraison du précédent mécanisme de capacité.

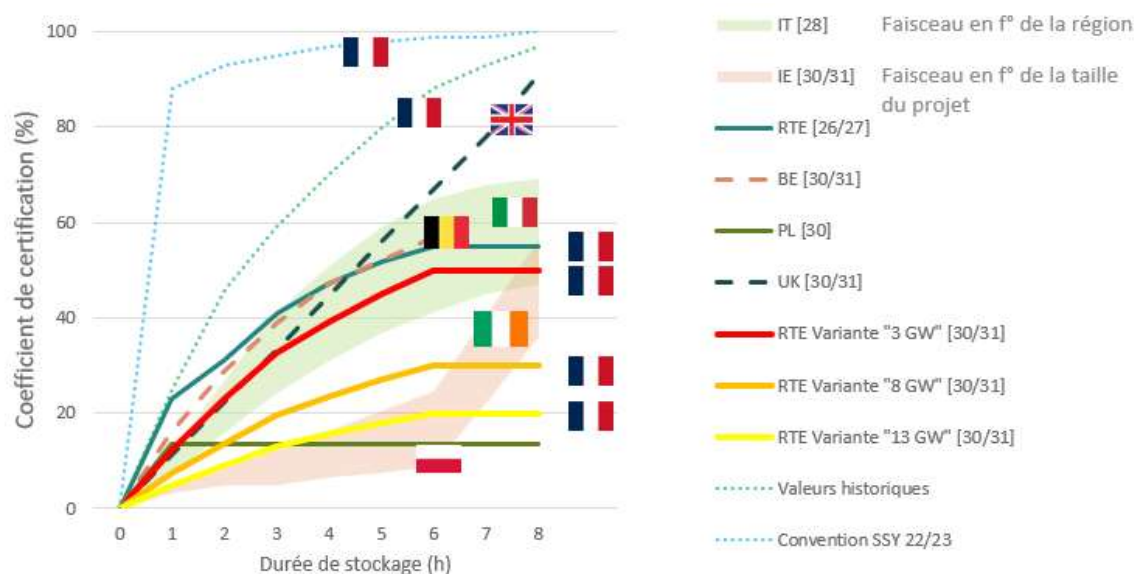
Concernant les coefficients de stock

La CRE note que le niveau de certification, vu comme le produit du coefficient de filière par le coefficient de stock journalier K_j , est en nette diminution et se place désormais dans la fourchette basse en comparaison aux autres mécanismes de capacité européens en vigueur. Seule la Pologne et, pour les durées de stock courtes, l'Irlande, affichent des niveaux de certification plus faibles. Ces résultats doivent toutefois être mis en regard des spécificités de chaque pays en termes de consommation comme de mix électrique. Par ailleurs, l'approche retenue par RTE est une approche de la contribution marginale à la sécurité d'approvisionnement, moyennée sur les scénarios prospectifs de défaillance à l'horizon de la période de livraison. La CRE observe que les approches européennes ne font pas émerger un consensus sur la question⁹.

⁸ Les coefficients de stock permettent de tenir compte du fait que la disponibilité de ces capacités lors d'un épisode de défaillance prolongé est limitée par la durée de leur stock.

⁹ L'Irlande et l'Italie utilisent une méthode d'évaluation marginale tandis que la Grande-Bretagne et la Belgique ont choisi une méthode moyenne.

Figure 1 – Comparaison des niveaux de certification des actifs à stock (coefficient filière x K_j) en Europe



Source : RTE – Analyse : CRE

Concernant les variantes de développement du parc de batterie

Comme souligné par RTE, la CRE note que les coefficients de filière et de stocks des moyens à contraintes de stock sont particulièrement sensibles au choix de la variante retenue pour leur développement. La CRE considère donc important que la variante choisie reflète au mieux les perspectives réelles de développement de batterie afin de ne pas surestimer ou sous-estimer leur contribution à la sécurité d'approvisionnement.

Les analyses de la CRE montrent que la « Variante 3 GW » est manifestement trop pessimiste sur le développement du parc de batterie. En effet, le parc installé était d'environ 2 GW en juin 2026. En prenant comme hypothèse un développement de 0,45 à 1 GW par an, respectivement sur 2025 et le premier semestre 2026, la CRE considère que la variante de 3 GW sera dépassée avant 2030.

La CRE estime par ailleurs que la « Variante 13 GW » paraît quant à elle particulièrement optimiste. Cette variante s'appuie sur la taille de la file d'attente pour les raccordements aux réseaux public d'électricité. Toutefois, une demande de raccordement est relativement peu coûteuse (de l'ordre de 42 000 € par projet sur le RPT par exemple), et donc peu engageante. Le taux de chute observé – de l'ordre de 20 % – rend cette variante 13 GW pour laquelle l'ensemble des projets de la file d'attente vue de mi-2025 entre en opération peu probable.

La CRE note l'effet « anti auto-réalisateur » du choix d'une variante, en ce qu'une anticipation d'un fort développement conduirait à retenir un paramétrage défavorable qui réduirait les revenus capacitaires de la filière et donc freinerait en partie le développement des projets.

Au regard de la baisse significative des coefficients de certification des moyens à stock du fait de l'effet de cannibalisation désormais intégré à la modélisation de RTE, la CRE considère que la variante de développement à 8 GW est également optimiste.

La CRE propose en conséquence de s'appuyer sur une vision intermédiaire basse, entre les variantes 3 et 8 GW. Pour cela, la CRE calcule, sur la base de la dynamique récente de la filière, qu'environ 800 MW de batteries supplémentaires seraient en mesure d'être opérationnelles chaque année jusqu'en 2030. Considérant les incertitudes sur les relais de croissance préalablement cités ainsi que le taux de chute observé de 20 %, un volume de précaution a été retranché aux tendances

exceptionnelles du premier semestre 2026¹⁰ afin de s'assurer de ne pas surestimer le développement de cette filière et ainsi pénaliser leur rémunération.

La CRE propose de retenir 5,5 GW, comme moyenne des variantes 3 et 8 GW et d'interpoler linéairement les paramètres à partir des coefficients transmis par RTE pour ces deux variantes dans son rapport de paramétrage. Afin de tenir compte des incertitudes entourant les calculs et la méthodologie, notamment en comparant le coefficient de la PL 2026-2027 et celui de la variante 3 GW, la CRE propose de plus d'augmenter la valeur des coefficients filières des batteries de 10 %. Le coefficient filière proposé pour les batteries est donc de 0,45.

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) sont également concernées par les phénomènes de cannibalisation. RTE calcule des coefficients de filière en baisse pour cette technologie et inférieurs aux coefficients de filière des batteries, du fait d'un rendement moindre (environ 75 % contre 90 % pour les batteries).

Enfin, la CRE recommande à RTE, dans le cadre des prochains exercices de paramétrage, de prévoir une granularité de variantes suffisamment fine ou de produire une méthode permettant à la CRE d'adopter des approches intermédiaires, à l'instar de la courbe de demande. Ce point est présenté plus en détail dans la délibération de la CRE n°2026-198 portant proposition de méthodologie d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage du mécanisme de capacité.

Concernant les coefficients de certification planchers

RTE ne propose pas de coefficients de certification planchers. Les règles du mécanisme de capacité dont la CRE a été saisie et pour lesquelles elle a rendu un avis favorable¹¹ prévoient cette possibilité. A la date de cette présente délibération, ces nouvelles règles n'ont pas encore été publiées. La version de saisine de la CRE prévoyait que les volumes planchers des EDC pluriannuelles étaient, en l'absence de définition dans le rapport de paramétrage, nuls. La CRE ne souhaite pas retenir ce paramétrage par défaut de RTE, qui revient à ne garantir aucun plancher. La CRE propose donc, dans le cadre de sa compétence de proposition des paramètres techniques d'établissement du niveau de certification des capacités prévue aux articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie, que les volumes contractualisés soient *a minima* égaux à celui de la première période de livraison du contrat (hors modulation pour dégradation de la performance à la main du titulaire du périmètre de certification). Autrement dit, les volumes seraient calculés sur la base des mêmes coefficients de certification qu'à la contractualisation, donnant une stabilité et une visibilité sur la rémunération. La CRE retient cette lecture dans son approche et propose ainsi des coefficients planchers stables sur toute la durée de contractualisation.

Proposition de la CRE

La CRE propose à la ministre le paramétrage de RTE pour l'ensemble des filières, sauf pour les actifs à stock pour lesquels la CRE propose un paramétrage basé sur une hypothèse de développement des batteries de 5,5 GW en 2030. La CRE propose d'interpoler linéairement les paramètres à partir des coefficients transmis par RTE pour ces deux variantes dans son rapport de paramétrage. Afin de tenir compte des incertitudes entourant les calculs et la méthodologie, notamment en comparant le coefficient de la PL 2026-2027 et celui de la variante 3 GW, la CRE propose d'augmenter la valeur des coefficients filières des batteries de 10 %. Le coefficient filière proposé pour les batteries est donc de 0,45.

La CRE invite RTE à adapter la méthodologie de paramétrage pour les prochaines enchères, afin de mettre fin à la coexistence des paramètres de filière et de stock.

La CRE propose pour cette enchère que les coefficients de certification planchers applicables aux contrats pluriannuels correspondent, sur toute la durée du contrat, aux coefficients de certification en vigueur pour l'enchère qui a donné lieu à la contractualisation.

¹⁰ 500 MW installés au premier semestre 2026 contre 450 MW sur l'année 2025

¹¹ [Délibération n° 2026-143 de la CRE du 9 juillet 2026 portant avis sur le projet de règles du mécanisme de capacité](#)

5. Contribution des pays européens à la sécurité d'approvisionnement

Contenu du rapport de RTE

La valeur du total des contributions transfrontalières calculées par pays selon la méthode des positions nettes, dans les deux trajectoires considérées, est donnée dans le tableau ci-dessous.

PL 2030-2031		Décarbonation lente (MW)
Ensemble des pays directement et indirectement interconnectés		6 665
dont	Belgique¹²	15
	Allemagne	1 075
	Italie du Nord	130
	Espagne	280
	Irlande	195

Analyse de la CRE

La CRE rappelle que la contribution calculée par RTE pour chaque pays transfrontalier directement interconnecté à la France et présentée dans le tableau de cette section n'est pas la puissance transitant par les interconnexions mais bien la réserve capacitaire de ces pays, en tenant compte des imports des pays indirectement interconnectés. La somme des contributions des pays directement interconnectés est donc inférieure aux imports en période de défaillance, évalués par RTE à 6 665 MW.

La CRE constate que les calculs de RTE conduisent à une baisse drastique de la contribution des interconnexions à la défaillance. Dans son rapport de paramétrage pour la période 2026-2027, RTE avait proposé une contribution de 12 250 MW pour le scénario de dimensionnement appuyé sur l'atteinte des objectifs publics de décarbonation, et de 14 250 MW pour un scénario plus pragmatique. Aussi, en quatre ans, la contribution des interconnexions chute de près de 7,6 GW.

Ce résultat est une conséquence directe du choix de modélisation de considérer chaque pays européen à son critère de sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030-2031. Dans son avis relatif à la comparaison des études d'adéquation européenne et française, le bilan prévisionnel, l'ACER avait souligné la pertinence de cette hypothèse de modélisation et encouragé à l'utiliser¹³. La CRE avait également pu reconnaître que cette hypothèse relevait d'une bonne pratique en ce qui concerne la définition de la capacité de référence et pour conduire des analyses de sensibilité autour de ce critère de sécurité. La CRE rappelle cependant que les mécanismes de capacité européens autorisent tous en pratique la sur- ou sous-contractualisation par rapport au niveau de capacité permettant le strict respect du critère de sécurité. Par conséquent, même avec un mécanisme de capacité en vigueur, des Etats peuvent rester durablement surcapacitaires tant que les capacités en excès restent compétitives, ou sous-capacitaires tant que les coûts des nouvelles capacités sont trop élevés par rapport à la propension de la collectivité à payer pour leur développement. Le strict respect du critère de sécurité ne constitue donc pas un gage d'optimalité économique concernant la sécurité d'approvisionnement mais bien un objectif public de long terme, dont l'atteinte est conditionnée au bon dimensionnement chaque année des mécanismes de capacité en vigueur.

¹² Seul pays en cours d'éligibilité à la participation explicite pour l'enchère 2030-2031 avec une convention GRT-GRT en voie de finalisation, mais dont la contribution est inférieure aux 50 MW requis par les règles pour l'organisation d'une pré-enchère.

¹³ « For dimensioning a potential capacity mechanism, ACER recommends maintaining the assumption that all other Member States meet their respective reliability standards. », Avis n°12/2025 de l'ACER sur les différences entre l'étude d'adéquation des ressources de la France avec l'étude européenne d'adéquation des ressources de 2024.

Aussi, la CRE considère qu'une fermeture de l'ordre de 30 GW en Europe dans les quatre prochaines années, conduisant à résorber la surcapacité observée chez certains pays européens, est une hypothèse forte compte tenu du coût économique et politique à fermer une centrale de production dans un contexte macroéconomique incertain où la transition énergétique pourrait conduire à devoir recourir davantage à des actifs de pointe pour la sécurité d'approvisionnement. Aussi, les mécanismes de capacité se généralisent en Europe, de nouveaux mécanismes ayant été approuvés en Allemagne (2031), en Espagne (2027) et en Tchéquie (2030), et un annoncé aux Pays-Bas (objectif 2029).

Si l'objectif recherché est de ne pas faire reposer la sécurité d'approvisionnement française sur celles de nos voisins, la CRE souligne que se priver de la contribution effective des interconnexions implique un surcoût pour les consommateurs et risquerait de produire un surinvestissement en capacités de pointe domestiques. La CRE note que les scénarios de dimensionnement ne mènent pas à des différences significatives des contributions étrangères, du fait de l'hypothèse de placer chaque parc européen à son critère de sécurité nationale. Des éléments supplémentaires auraient toutefois pu faire partie du rapport remis à la CRE, à titre d'information, lui permettant de mieux appréhender les effets des hypothèses retenues.

Consciente de l'incertitude de l'atteinte des objectifs de décarbonation menés en Europe, la CRE retient comme proposition l'approche de RTE mais souligne le risque de surdimensionner le besoin en capacité domestique, face à une vision plus pragmatique qui conserverait tout ou partie de la surcapacité européenne actuellement observée. La CRE tient compte de ce risque de surdimensionnement dans sa proposition de volume à contractualiser lors de l'enchère PL-4 2030-2031, comme indiqué en section 6.

La CRE souligne que l'estimation du niveau de contribution des pays interconnectés pourrait être affinée à mesure que l'échéance de livraison approche. La CRE demande donc à RTE de mettre à jour l'estimation de la contribution transfrontalière lors du paramétrage de l'enchère PL-1 sur la base des dernières données disponibles. En particulier, lors du paramétrage de l'enchère PL-1 2030-2031, le volume à contractualiser dans le cadre de cette enchère d'ajustement pourrait intégrer une éventuelle situation de surcapacité dans les pays européens, ainsi que l'augmentation de contribution qui en résulterait par rapport aux hypothèses retenues lors du paramétrage de l'enchère PL-4.

Proposition de la CRE

La CRE propose à la ministre les valeurs de contributions transfrontalières issues des calculs de RTE, mais souligne le risque d'un surdimensionnement du besoin en capacité domestique.

La CRE tient compte de ce risque dans sa proposition de volume à contractualiser lors de l'enchère PL-4 2030-2031.

La CRE demande par ailleurs à RTE de mettre à jour l'estimation de la contribution transfrontalière lors du paramétrage de l'enchère PL-1 sur la base des dernières données disponibles.

6. Courbe de demande en capacités

6.1. Contenu du rapport de RTE

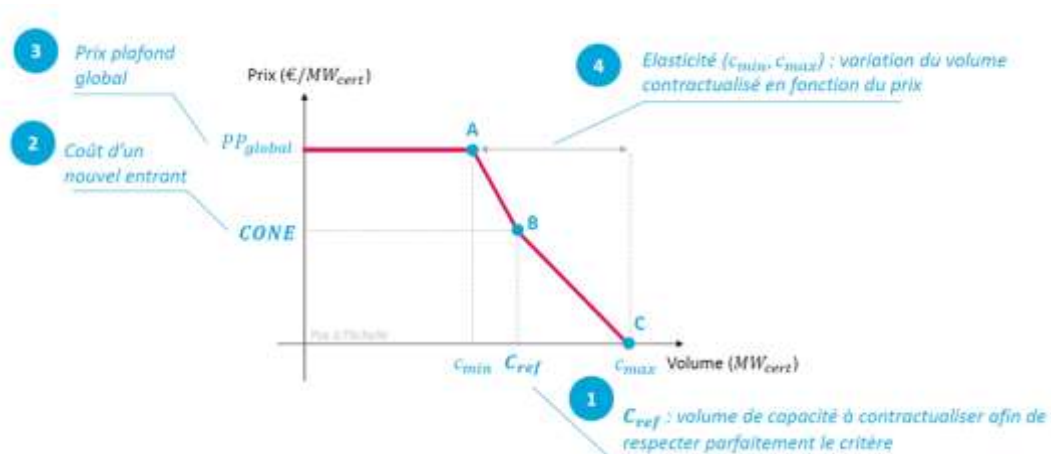
En cohérence avec la méthodologie de définition des paramétrages décrite dans le rapport de RTE, les courbes de demandes présentées dans le rapport de paramétrage pour la période de livraison 2030-2031 sont définies par les paramètres ci-dessous. Par rapport au paramétrage de l'unique enchère relative à la période de livraison 2026-2027, dans le cadre de la période de livraison 2030-2031, l'organisation d'une enchère de long terme (dite « PL-4 ») et d'ajustement (dite « PL-1 ») nécessite de répartir la capacité de référence C_{ref} et les paramètres d'élasticité entre les deux enchères.

- $C_{ref\ PL-4}$: portion du volume C_{ref} à contractualiser lors de l'enchère PL-4, C_{ref} étant le volume de capacités domestiques et transfrontalières à contractualiser pour respecter strictement le critère de sécurité d'approvisionnement lors de la PL 2030-31, c'est-à-dire le nombre d'heures de délestage économiquement optimal pour le système électrique et les consommateurs français. En cohérence avec la méthodologie de l'ACER pour le calcul du

critère, la capacité de référence rémunérée au $CoNE$ constituera un point de la courbe de demande.

- **$CoNE$** : coût d'un nouvel entrant
- **Prix plafond global** : prix maximal de rémunération du mécanisme de capacité, défini comme un multiple du $CoNE$.
- **Paramètres relatifs à l'élasticité de la courbe de l'enchère PL-4** ($C_{min\ PL-4}$ et $C_{max\ PL-4}$) : Variation du volume contractualisé en fonction du prix, autour du point ($C_{ref\ PL-4}$, $CoNE$), calculé à partir de l'élasticité totale à répartir entre les deux enchères (C_{min} et C_{max})

Figure 2 – Paramètres dimensionnant la courbe de demande

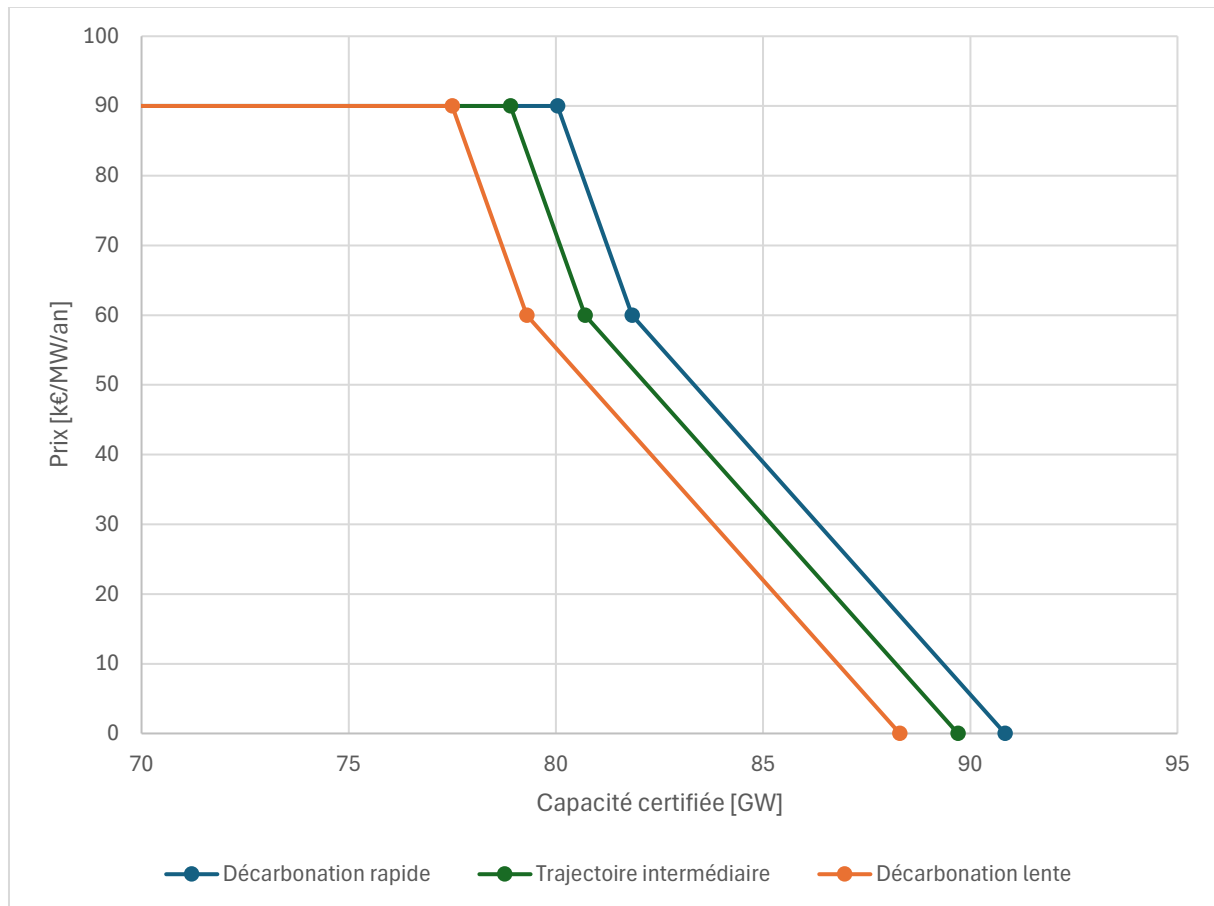


Source : RTE

Les travaux de RTE présentés dans le rapport de paramétrage conduisent aux paramètres de courbe de demande présentés dans le tableau ci-dessous. Ces éléments sont présentés plus en détail dans la suite de cette partie.

Paramètre		Scénario de décarbonation rapide	Trajectoire intermédiaire	Scénario de décarbonation lente
C_{ref}		91,6 GW	90,5 GW	87,9 GW
$C_{ref\ PL-4}$		81,8 GW	80,7 GW	79,3 GW
$CoNE$		60 €/kW		
Prix plafond global		$1,5 \times CoNE = 90 \text{ €/kW}$		
Elasticité	C_{min}	$C_{ref} - 2,0 \text{ GW}$		
	C_{max}	$C_{ref} + 10,0 \text{ GW}$		
Elasticité PL-4	$C_{min\ PL-4}$	$C_{ref} - 1,8 \text{ GW}$		
	$C_{max\ PL-4}$	$C_{ref} + 9 \text{ GW}$		

Figure 3 - Courbes de demande figurant dans le rapport de paramétrage de RTE



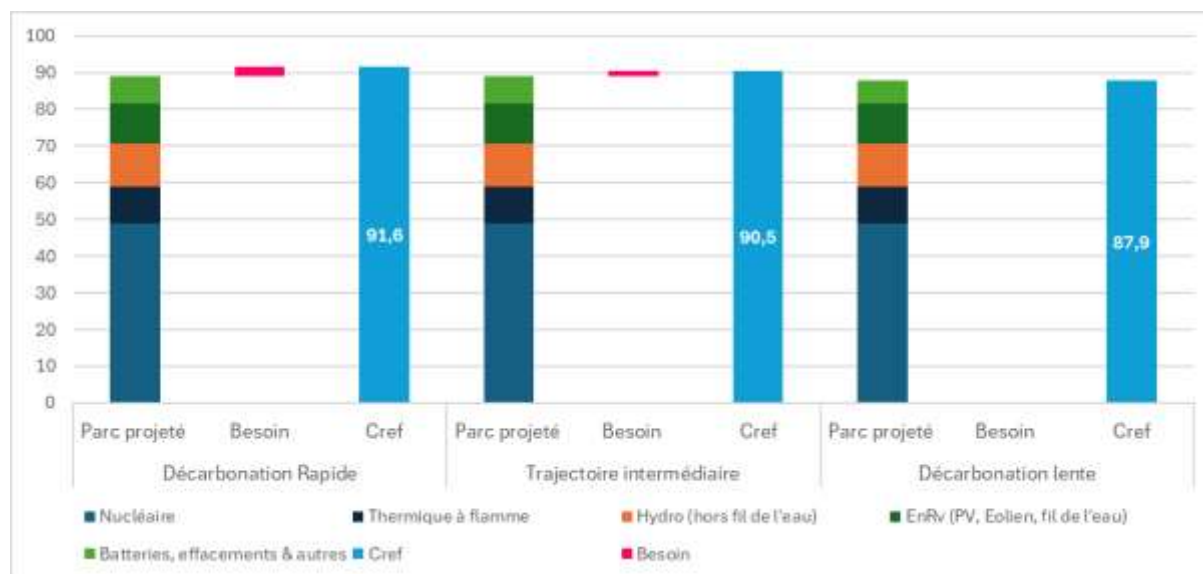
Source : RTE

Capacité de référence – C_{ref}

Comme proposé dans le rapport méthodologique, la capacité de référence C_{ref} est calculée dans chacun des trois scénarios à partir d'un parc de référence, ajusté par l'ajout ou le retrait de capacités fictives reflétant la surcapacité¹⁴ ou le déficit de capacité du système observé dans les études de sécurité d'approvisionnement.

¹⁴ Surcapacité appelée « marge » par RTE.

Figure 4 – Parc projeté et C_{ref} dans les deux scénarios retenus par RTE



Source : RTE

Répartition de la capacité de référence entre les enchères PL-4 et PL-1 - $C_{ref\ PL-4}$

La méthodologie de répartition des volumes entre les enchères PL-4 et PL-1 retenue par RTE vise à concentrer autant que possible les volumes sur l'enchère PL-4 (enchère principale), tout en laissant un espace économique aux capacités qui ne peuvent participer qu'à l'enchère PL-1 (enchère d'ajustement).

Elle consiste à déterminer le volume à contractualiser en PL-4 en retranchant du besoin total les volumes correspondant aux capacités qui, pour des raisons structurelles, ne sont pas en mesure de participer à cette enchère mais sont susceptibles de se présenter en PL-1.

En pratique, selon RTE, deux catégories de capacités sont principalement concernées par ces contraintes structurelles de certification plusieurs années avant la période de livraison :

- les capacités d'effacement ;
- certaines capacités d'énergies renouvelables, dont la certification dépend notamment des échéances de sortie des dispositifs de soutien (en particulier les contrats d'obligation d'achat) ou de la mise en service de nouveaux projets bénéficiant d'un dispositif de soutien (obligation d'achat ou complément de rémunération).

De plus, faute d'informations suffisamment robustes pour estimer le volume de capacités « autres » susceptibles de participer uniquement à l'enchère PL-1, RTE propose de fixer ce volume à zéro pour la première année d'application de la méthode, avec la possibilité de réexaminer ce choix lors des futurs paramétrages.

RTE propose les estimations de répartition présentées dans le tableau ci-dessous.

	C_{ref}	Effacements PL-1	EnR PL-1	Autres PL-1	$C_{ref\ PL-4}$
Décarbonation rapide	91,6 GW	5,7 GW	4,1 GW	0 GW	81,8 GW
Trajectoire intermédiaire	90,5 GW	5,7 GW	4,1 GW	0 GW	80,7 GW
Décarbonation lente	87,9 GW	4,5 GW	4,1 GW	0 GW	79,3 GW

CoNE

En application de la méthodologie de l'ACER¹⁵, RTE propose de reprendre la valeur du paramètre proposé par délibération de la CRE¹⁶ et fixé par arrêté¹⁷.

$$CoNE = CoNE_{brut} = CoNE_{net} = 60 \text{ k€/MW/an}$$

Le CoNE brut s'entend comme le coût d'un nouvel entrant sans revenus tirés du marché de l'électricité ou des services système. Sous hypothèse que ces revenus sont négligeables pour une nouvelle capacité d'effacement entrant pour assurer la sécurité d'approvisionnement, les coûts nets et bruts sont égaux.

Prix plafond global

Afin de permettre la participation aux enchères de capacités plus onéreuses que le CoNE, RTE propose de retenir un prix plafond global supérieur au CoNE. Au regard de la situation surcapitaire du système anticipée lors du paramétrage de la PL 2026-2027, RTE avait estimé que l'enjeu sur l'incertitude du coût de capacités au-delà du CoNE était relativement faible et avait retenu un multiple du CoNE de 120 %, dans la fourchette basse de l'intervalle [100 % ; 150 %] prévu dans la méthodologie de paramétrage qu'il avait proposé.

Comme mentionné plus haut, les analyses de RTE pour la PL 2030-2031 mettent néanmoins en évidence un potentiel besoin de nouvelles capacités par rapport au parc projeté, notamment dans le cas où le système électrique évoluerait selon les trajectoires de décarbonation intermédiaires et hautes. Dans ce cas, cette perspective de déficit de capacité pourrait nécessiter la contractualisation de capacités dont le coût excède significativement le niveau actuel du CoNE.

Pour tenir compte de ces incertitudes et garantir que le mécanisme permette le développement des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, RTE retient ainsi un multiple du CoNE correspondant à la borne haute de l'intervalle [100 % ; 150 %] :

$$PP_{global} = 1,5 \times CoNE = 90 \text{ k€/MW/an}$$

Elasticité de la courbe de demande – C_{min} et C_{max}

Conformément à la méthode établie par RTE dans son rapport de définition des paramètres du mécanisme de capacité à partir de la période de livraison 2026-2027, les valeurs C_{min} et C_{max} sont déterminées pour approximer l'élasticité¹⁸ par deux segments de droites de part et d'autre du point (C_{ref} ; $CoNE$).

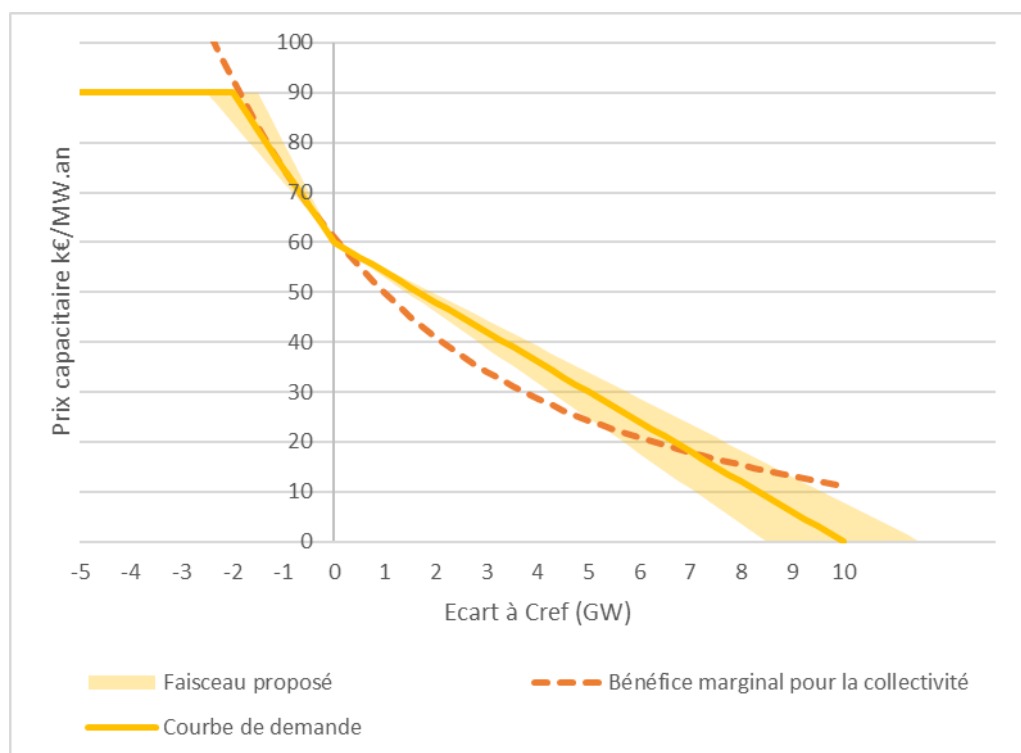
¹⁵ Décision n°23/2020 de l'ACER du 2 octobre 2020 sur la méthodologie de calcul du coût de l'énergie non distribuée, du coût d'un nouvel entrant et de la norme de fiabilité

¹⁶ [Délibération n° 2022-152 de la CRE du 25 mai 2022 portant proposition d'une valeur du critère de sécurité d'approvisionnement électrique pour la France métropolitaine continentale prévu à l'article L. 141-7 du code de l'énergie](#)

¹⁷ 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

¹⁸ L'élasticité reflète le bénéfice marginal pour la collectivité de contractualiser plus ou moins de capacités par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement.

Figure 4 - Bénéfice marginal pour la collectivité, intervalles proposés pour la courbe de demande, et proposition de courbe de demande relative à C_{ref}



Les analyses menées par RTE montrant des valeurs d'élasticité similaires pour les trois scénarios de dimensionnement étudiés, un unique jeu de paramètres d'élasticité est proposé.

Les analyses menées par RTE permettent d'identifier des intervalles de proposition pour C_{min} et C_{max} :

$$C_{min} \in [C_{ref} - 2,5 \text{ GW} ; C_{ref} - 1,5 \text{ GW}]$$

$$C_{max} \in [C_{ref} + 11,5 \text{ GW} ; C_{ref} + 8,5 \text{ GW}]$$

RTE retient le milieu de l'intervalle d'incertitude :

$$C_{min} = C_{ref} - 2,0 \text{ GW}$$

$$C_{max} = C_{ref} + 10,0 \text{ GW}$$

Répartition des paramètres d'élasticité entre les enchères PL-4 et PL-1 - $C_{min \text{ PL-4}}$ et $C_{max \text{ PL-4}}$

La méthode décrite dans le rapport méthodologique de RTE préconise une répartition de l'élasticité entre les enchères PL-4 et PL-1 de manière à préserver son rôle modérateur sur la formation des prix dans chacune des deux enchères. La répartition retenue par RTE est réalisée au prorata des volumes contractualisés lors de chacune des deux enchères.

	Elasticité totale	% PL-4 (moyenne sur les trois scénarios)	Elasticité PL-4
$C_{ref} - C_{min}$	2 GW	90 %	1,8 GW
$C_{max} - C_{ref}$	10 GW	90 %	9 GW

6.2. Analyse de la CRE

S'agissant de la répartition de la capacité de référence entre les enchères PL-4 et PL-1

La CRE partage le double objectif poursuivi par RTE dans son calcul de répartition des volumes à contractualiser entre la PL-4 et la PL-1, à savoir :

- maximiser les volumes contractualisés en PL-4, l'enchère principale ayant vocation à concentrer la quasi-totalité de l'offre et de la demande ;
- conserver un espace économique en PL-1 pour des capacités dont la certification en PL-4 est très incertaine mais dont la certification en PL-1 et la disponibilité pendant la PL est très probable, afin (i) d'assurer des conditions de concurrence équitables entre les différentes technologies, et (ii) de limiter le coût du mécanisme, notamment dans le cas où les capacités présentes uniquement en PL-1 sont caractérisées par un *missing money* faible ou nul.

La CRE partage de plus l'analyse de RTE selon laquelle certaines capacités d'effacement ou de production renouvelable ne seraient pas en mesure de participer à l'enchère PL-4 mais pourraient se présenter à l'enchère PL-1.

S'agissant des capacités d'effacement, les retours de consultation publique indiquent que les agrégateurs disposent généralement d'une visibilité contractuelle de l'ordre de deux à trois ans, ce qui apparaît difficilement compatible avec une participation sur des volumes significatifs à l'enchère PL-4. Cette contrainte est encore plus marquée pour les effacements industriels. Compte tenu du poids important de ces contrats dans le portefeuille de certains agrégateurs, ceux-ci ne sont pas nécessairement en mesure de s'engager en PL-4 dans le mécanisme de capacité avant d'avoir sécurisé contractuellement les volumes concernés auprès des sites industriels.

S'agissant des capacités d'énergies renouvelables bénéficiant d'un dispositif de soutien, les nouvelles installations sous obligation d'achat (OA) ou sous complément de rémunération (CR) ne devraient, *a priori*, pas participer à l'enchère PL-4. Pour les nouvelles capacités sous OA, cela découle notamment des modalités de certification d'EDF OA prévues dans le cadre de la méthodologie d'évaluation des CSPE¹⁹. Pour les nouvelles capacités sous CR, le dispositif de soutien incite à participer en PL-1, à travers du prix de référence de capacité retenu pour le calcul du complément de rémunération²⁰. Par ailleurs, les capacités arrivant en fin de contrat d'obligation d'achat entre la phase de certification et la période de livraison pourraient ne pas être immédiatement intégrées dans les portefeuilles des agrégateurs. Cette situation justifie qu'un volume correspondant soit reporté à l'enchère PL-1.

Néanmoins, les estimations retenues par RTE pour ces différentes composantes peuvent être affinées :

- concernant le volume d'effacement, comme mentionné par RTE dans le rapport de paramétrage, une partie des capacités d'effacement est déjà contractualisée à l'horizon 2030-2031 dans le cadre des contrats de long terme issus des appels d'offres effacement 2023 et 2024, pour un volume de 1 274 MW. Ces contrats prévoient un complément de rémunération adossé au mécanisme de capacité. Dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité, ces contrats ont été adaptés de sorte que le prix de référence corresponde au prix de la première enchère précédant la PL, soit l'enchère PL-4 pour la période 2030-2031, ce qui incite les capacités concernées à participer dès cette enchère. Ces volumes de contrats pourraient donc être retraités du volume de demande reporté à PL-1.
- concernant les volumes d'énergies renouvelables correspondant aux installations en sortie d'obligation d'achat, aux nouveaux contrats d'obligation d'achat et aux nouveaux contrats de complément de rémunération, la CRE estime, sur la base des données dont elle dispose en

¹⁹ Lors de l'enchère PL-4, pas de certification des sites dont la mise en service est prévue avant la fin de la PL au sein d'EDC projet – au contraire de l'enchère PL-1.

[Délibération n° 2026-68 de la CRE du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale](#)

²⁰ Dans le cas d'une PL caractérisée par deux enchères PL-4 / PL-1, le prix de référence est le prix de l'enchère PL-1 durant les quatre premières PL pendant lesquelles le contrat de CR est en vigueur.

[Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale](#)

tenant compte de l'évolution du calendrier du mécanisme de capacité, que ce volume s'élève plutôt à 2,7 GW qu'à 4,1 GW.

La CRE retient dès lors la répartition de volumes suivante entre les enchères PL-4 et PL-1, pour les différents scénarios.

	C_{ref}	Effacements PL-1	EnR PL-1	Autres PL-1	$C_{ref\ PL-4}$
Décarbonation rapide	91,6 GW	4,4 GW	2,7 GW	0 GW	84,5 GW
Trajectoire intermédiaire	90,5 GW	4,4 GW	2,7 GW	0 GW	83,4 GW
Décarbonation lente	87,9 GW	3,2 GW	2,7 GW	0 GW	82,0 GW

La CRE note que cette répartition des volumes pourra évoluer dans le cadre des prochaines périodes de livraison, notamment afin de tenir compte des retours d'expérience relatifs à la certification effective des exploitants aux différentes enchères.

La CRE note par ailleurs que le chiffrage des volumes de report PL-1 ci-dessus ne correspond pas à une proposition de paramétrage pour l'enchère PL-1 2030-2031. Le paramétrage de l'enchère PL-1 sera issu d'une nouvelle proposition de la CRE fondée sur un nouveau rapport de paramétrage transmis par RTE, et pourra également prendre en compte l'évolution de l'anticipation du besoin au plus proche de la période de livraison, et notamment l'évolution de la consommation ou l'évolution de la contribution transfrontalière. Par ailleurs, ces éléments ne préjugent pas des capacités autorisées ou non à participer à l'une des deux enchères, toutes les enchères étant technologiquement neutres.

S'agissant de la capacité de référence – C_{ref}

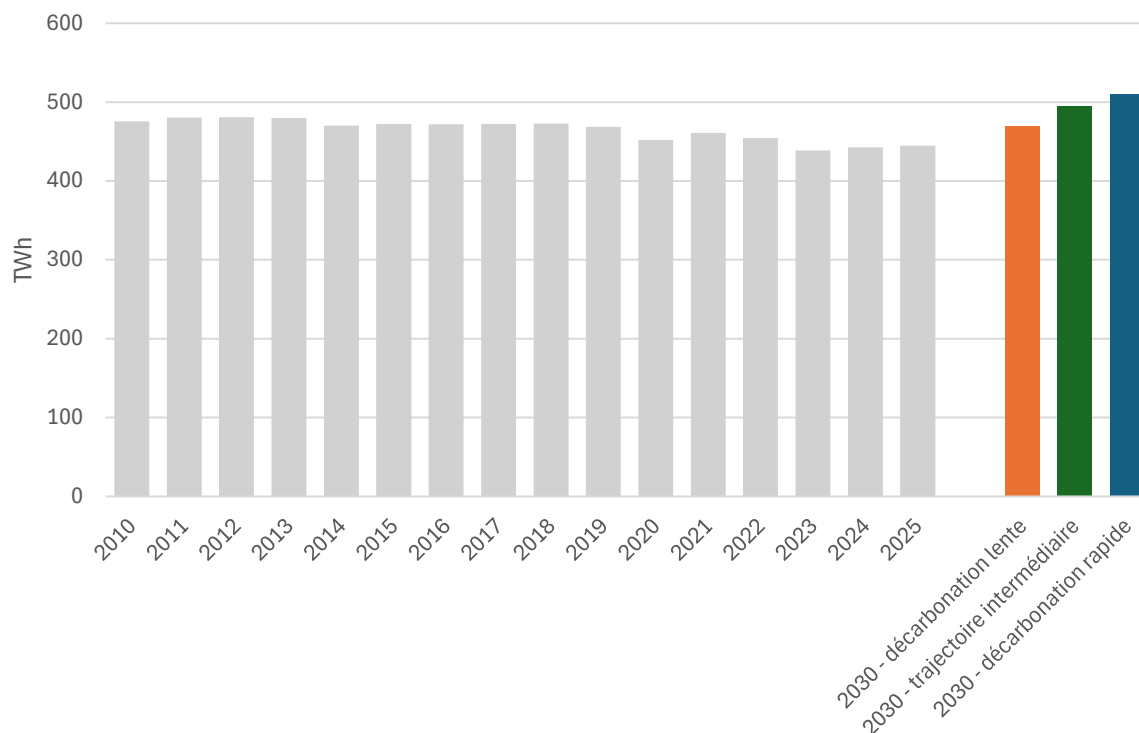
La valeur C_{ref} renvoie de manière schématique à la pointe de consommation hivernale anticipée en France métropolitaine continentale en période de défaillance, diminuée de la contribution des interconnexions. Cette pointe de consommation reflète, d'une part, l'évolution générale de la consommation corrigée des aléas climatique et, d'autre part, la thermosensibilité historiquement forte en France.

A l'horizon de la PL 2030-2031, les scénarios de RTE pour la construction des courbes de demande se différencient notamment par les hypothèses de consommation : 510 TWh de consommation annuelle dans la trajectoire de décarbonation rapide, 495 TWh dans la trajectoire intermédiaire, et 470 TWh dans la trajectoire de décarbonation lente.

La CRE note que la consommation d'électricité (corrigée des aléas climatiques) est relativement stable, voire en légère baisse depuis 2010, et s'établit à 445 TWh en 2025.

La CRE note que l'ensemble des trajectoires retenues par RTE reposent sur une forte hausse de la consommation à horizon 2030 : +2,8 %/an entre 2025 et 2030 dans la trajectoire de décarbonation rapide, +2,2 %/an dans la trajectoire intermédiaire, et +1,1 %/an dans la trajectoire de décarbonation lente.

Figure 5 - Evolution de la consommation corrigée des aléas climatiques



Source : données RTE

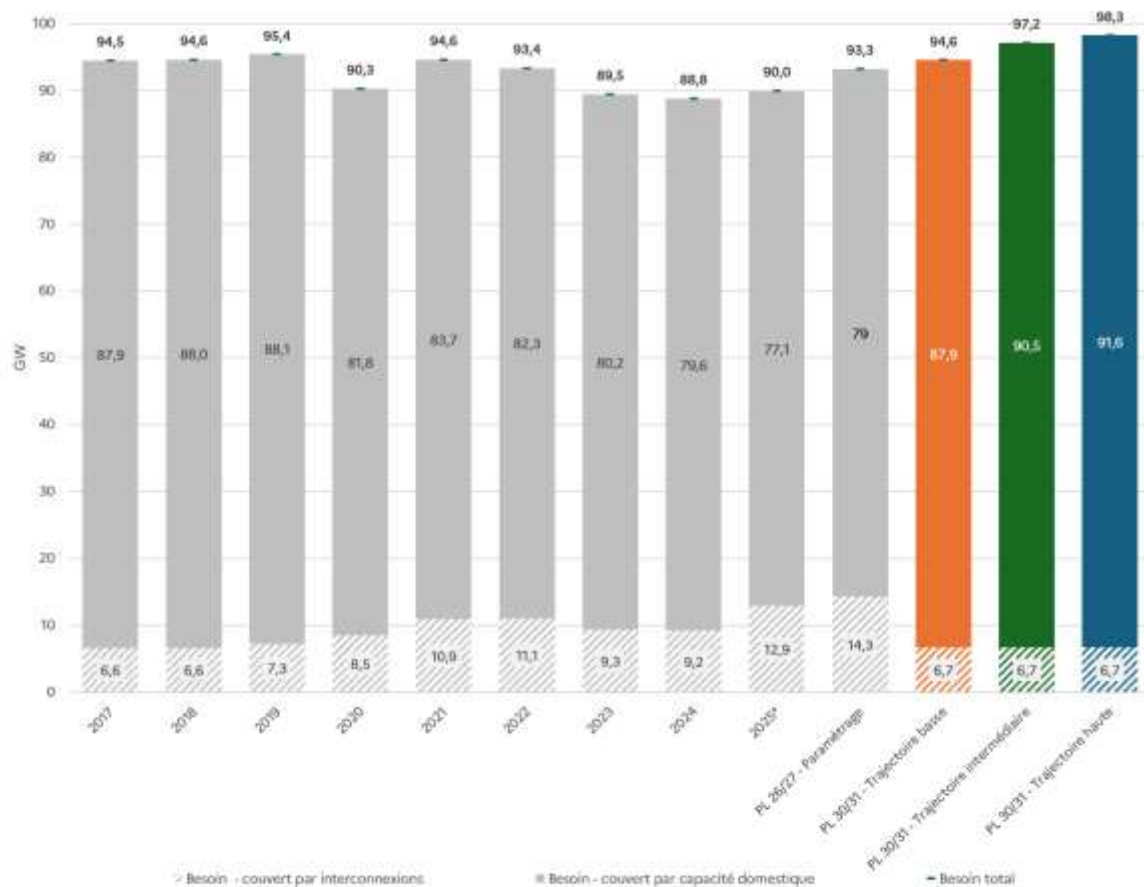
Dans sa proposition pour l'année de livraison 2026-2027 et en l'absence d'indicateurs laissant anticiper une hausse rapide de la consommation corrigée à court terme, la CRE avait retenu, dans une logique de protection du consommateur, une courbe de demande prudente.

Au regard des enjeux d'électrification du système à l'horizon de cette enchère, la CRE considère qu'une logique différente doit être choisie pour l'enchère 2030-2031 et qu'un niveau de demande suffisant doit se matérialiser sur l'enchère PL-4 pour fournir un signal clair aux exploitants.

Toutefois, la CRE note que l'écart de besoin en capacités domestiques entre les trajectoires haute et basse de décarbonation s'élève à 3,7 GW. Cette incertitude liée à l'évolution de la consommation demeure significativement inférieure à celle associée à la contribution des interconnexions, dont le niveau anticipé par RTE a diminué de 7,6 GW entre les périodes de livraison 2026-2027 et 2030-2031 et contribuera fortement à soutenir le parc domestique.

A titre informatif, le graphique ci-dessous présente l'évolution du besoin en capacité ainsi que la part couverte par les interconnexions, pour chaque période de livraison depuis l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité en 2017, ainsi que dans le cadre du paramétrage de la PL 2030-2031.

Figure 6 – Evolution du besoin en capacité, et répartition entre part couverte par les interconnexions et part couverte par les capacités domestiques²¹



Source : CRE – données RTE

S'agissant de la capacité de référence – $C_{ref\ PL-4}$

La proposition de RTE pour la fixation de $C_{ref\ PL-4}$ est comprise entre 79,3 GW à 81,8 GW. Compte tenu de l'ensemble des éléments susmentionnés, dont les volumes susceptibles de pouvoir uniquement participer à l'enchère PL-1 ainsi que les fortes incertitudes entourant l'évolution de la contribution des pays interconnectés, la CRE propose de retenir un volume cible $C_{ref\ PL-4}$ pour l'enchère PL-4 2030-2031 de 82,0 GW.

La CRE propose de retenir un volume cible $C_{ref\ PL-4}$ pour l'enchère PL-4 2030-2031 de 82,0 GW.

La CRE souligne que ce volume de capacité à contractualiser est cohérent avec l'objectif de sécurité d'approvisionnement et les enjeux d'électrification et l'accroissement de la demande associé..

S'agissant du CoNE et du prix plafond global (PPG)

Comme dans le cadre du paramétrage de la PL 2026-2027, la CRE est favorable à l'utilisation des paramètres de sécurité d'approvisionnement structurant calculés en application de la méthodologie de

²¹ Entre 2017 et 2023, le besoin total est calculé sur la base de l'obligation totale calculée par RTE (divisée par le coefficient de sécurité en vigueur). Pour 2024, le besoin est calculé sur la base de la position nette des acteurs obligés. Pour 2025, il est calculé à partir de position avant la dernière enchère de capacité. 2026 n'est pas représentée car uniquement sur janvier-mars. La contribution des interconnexions prend à la fois en compte les contributions implicites et explicites. La contribution des capacités domestiques est obtenue par soustraction du besoin total et des contributions transfrontalières.

l'ACER²² proposés par délibération de la CRE²³ et fixés par arrêté²⁴, que sont le coût d'un nouvel entrant (*CoNE*) et le coût de l'énergie non distribuée (*VoLL*), pour dimensionner la courbe de demande.

Dans une logique de protection des consommateurs, la CRE propose de ne pas réévaluer le PPG à la hausse par rapport à la précédente enchère. La CRE note notamment, au regard des retours de la consultation publique qu'elle a menée²⁵, qu'un niveau de prix plafond global de 72 €/kW (soit 1,2 x *CoNE*) ne semble empêcher aucune capacité existante de couvrir son *missing money*. Par ailleurs, les échanges avec les acteurs indiquent qu'un PPG fixé à 72 €/kW demeure compatible avec la participation de l'ensemble des nouvelles capacités susceptibles d'être proposées lors de cette enchère.

Par ailleurs, la CRE note que les paramètres du critère de sécurité d'approvisionnement structurant susmentionnés, dont le *CoNE*, ont été arrêtés en 2022²⁶. Conformément au code de l'énergie et au droit européen, ces paramètres doivent être mis à jour en 2027²⁷.

S'agissant de l'élasticité

La CRE constate que les valeurs proposées par C_{min} et C_{max} , obtenues par linéarisation de la courbe de gain marginale pour la collectivité de la capacité installée, sont soumises à de nombreuses hypothèses méthodologiques.

Ces hypothèses comprennent notamment le choix de la plage de points utilisée pour la linéarisation de la courbe, la forme de la courbe de référence, ainsi que les contraintes de linéarisation. Ces hypothèses ne sont que partiellement décrites dans le rapport de paramétrage. La CRE note néanmoins que les calculs de RTE dans le cadre du rapport de paramétrage prennent en compte une linéarisation déterminée conjointement à partir de deux segments de droite plutôt qu'un segment, comme proposé par la CRE dans sa proposition de paramétrage.

Elle propose de retenir le calcul d'élasticité de RTE pour cette enchère mais note que la robustesse de cette méthodologie pourrait être améliorée, notamment vis-à-vis du choix de la plage de points utilisée pour la linéarisation de la courbe.

La CRE propose néanmoins deux ajustements pour assurer la cohérence globale du paramétrage :

- la valeur de $C_{min} - C_{ref}$ proposée par RTE pour l'ensemble de la PL reposait sur l'hypothèse d'un PPG fixé à 90 €/kW. Afin d'assurer la cohérence de l'élasticité avec le choix de la CRE de proposer un PPG de 72 €/kW et de conserver la pente de la courbe de demande calculée par RTE, la CRE propose de retenir une valeur de 0,8 GW pour le paramètre $C_{min} - C_{ref}$, au lieu de 2 GW, par simple application d'une règle de proportionnalité.
- la part d'élasticité proposée dès l'enchère PL-4, de 90 % dans le rapport de paramétrage de RTE, repose sur le rapport entre le volume cible de l'enchère PL-4 ($C_{ref\ PL-4}$) et le volume cible de la PL (C_{ref}). En cohérence avec les ajustements apportés par la CRE et présentés plus haut, la CRE propose de retenir une part d'élasticité de 93 % en PL-4.

Par ailleurs, la CRE rappelle que l'élasticité représente l'intérêt pour la collectivité de contractualiser plus (ou moins) de capacité que ce qui est nécessaire pour atteindre strictement le critère de sécurité d'approvisionnement. Afin de respecter ce principe, lors du paramétrage de l'enchère PL-1, les volumes

²² Décision n°23/2020 de l'ACER du 2 octobre 2020 sur la méthodologie de calcul du coût de l'énergie non distribuée, du coût d'un nouvel entrant et de la norme de fiabilité

²³ [Délibération n° 2022-152 de la CRE du 25 mai 2022 portant proposition d'une valeur du critère de sécurité d'approvisionnement électrique pour la France métropolitaine continentale prévu à l'article L. 141-7 du code de l'énergie](#)

²⁴ 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

²⁵ [Consultation publique n°2026-07 de la CRE du 9 avril 2026 relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels](#)

²⁶ [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](#)

²⁷ Article D. 141-12-6 du code de l'énergie ; article 11 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité ; article 9 de la décision n° 23/2020 de l'ACER du 2 octobre 2020 sur la méthodologie de calcul du coût de l'énergie non distribuée, du coût d'un nouvel entrant et de la norme de fiabilité

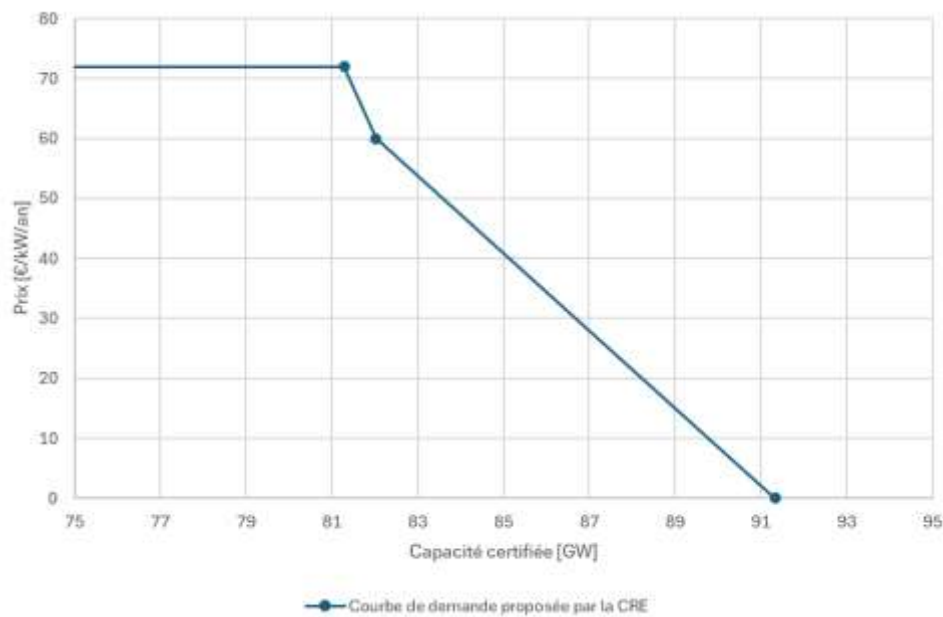
contractualisés en plus (ou en moins) que le niveau $C_{ref\ PL-4}$ grâce à l'élasticité ne doivent donc pas venir en déduction (ou en augmentation) du volume cible de capacité pour atteindre C_{ref} .

6.3. Proposition de la CRE

Sur la base du rapport de RTE, la CRE propose à la ministre une courbe de demande caractérisée par les paramètres suivants.

Paramètre		Proposition de la CRE
$C_{ref\ PL-4}$		82,0 GW
$CoNE$		60 €/kW
Prix plafond global		$1,2 \times CoNE = 72 \text{ €/kW}$
Elasticité	$C_{min\ PL-4}$	$C_{ref} - 0,74 \text{ GW}$
	$C_{max\ PL-4}$	$C_{ref} + 9,3 \text{ GW}$

Figure 8 – Courbe de demande proposée par la CRE pour l’enchère PL-4 2030-2031



Source : CRE, sur la base de données RTE

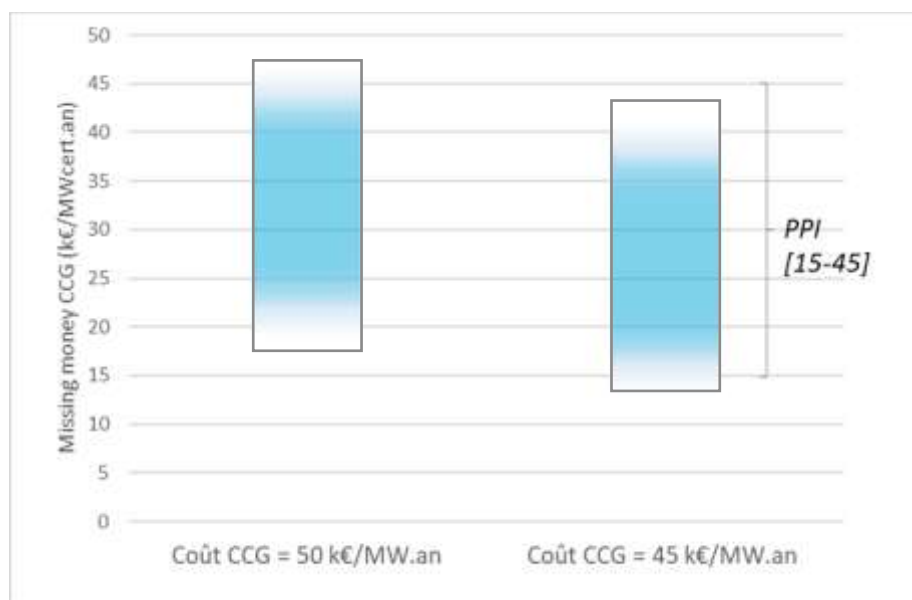
7. Prix plafond intermédiaire

Contenu du rapport de RTE

En cohérence avec la méthodologie de fixation arrêtée dans le cadre du paramétrage de l’enchère PL 2026-2027, RTE propose à la CRE une fourchette de prix plafond intermédiaire fondée sur l’estimation du *missing money* des centrales à cycle combiné gaz (CCG). Cette fourchette repose à la fois sur une évaluation des coûts d’exploitation de ces centrales et sur une analyse de la distribution de leurs revenus futurs.

Ces simulations intègrent plusieurs hypothèses de coûts fixes des CCG, plusieurs macro-hypothèses relatives à l'évolution de la demande (scénarios de décarbonation rapide ou lente) et des prix des commodités. Pour chaque macro-hypothèse, RTE retient une approche prudente vis-à-vis de la couverture des coûts en se basant sur le troisième quantile de la distribution des revenus, ce qui correspond à une probabilité de 75 % pour l'exploitant de couvrir ses coûts.

Figure 9 - Fourchettes de missing money des CCG transmises par RTE



Source : RTE

L'analyse ainsi menée conduit à déterminer une fourchette de *missing money* de 15 à 45 k€/MW/an.

Analyse de la CRE

Pour rappel, la CRE considère le prix plafond intermédiaire comme un outil permettant de contenir le coût du mécanisme de capacité pour le consommateur, sans compromettre la sécurité d'approvisionnement. Dans le même sens, l'Autorité de la concurrence considère que l'introduction d'un PPI permet de limiter les effets d'aubaine pour les exploitants et, *in fine*, de limiter le coût pour le consommateur²⁸.

En cohérence avec son approche générale pour cette enchère et en continuité avec son paramétrage de la période de livraison 2026-2027, la CRE décide de retenir l'ensemble des hypothèses de RTE conduisant au niveau de PPI le plus faible. La CRE propose ainsi de fixer le PPI à 15 €/kW.

Enfin, la CRE rappelle que la méthode de fixation du PPI n'est pas figée dans le temps. La CRE prévoit donc des travaux complémentaires sur la méthode de fixation du PPI dans le cadre des travaux de paramétrage pour les prochaines enchères.

Comme en amont de l'enchère relative à la PL 2026-2027, la CRE examinera avec toute l'attention requise les demandes de dérogation au PPI de façon à permettre aux exploitants de capacités justifiant d'un *missing money* supérieur au PPI de couvrir leurs coûts.

Comme indiqué dans sa délibération n°2026-198 relative à la méthodologie de paramétrage pour la PL 2030-2031, la CRE propose par ailleurs d'accorder une dérogation au PPI aux centrales de cogénération qui en feraient la demande, sous réserve qu'elles ne bénéficient pas d'un dispositif de soutien, notamment de type OA. Les fortes incertitudes pesant sur leurs modèles d'affaires, ainsi que

²⁸ Avis n°25-A-14 de l'Autorité de la concurrence du 12 décembre 2025 concernant un projet de décret relatif au mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité

les perspectives de fermeture à l'horizon 2030 mises en évidence par RTE dans le rapport de paramétrage, témoignent d'un risque significatif de *missing money* pour ces actifs pour la PL 2030-2031. Cet enjeu a d'ailleurs été confirmé par les dossiers de dérogation déposés par les acteurs dans le cadre de la PL 2026/2027. La CRE tient compte du nombre particulièrement élevé de demandes de dérogations de ces exploitants au regard de la capacité certifiée, ainsi que de leur profil spécifique, dont les moyens peuvent être limités au regard du niveau d'exigence associé à la démonstration rigoureuse d'un *missing money* supérieur au PPI.

Proposition de la CRE

La CRE propose à la ministre un PPI de 15 €/kW pour l'enchère PL-4 2030-31.

Enfin, la CRE rappelle que la méthode de fixation du PPI n'est pas figée dans le temps. La CRE prévoit donc des travaux complémentaires sur la méthode de fixation du PPI dans le cadre des travaux de paramétrage pour les prochaines enchères.

8. Paramètres relatifs aux contrats pluriannuels

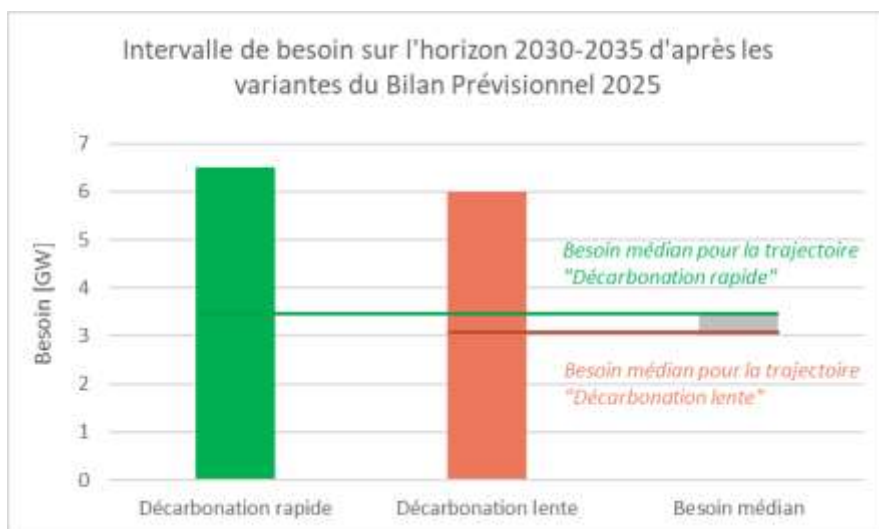
Contenu du rapport de RTE

En cohérence avec la méthode proposée dans son rapport méthodologique complémentaire, RTE calcule le volume maximal de contrats pluriannuels accessibles lors de l'enchère PL-4 2030-2031 à partir du besoin de capacités additionnelles dans les scénarios prospectifs issus du bilan prévisionnel 2025, au-delà de l'horizon correspondant à la période de livraison considérée, soit à horizon 2030-2035. Ce besoin est également calculé dans différents scénarios et variantes étudiés, notamment concernant le rythme de développement des énergies renouvelables, la disponibilité du parc nucléaire ou bien le rythme de développement de la flexibilité.

RTE propose de calculer le plafond du volume de contrats pluriannuels comme la valeur médiane du besoin identifié dans ces variantes. Le besoin médian sur l'horizon 2030-2035 est de 3,5 GW pour la trajectoire « décarbonation rapide » et de 3 GW pour la trajectoire « décarbonation lente ».

RTE précise que ce besoin de capacités additionnelles prend notamment pour hypothèse la fermeture de 3 GW de capacités thermiques, conformément aux hypothèses du bilan prévisionnel 2025. Certaines de ces capacités pourraient faire l'objet d'une prolongation ou d'une conversion, et le besoin additionnel de capacités pourrait être en partie couvert par des capacités existantes réalisant des travaux de prolongation de durée de vie et de conversion.

Figure 10 – Intervalle de besoin sur l'horizon 2030-2035 calculé par RTE



Source : RTE

En cohérence avec la méthode proposée dans le rapport méthodologique complémentaire, RTE calcule également le volume maximal de contrats pluriannuels accessibles aux actifs à stock lors de l'enchère PL-4 2030-2031. RTE propose de plafonner l'accès des actifs de stockage aux contrats pluriannuels afin de limiter les effets d'une éventuelle surestimation de leur coefficient de filière, notamment dans l'hypothèse d'un déploiement plus rapide qu'anticipé des batteries, susceptible de réduire leur contribution marginale à la sécurité d'approvisionnement.

Ce plafond est calibré à partir des volumes de nouvelles capacités de stockage retenues dans le paramétrage, auxquels RTE ajoute une marge destinée à couvrir les incertitudes liées aux effets de cannibalisation de la charge. Pour chaque variante considérée, le plafond repose ainsi sur le volume certifié correspondant aux capacités installées de batteries retenues dans le scénario, augmenté d'une marge équivalente au volume certifié associé à 1 GW de batteries 4 heures installées. RTE propose à ce titre les plafonds ci-dessous.

Variante « batterie »	Plafond sur les contrats pluriannuels accessibles aux actifs à stock [exprimés en GW certifiés]
3 GW	0,5 GW
8 GW	1,2 GW
13 GW	1,7 GW

Analyse de la CRE

S'agissant du plafond sur le volume de contrats pluriannuels accessibles sur l'enchère PL-4 de la PL 2030/2031

La CRE considère que la proposition de paramétrage de RTE permet de limiter l'octroi de contrats pluriannuels à une estimation du besoin maximal de long terme en capacités, en intégrant notamment des hypothèses de fermeture de capacités existantes les plus à risque. Elle estime que cette approche est robuste au regard de l'objectif consistant à limiter l'attribution de contrats pluriannuels au besoin de nouvelles capacités, et qu'elle demeure cohérente avec le périmètre des capacités éligibles. Le plafond est en effet calculé en retenant comme hypothèse la fermeture des capacités les plus exposées au risque de fermeture, c'est-à-dire également les plus susceptibles de solliciter un contrat de long terme afin de financer des travaux de conversion ou de prolongation de durée de vie.

La CRE considère par ailleurs que le paramétrage relatif aux contrats pluriannuels doit être cohérent avec l'ensemble des autres paramètres retenus pour l'enchère. À ce titre, elle propose de retenir la borne basse retenue par RTE, notamment au regard des fortes incertitudes entourant l'évolution du besoin, en particulier s'agissant de la contribution des pays interconnectés.

S'agissant du plafond sur le volume de contrats pluriannuels accessibles aux actifs à stock (hors effacements)

Dans un souci de cohérence avec le reste du paramétrage, et afin de se prémunir contre un risque de surestimation de la contribution des actifs de stockage à la sécurité d'approvisionnement, la CRE considère que le niveau du plafond doit être cohérent avec l'hypothèse retenue en matière de projection de capacités de batteries installées pour le calcul de la certification.

En appliquant la même méthode que celle utilisée par RTE, mais en retenant la variante alternative de 5,5 GW mentionnée par la CRE dans la section 4 de la présente délibération, celle-ci aboutit à un plafond de 0,9 GW pour les actifs à stock hors effacement. Par soustraction, parmi le volume maximal de contrats pluriannuels accessibles aux exploitants, au minimum 2,1 GW sont accessibles uniquement aux capacités créatrices nettes d'énergie selon cette proposition.

Proposition de la CRE

La CRE propose à la ministre les paramètres suivants :

- un plafond sur le volume maximal de contrats pluriannuels de 3 GW ;
- un plafond sur le volume de contrats pluriannuels accessibles aux actifs à stock de 0,9 GW.

Par soustraction, parmi le volume maximal de contrats pluriannuels accessibles aux exploitants, au minimum 2,1 GW sont accessibles uniquement aux capacités créatrices nettes d'énergie dans cette proposition.

Proposition de la CRE

Conformément aux articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie, RTE a, par un courrier daté du 30 juillet 2026 et reçu le 3 août 2026, transmis à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) son rapport de paramétrage du mécanisme de capacité pour la période de livraison 2030-2031.

Sur la base de ce rapport de paramétrage et à travers la présente délibération, la CRE formule à la ministre chargée de l'énergie une proposition de courbe de demande et de paramètres techniques et économiques pour la tenue de l'enchère. Ces éléments sont établis au moyen de la méthodologie proposée par la CRE dans la délibération n°2026-198, sur la base d'un rapport établi par RTE qui lui a également été transmis le 30 juillet 2026, conformément aux articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie. Cette méthodologie doit également être arrêtée par la ministre chargée de l'énergie.

La première enchère de long terme du mécanisme de capacité intervient dans un contexte particulier. L'enchère de long terme 2030-2031 s'inscrit dans une période de transition avec l'ancien mécanisme de capacité, d'apprentissage des acteurs face à des engagements long terme et d'enjeux d'électrification.

Le nouveau calendrier du mécanisme conduit les acteurs à devoir se positionner sur l'hiver 2030-2031 avant même d'avoir pu sécuriser leur contribution pour les hivers 2027-2028, 2028-2029 et 2029-2030. Enfin, la CRE note que RTE n'anticipe qu'un risque modéré concernant la sécurité d'approvisionnement, avec un besoin de nouvelles capacités de 0 à 2,5 GW en fonction des configurations. Compte tenu de ces éléments, des délais d'instruction et de la période d'apprentissage nécessaire à l'ensemble des acteurs, la CRE estime que le paramétrage du mécanisme doit s'appuyer sur une approche prudente en matière de coûts, afin de limiter la charge supportée par les consommateurs, en assurant la sécurité d'approvisionnement et dans un contexte d'électrification et d'augmentation de la demande associée. L'approche retenue pour les prochaines enchères pourra ensuite évoluer, en intégrant la courbe d'apprentissage des acteurs et les enseignements issus des retours d'expérience sur le fonctionnement des enchères que RTE et la CRE vont conduire.

Compte tenu de ce qui précède, la CRE propose à la ministre une courbe de demande pour l'enchère PL-4 2030-2031 caractérisée par une capacité de référence de 82,0 GW.

La CRE propose à la ministre le paramétrage de RTE pour l'ensemble des filières, sauf pour les actifs à stock pour lesquels la CRE propose un paramétrage basé sur une hypothèse de développement des batteries de 5,5 GW en 2030. La CRE propose d'interpoler linéairement les paramètres à partir des coefficients transmis par RTE pour ces deux variantes dans son rapport de paramétrage. Afin de tenir compte des incertitudes entourant les calculs et la méthodologie, notamment en comparant le coefficient de la PL 2026-2027 et celui de la variante 3 GW, la CRE propose d'augmenter la valeur des coefficients filières des batteries de 10 %.

La CRE propose par ailleurs un prix plafond intermédiaire égal à 15 €/kW, permettant de limiter le coût du mécanisme pour les consommateurs et ne compromettant pas la couverture des coûts des capacités existantes dont le *missing money* serait supérieur à cette valeur et qui seront éligibles à une dérogation. La CRE rappelle que la méthode de fixation du PPI n'est pas figée dans le temps. La CRE prévoit donc des travaux complémentaires sur la méthode de fixation du PPI dans le cadre des prochains travaux de paramétrage pour les prochaines enchères.

La CRE propose également à la ministre un plafond sur le volume maximal de contrats pluriannuels de 3GW, ainsi qu'un plafond sur le volume de contrats pluriannuels accessibles aux actifs à stock de 0,9 GW. Par soustraction, parmi le volume maximal de contrats pluriannuels accessibles aux exploitants, au minimum 2,1 GW seront accessibles uniquement aux capacités créatrices nettes d'énergie selon cette proposition.

La liste complète des paramètres techniques et économiques proposés par la CRE est présentée en annexe.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre chargée de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 8 octobre 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe – Proposition de paramétrage du mécanisme de capacité pour la période de livraison 2030-2031

Paramètres de certification

Filière	Coefficient de filière standard pour la PL 2030-31
Nucléaire	0,95
Hydraulique fil de l'eau ²⁹	0,80
Batterie (filière à stock)	0,45
Station de pompage et de turbinage (filière à stock)	0,35
Autres filières certifiées en méthode standard	1,00

Filière	Coefficient de filière normatif pour la PL 2030-31
Hydraulique fil de l'eau ²	0,40
Solaire	0,05
Eolien terrestre	0,15
Eolien en mer	0,30
Autres filières certifiées en méthode normative	1,00

Durée de stock	Coefficient de stock K_j
0 heure	0
0,5 heure	0,13
1 heure	0,25
1,5 heures	0,36
2 heures	0,46
2,5 heures	0,55
3 heures	0,65
3,5 heures	0,71
4 heures	0,78
4,5 heures	0,84
5 heures	0,90
5,5 heures	0,95
A partir de 6 heures	1,00

²⁹ Les actifs de la filière « hydraulique fil de l'eau » peuvent se certifier à la fois en méthode standard et en méthode normative. Si les coefficients diffèrent du fait de la méthode, ils correspondent bien à la même contribution à la sécurité de la d'approvisionnement en moyenne.

Contributions transfrontalières

	Contribution des capacités transfrontalières (MW)
Ensemble des pays interconnectés	6 665
Dont Belgique	15

La contribution transfrontalière de la Belgique est inférieure à 50 MW, ce qui conduit à ne pas ouvrir cette frontière à la participation explicite approfondie pour la période de livraison 2030/2031.

Courbe de demande en capacité

Paramètre		Proposition de la CRE
$C_{ref\ PL-4}$		82,0 GW
$CONE$		60 €/kW
Prix plafond global		1,2 x C_{oNE} = 72 €/kW
Elasticité	$C_{min\ PL-4}$	$C_{ref} - 0,74$ GW
	$C_{max\ PL-4}$	$C_{ref} + 9,3$ GW

Prix plafond intermédiaire

Paramètre	Valeur
Prix plafond intermédiaire	15 €/kW

Paramètres relatifs aux contrats pluriannuels

Paramètre	Valeur
Plafond sur le volume de contrats pluriannuels	3 GW
Plafond sur le volume de contrats pluriannuels accessibles aux actifs à stock (hors effacements)	0,9 GW

Les coefficients de certification planchers correspondent, sur toute la durée du contrat pluriannuel, aux coefficients de certification en vigueur pour l'enchère qui a donné lieu à la contractualisation.