

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

11 juillet – 18 août 2023

Les règles du mécanisme de capacité actuellement en vigueur (dites « v4 ») ont été adoptées par arrêté le 21 décembre 2021¹, après un avis favorable de la CRE en date du 16 décembre 2021².

Le mécanisme de capacité étant une aide d'Etat autorisée par la Commission européenne jusqu'en novembre 2026, la refonte du mécanisme de capacité et son prolongement au-delà de cette échéance, qui implique une nouvelle demande d'autorisation au titre du droit des aides d'Etat, étaient initialement prévue à l'horizon 2025. A l'occasion de diverses instances de concertation³, les pouvoirs publics et RTE ont toutefois réactualisé cette vision en faisant de l'hiver 2026-2027 la nouvelle échéance pour l'entrée en vigueur d'un nouveau mécanisme de capacité, l'année de livraison (AL) 2025 pouvant donc être ouverte sur la base réglementaire du mécanisme actuel.

Les dispositions des règles v4 ne couvrant dès lors – pour les raisons précitées – que les années de livraison de l'actuel mécanisme de capacité, jusqu'à l'AL 2024, elles ne comprennent pas à ce stade de telles dispositions concernant l'AL 2025. Le 22 septembre 2022, RTE et les GRD ont par conséquent annoncé l'ouverture au 1^{er} novembre 2022 de la possibilité de certification pour l'AL 2025, en annonçant la reconduction de certains paramètres définis pour l'AL 2024 et la nécessité – pour ouvrir effectivement les échanges de garanties de capacité pour cette AL – de définir les autres paramètres dans le cadre des études conduites par RTE en vue du prochain Bilan prévisionnel.

Les travaux nécessaires à l'élaboration de ce document – qui portera sur la période 2025-2035 – ont été lancés fin 2022 et ses résultats seront présentés et publiés en septembre 2023. Sans qu'il ne soit toutefois nécessaire d'en attendre la publication effective ou la finalisation de l'intégralité des travaux, RTE est en mesure de présenter dès à présent les propositions de paramètres devant être intégrés dans les règles du mécanisme de capacité. Ces propositions sont résumées au sein de la première partie du présent document de consultation (I.) et détaillées en annexe.

En accord avec les pouvoirs publics, RTE propose par ailleurs de profiter de cette opportunité de modification des règles du mécanisme pour procéder à quelques précisions réglementaires de moindre enjeu. Ces propositions, qui visent essentiellement à clarifier le traitement de certaines situations dont la plupart se sont notamment manifestées dans le contexte de crise des prix de l'énergie rencontré en 2022, sont détaillées au sein de la seconde partie du présent document de consultation (II.).

1

Paramétrage

Définition de différents paramètres relatifs à l'année de livraison 2025

2

Aménagements réglementaires

Précision d'un nombre limité de mesures diverses

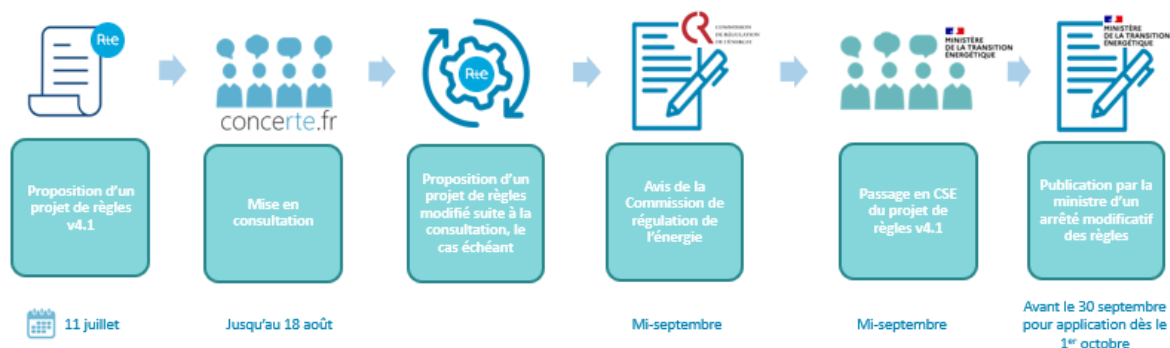
¹ Arrêté du 21 décembre 2021 modifiant les règles du mécanisme de capacité, pris en application des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 décembre 2021 portant avis sur le projet de règles du mécanisme de capacité

³ Réunions de la Commission perspectives système réseau (CPSR) du 15 avril 2022 et du GT Mécanisme de capacité du 22 septembre 2022, notamment.

Cet appel à contributions fait suite à la tenue d'une réunion du GT Mécanisme de capacité en date du 11 juillet 2023, au cours duquel l'ensemble des mesures proposées ont été présentées, ainsi que le calendrier d'adoption proposé pour ce nouveau jeu de règles.

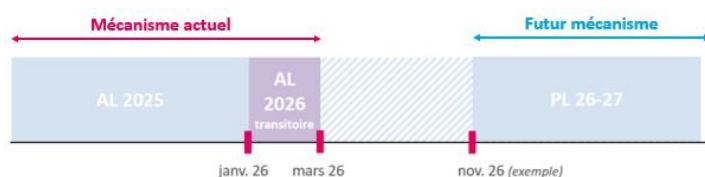
Il est ouvert du 11 juillet au 18 août 2023 – les parties prenantes sont invités à déposer leurs réponses sur www.concerte.fr.



Calendrier d'adoption proposé pour le jeu de règles v4.1

Impact sur le déroulement des enchères pour l'AL 2025. Un calendrier des enchères censées se dérouler en 2023 – quelle que soit l'AL concernée – ayant été défini à la fin de l'année 2022, plusieurs enchères ont d'ores et déjà été planifiées au titre de l'AL 2025. Afin de pallier l'absence de règles v4.1 en vigueur, il a déjà été procédé, en avril 2023 et en accord avec EPEX Spot, à un amendement du calendrier d'enchères pour reprogrammer la première enchère pour l'AL 2025 initialement prévue en juin. Compte tenu des délais réglementaires associés à la modification des règles du mécanisme de capacité, le calendrier réglementaire précité semble difficilement compatible avec la tenue d'une première enchère pour l'AL 2025 dès la mi-septembre, comme le prévoit actuellement le calendrier des enchères. Il est donc proposé de procéder à la suppression – pour l'AL 2025 uniquement – de cette enchère initialement prévue du 11 au 21 septembre 2023 (elle resterait toutefois maintenue pour les échanges de garanties de capacité pour les AL 2022 et 2024) et à un décalage de deux semaines (pour toutes les AL) des enchères prévues du 2 au 12 octobre et du 23 octobre au 2 novembre, de façon à garantir la tenue de ces enchères sur le fondement d'un jeu de règles v4.1 en vigueur, une fois achevées les différentes étapes réglementaires décrites *supra*.

Transition entre l'actuel et le futur mécanisme de capacité. Le choix d'un futur mécanisme de capacité dont les périodes de livraison suivraient la temporalité d'un hiver électrique ayant été privilégié au cours des travaux de refonte, cette décision conduit à devoir organiser les modalités de transition depuis l'actuel fonctionnement « en année civile » et en particulier la « couverture » des premiers mois de l'année 2026. A l'issue d'une réunion du GT Mécanisme de capacité organisée le 13 juin 2023 et de l'instruction de retours des parties prenantes, les pouvoirs publics et RTE ont privilégié une solution visant à préserver le format « standard » de l'AL 2025 et de la faire suivre d'une AL 2026 transitoire et raccourcie aux mois de janvier, février et mars 2026.



Les paramètres et aménagements réglementaires évoqués ci-après sont par conséquent proposés pour une AL 2025 « standard » ainsi que pour une AL 2026 « raccourcie », de façon à tenir compte de cette décision structurante, offrir la meilleure visibilité possible aux acteurs de marché et à engager dans les meilleurs délais la dernière période de fonctionnement de l'actuel mécanisme.

I- Proposition de différents paramètres relatifs à l'AL 2025 et 2026

La proposition de définition des paramètres du mécanisme de capacité pour les AL 2025 et 2026 est détaillée en annexe du présent document de consultation mais une vision synthétique en est présentée ci-dessous. En fonction des retours sur ces propositions, les modifications correspondantes seront intégrées dans le projet de règles soumis à approbation.

Il convient de noter que seuls quatre paramètres (le coefficient de sécurité, le coefficient filière éolien en mer, le prix administré et la contribution des interconnexions) font l'objet de cet exercice de paramétrage réalisé en marge du prochain Bilan prévisionnel. Les autres paramètres du mécanisme (autres coefficients filières, contraintes de stock, vecteur de température extrême) déjà prévus par les règles v4 pour l'AL 2024 sont en effet reconduits pour l'AL 2025, tel que proposé aux acteurs lors de la réunion du GT Mécanisme de capacité du 22 septembre 2022. Leur reconduction pour l'AL 2026 est également proposée.

Paramètre	Valeurs proposées	
	AL 2025	AL 2026
Coefficient de sécurité	0,98	
Contribution globale des interconnexions	11 100 MW	10 100 MW
<i>CORE (Allemagne + Belgique)</i>	4 100 MW	3 400 MW
<i>Espagne</i>	2 100 MW	2 400 MW
<i>Grande-Bretagne</i>	3 500 MW	3 500 MW
<i>Italie</i>	1 400 MW	800 MW
Coefficient filière éolien en mer	0,80	
Prix administré	60 000 €/MW	

Vue d'ensemble des différents paramètres proposés pour les AL 2025 et 2026

Question 1 – Avez-vous des remarques portant sur ces propositions de paramètres ?

II- Aménagements réglementaires et mesures diverses

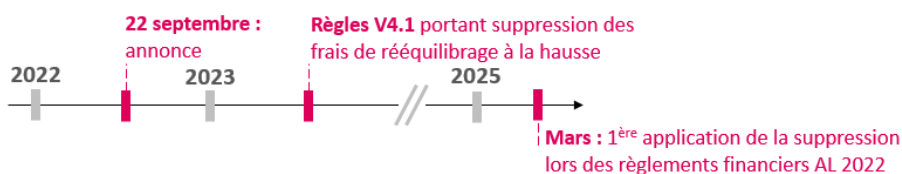
En marge de la définition des paramètres du mécanisme de capacité pour les AL 2025 et 2026, l'évolution des règles constitue également l'opportunité de procéder aux aménagements nécessaires au bon déroulement des processus liés à ces AL ou au traitement de certaines situations s'étant récemment produites.

1. Suppression des frais de rééquilibrage à la hausse pour l'AL 2022 et 2023

Dans le contexte de crise énergétique et en amont de la publication de ses analyses quant au passage de l'hiver 2022-2023, RTE avait organisé à l'été 2022 une consultation « flash » pour identifier les leviers de facilitation du passage des hivers à venir et des modifications concernant le mécanisme de capacité ont dans ce cadre été suggérées par les acteurs.

Parmi les modifications suggérées, RTE avait proposé, à l'occasion d'une réunion d'information du GT Mécanisme de capacité le 22 septembre 2022, de retenir celle consistant à supprimer les frais de rééquilibrage à la hausse pour les AL 2022 et 2023, afin de ne pas pénaliser les éventuelles améliorations de disponibilité des capacités dans un contexte de tension sur la sécurité d'approvisionnement, sur le modèle des dispositions prises à titre exceptionnel en 2020 pour pallier les difficultés liées à la crise sanitaire.

RTE avait en outre proposé de n'inscrire cette mesure dans les règles qu'à la faveur de leur prochaine révision, en 2023, afin d'en rationaliser les versions tout en favorisant dès l'hiver 2022-2023 les actions d'amélioration de la disponibilité des exploitants. Un tel délai était notamment rendu possible par le fait que les frais de rééquilibrage ne sont en pratique appliqués qu'à l'occasion des règlements financiers pour une AL donnée et n'auraient eu donc eu vocation à s'appliquer, dans le cas de l'AL 2022 par exemple, qu'en mars 2025.



Les évolutions réglementaires correspondantes sont proposées aux articles 4.4.8 et 4.5.9 des règles.

2. Ajustement du calendrier des rééquilibrages de l'obligation d'achat

L'article 7.6.3.2.6.2 des règles du mécanisme actuellement en vigueur prévoit que le responsable de périmètre de certification (RPC) d'une EDC sous obligation d'achat effectue une actualisation des paramètres de l'EDC tous les deux mois et, le cas échéant, un rééquilibrage. En pratique, compte tenu de la charge opérationnelle associée pour certains RPC, qui peuvent simultanément faire face à des phénomènes de sorties anticipées d'obligation d'achat, et pour les gestionnaires de réseaux, qui peuvent faire face à des pics de charge à certaines périodes de l'année, les délais liés aux demandes de rééquilibrage prennent souvent plus de 2 mois. Il est par conséquent proposé d'allonger d'un mois la fréquence à laquelle le RPC d'une EDC sous obligation d'achat effectue une actualisation des paramètres de l'EDC.

Les évolutions réglementaires correspondantes sont proposées à l'article 7.6.3.2.6.2 des règles.

3. Encadrement réglementaire des sorties anticipées de régimes d'obligation d'achat

De nombreuses résiliations anticipées de contrats d'obligation d'achat liant des producteurs d'électricité et EDF OA, liées au contexte de crise des prix de l'énergie, ont pu être observées au cours de l'année 2022. Contrairement au cas des résiliations contractuellement prévues, le mode de gestion de ces résiliations anticipées n'est pas encadré dans les règles actuelles du mécanisme de capacité. Afin de tenir compte de cette situation inédite et limiter les conséquences financières de ces résiliations pour le consommateur final, la CRE a demandé à RTE d'accorder à EDF OA, en urgence et à titre strictement dérogatoire, des modalités de rééquilibrages exceptionnelles au titre de l'AL 2022.

Afin de prévenir la survenue de telles situations à l'avenir, la CRE et RTE proposent de prévoir des modalités spécifiques à ce cas de figure au sein des règles du mécanisme, de façon à éviter toute conséquence financière au titre du mécanisme de capacité qui résulterait pour l'organisme chargé d'obligation d'achat d'une résiliation anticipée.

Lesdites modalités consisteraient à ce que, dans le cas d'une résiliation anticipée d'un contrat d'obligation d'achat, le nouveau RPC dépose, en anticipation, une demande de certification des sites concernés par la résiliation anticipée. Par dérogation aux principes et au fonctionnement standards du mécanisme, RTE accepterait alors – sous réserve de sa conformité aux règles – la demande de certification de ces sites, qui se trouveraient alors momentanément certifiés au sein du périmètre de deux RPC. Le nouveau RPC de ces sites, à qui serait délivré un volume de garanties de capacité correspondant au volume certifié, serait alors tenu de céder sous cinq jours ouvrés ces garanties de capacité à l'acheteur obligé ou à l'organisme agréé, à prix nul, qui devrait alors déposer une demande de rééquilibrage à la baisse puis, une fois celui-ci accepté, restituer les garanties sous cinq jours ouvrés également auprès de RTE. Ce rééquilibrage à la baisse serait réalisé de façon gratuite : concrètement, une possibilité de recourir à un « ticket » de rééquilibrage gratuit dans ce cas de figure très spécifique serait introduite.

Les évolutions réglementaires correspondantes sont proposées aux articles 7.4.7.3.2.3 et 8.4.2.2 des règles.

4. Ajustement du calendrier des règlements financiers

L'article 5.2.4 des règles du mécanisme actuellement en vigueur prévoit que la date limite de cession de garanties de capacité au titre d'une AL donnée est le 15 mars AL+3. L'article 5.4.1 fixe quant à lui au 20 mars AL+3 la date limite de mise à disposition du règlement financier relatif aux rééquilibrages des acteurs obligés et des RPC au titre de l'AL.

Les règles actuellement en vigueur organisent ainsi un délai très court, limité à cinq jours calendaires, pour procéder au calcul et à la notification des écarts entre l'obligation de chaque acteur obligé et la somme des garanties de capacité qu'il détient à l'issue de la période de cession. Or, en pratique, il peut s'avérer complexe de se conformer à ce délai, notamment lorsque, comme ce fut le cas en 2023, un nombre moindre de jours ouvrés est compris dans ce délai de cinq jours calendaires⁴.

Il est par conséquent proposé d'indiquer au sein des règles qu'à compter de l'AL 2022, la date limite de mise à disposition du règlement financier relatif aux rééquilibrages des acteurs obligés et des RPC

⁴ A titre d'exemple, en 2023, ce délai a été interrompu par un week-end qui a réduit à trois le nombre de jours ouvrés durant lesquels les calculs et les notifications pouvaient être réalisés.

est la plus tardive des deux dates entre le 20 mars AL+3 et cinq jours ouvrés après la date limite de cession de garanties de capacité pour une AL donnée.

Par cohérence, il est également proposé d'instaurer un délai d'un mois entre cette date limite de mise à disposition du règlement financier et la date limite des règlements financiers versés par les acteurs obligés et les RPC au titre de leurs écarts négatifs pour une AL donnée, en lieu et place de la date fixe actuellement prévue par l'article 5.4.2 des règles.

Les évolutions réglementaires correspondantes sont proposées aux nouveaux articles 4.4.8, 4.4.9, 4.5.7, 4.5.8, 4.6.5, 4.6.6, 4.7.6, 4.7.7, 4.8.13 et 4.8.14.

Il convient de noter qu'au cours de la concertation menée fin 2022, une possibilité de faire évoluer les échéances de règlements financiers au titre de l'AL 2025 pour profiter de la fusion des processus de Recoflux et Recotemp a été présentée aux acteurs. Les acteurs n'ont pas exprimé un fort avis en faveur ou en défaveur de cette proposition mais ont souhaité conserver un principe de notification de valeurs estimées afin de permettre des contestations avant les notifications définitives.

L'intérêt principal de ces propositions reposait dans le fait d'accélérer significativement les règlements financiers du mécanisme de capacité en supprimant l'étape de calcul et de notification de valeurs estimées et pour permettre directement une notification définitive (la possibilité de contester cette valeur étant préservée). Or, l'intérêt de cette évolution se révèle largement amoindri, sur le plan opérationnel comme sur le plan du gain temporel, si l'étape « estimée » était préservée. La véritable accélération qu'aurait permise cette évolution n'étant pas souhaitée par les acteurs, RTE et les pouvoirs publics proposent de maintenir un *statu quo* et de ne pas prendre le risque de complexifier outre mesure le mécanisme pour un gain au demeurant limité.

En revanche, pour tenir compte du lancement d'une AL 2026 raccourcie, assurer un débouclage financier anticipé de l'actuel mécanisme et réduire la durée de superposition de l'actuel mécanisme et de son successeur, il est proposé de procéder à la définition d'échéances spécifiques pour l'AL 2026 en alignant toutes les échéances réglementaires postérieures à l'AL sur le calendrier de celles correspondant à l'AL 2025. Concrètement, il s'agirait de notifier un NCE estimé pour l'AL 2026 au 30 juin 2026 (soit le 30 juin AL) et une obligation estimée au 31 décembre 2026 puis de notifier des valeurs définitives au 1^{er} mars 2028 (soit le 1^{er} mars AL+2) et enfin d'avancer d'un an les dates de règlement financier en conséquence.

Les évolutions réglementaires correspondantes sont proposées aux articles 4.8.7, 4.8.8, 4.8.9, 4.8.10, 4.8.11 et 4.8.12.

5. Gestion des sommes exceptionnellement recouvrées après la clôture d'une AL

En l'état et sous réserve de l'évolution proposée au paragraphe précédent, l'article 5.4.2 des règles du mécanisme actuellement en vigueur fixe au 20 avril de l'année AL+3 la date limite des règlements financiers versés par les acteurs obligés et les RPC au titre de leurs écarts négatifs pour une AL donnée. Toutefois, les règles du mécanisme n'organisent pas la situation où, pour des raisons diverses pouvant par exemple tenir à la défaillance ou de liquidation judiciaire d'un acteur obligé ou d'un RPC, les sommes dues ne seraient pas versées à RTE dans les délais prévus réglementairement, avant la clôture de cette AL.

Si les flux financiers du mécanisme sont usuellement conçus de façon à permettre un reversement des écarts négatifs aux acteurs en écarts positifs, une telle solution ne semble pas pouvoir être privilégiée dans le cas de sommes qui seraient versées tardivement. Dans certains cas, ces versements tardifs pourraient en effet intervenir plusieurs mois, voire plusieurs années, après les délais réglementaires et les écarts positifs auraient déjà été bonifiés à hauteur des autres écarts négatifs perçus.

Il est par conséquent proposé que ce reversement soit inscrit au compte de régularisation des charges et profits (CRCP) du TURPE, de façon à être restitué aux utilisateurs du réseau de transport, lesquels sont par ailleurs ceux auxquels un écart négatif a pu risquer de causer un préjudice.

Les évolutions réglementaires correspondantes sont proposées à l'article 8.6.

6. Précision de certaines dates concernant les AL 2025 et 2026

• *Précision de la durée de l'AL 2026*

Compte tenu de la solution plébiscitée – évoquée *supra* – quant à la transition entre l'actuel et le futur mécanisme de capacité, il est proposé d'inscrire dans les règles le format spécifique applicable, à titre dérogatoire, à l'AL 2026 (période de trois mois composée d'une seule période « PP »).

• *Date de début de la demande de certification*

L'article 5.3.1 des règles prévoit par principe que la date de début de demande de certification d'une capacité existante pour une AL est le 1^{er} janvier AL-4.

Compte tenu du contexte spécifique lié à l'ouverture des AL 2025 et 2026 évoqué *supra*, le respect de cette date n'a pu être assuré et, afin de permettre au plus tôt la certification des capacités pour l'AL 2025, la possibilité d'y procéder a, comme indiqué précédemment, été ouverte le 1^{er} novembre 2022.

Il est par conséquent proposé d'inscrire rétroactivement cette date au sein des règles afin d'entériner cette décision, d'une part, et d'y inscrire en outre au 1^{er} novembre 2023 l'ouverture de la certification au titre de l'AL 2026, d'autre part.

• *Date d'ouverture des échanges de garanties de capacité*

L'article 4.7.4 des règles fixe respectivement au 1^{er} décembre 2024 et au 1^{er} décembre 2025 la date de début de la période d'échanges de garanties de capacité pour l'AL 2025 et l'AL 2026. A l'instar de nombreuses dates fixées dans les règles, il s'agit d'une date « par défaut », définie au lancement de l'actuel mécanisme et ayant vocation à être révisée au fil des ouvertures successives des AL.

Ainsi qu'indiqué *supra*, le présent appel à contributions proposant la définition de l'ensemble des paramètres nécessaires à l'ouverture des échanges et le calendrier d'adoption évoqué précédemment permettant une entrée en vigueur des règles au 29 septembre 2023 au plus tard, il est proposé de fixer la date de début de la période d'échanges pour l'AL 2025 au 1^{er} octobre 2023 et au 1^{er} janvier 2024 pour l'AL 2026.

• *Date limite de demande de certification des capacités de production et d'interconnexion*

En l'état, les règles actuellement en vigueur fixent la date limite de certification pour les capacités de production en service au 31 octobre 2023 et au 31 octobre 2024 pour les capacités d'effacement pour l'AL 2025 comme pour l'AL 2026. La date limite de certification des interconnexions est quant à elle fixée au 31 juillet 2022 (et, du fait d'une coquille au sein des règles, au 16 janvier 2022 pour l'AL 2026).

Afin de tenir compte du décalage lié à la définition tardive des paramètres, il est proposé de laisser inchangée la date limite de certification des capacités d'effacement mais de repousser au 1^{er} janvier 2024 la date applicable aux capacités de production et d'interconnexion pour l'AL 2025. De la même façon, s'agissant de l'AL 2026, sans modifier la date « nominale » du 31 octobre 2025 applicable aux capacités d'effacement, la date applicable aux capacités de production et d'interconnexion serait quant à elle fixée au 1^{er} septembre 2024.

Les évolutions réglementaires correspondantes sont proposées aux articles 4.7.1, 4.7.2, 4.7.4, 4.7.5, 4.7.6, 4.8.1, 4.8.2, 4.8.3, 4.8.4 et 4.8.6.

7. Ajout du cas des interconnexions dérogatoires au régime applicable aux exploitants concernant l'impact d'indisponibilités RPT sur le NCE

Le NCE d'une EDC certifiée selon la méthode de calcul basé sur le réalisé est calculé par RTE sur la base des paramètres effectifs calculés à partir des paramètres et des données collectées et contrôlées, et en neutralisant l'impact d'une indisponibilité fortuite du réseau auquel est raccordé tout ou partie de l'EDC, ou d'un engagement contractuel visant à limiter l'accès d'une capacité certifiée au sein de l'EDC au réseau auquel elle est raccordée.

L'adoption des règles v4 a en effet été l'occasion d'organiser la neutralisation – dans le cadre du mécanisme de capacité – des impacts de la contractualisation d'un accord en amont du J-1. Les journées PP2 concernées par un tel accord – qui entraîne une indisponibilité du réseau public de transport, et, par voie de conséquence, de la capacité en cause – sont ainsi exclues du calcul du NCE des EDC concernées.

Ces dispositions étant insérées aux articles 7.9.9 et B.4.2 des règles actuellement en vigueur, elles s'appliquent à l'ensemble des capacités certifiées selon la méthode de calcul basé sur le réalisé ou selon la méthode normative mais leur champ d'application ne concerne pas, à ce stade, le cas des interconnexions dérogatoires.

Il est par conséquent proposé d'étendre l'application de ces principes aux interconnexions dérogatoires, en tenant compte de la spécificité de ces actifs par rapport à des capacités de production ou d'effacement et notamment des conséquences d'un calcul de capacité d'échanges transfrontaliers.

S'agissant de la frontière franco-britannique, qui est la seule à ce jour qui comporte une interconnexion dérogatoire, une méthodologie de calcul de capacité long-terme spécifique a été développée et approuvée en 2022 par la CRE⁵ pour définir des conditions d'échange sur cette frontière suite au Brexit : elle peut conduire à réductions de NTC pour les jours où RTE a planifié des indisponibilités critiques sur le réseau français amont pour des opérations de maintenance. Concrètement, pour une année A donnée, RTE est amené à établir un « profil de capacité » sur la frontière en garantissant de façon ferme, dès le mois de février de l'année A-1, un pourcentage de la capacité totale aux interconnexions, et procède par la suite, en septembre de l'année A-1, un premier calcul de capacité définissant le niveau de capacité disponible entre le niveau garanti dès le mois de février et la capacité totale de l'interconnexion en fonction des maintenances prévues sur le réseau français amont.

⁵ Délibération n°2022-67 de la CRE du 8 mars 2022 portant approbation de la méthodologie de calcul de capacité long terme intérimaire à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne

Les mesures proposées au sein du jeu de règles v4.1 visent par conséquent à insérer au sein des règles le principe d'une exclusion du calcul du NCE de ces interconnexions :

- des pas de temps durant lesquels la NTC de l'interconnexion est affectée par une indisponibilité fortuite du réseau public de transport français ;
- des pas de temps durant lesquels la NTC de l'interconnexion est affectée par une modification de capacité, après la publication des résultats du calcul de capacité annuel au 30 septembre AL-1. Il s'agit *in fine* de neutraliser l'impact d'une indisponibilité du réseau public de transport français (si elle se produit après le calcul de capacité annuel) sur la disponibilité de l'interconnexion lors des jours PP2.

Les évolutions réglementaires correspondantes sont proposées aux articles B.4.4 et B.4.4.2.

8. Aménagement des limites d'émissions de CO₂ pour la participation au mécanisme

- *Organisation de la dérogation prévue par la méthodologie ACER idoine*

En application de la réglementation européenne et nationale et après concertation des acteurs de marché, des limites d'émissions de CO₂ ont été introduites dans les règles de fonctionnement du mécanisme de capacité à la faveur de l'entrée en vigueur des règles v4.

A des fins d'harmonisation et de simplification du calcul pour les acteurs, RTE a mis à disposition sur son Portail Services un fichier de calcul des émissions de CO₂ qui constitue une pièce justificative obligatoire devant être fournie pour toute demande de certification. Conformément au souhait des acteurs lors de la concertation de ces mesures, il applique les principes méthodologies définis par l'opinion n°22/2019 du 17 décembre 2019 de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Conformément à cette dernière, il permet en particulier aux exploitants de sélectionner plusieurs paramètres et notamment la profondeur d'historique (jusqu'à 3 ans) pour le calcul des émissions annuelles des capacités.

Afin de préciser le cadre applicable et de privilégier une mention explicite au sein des règles plutôt qu'un renvoi à la méthodologie précitée, il est proposé de préciser au sein des règles qu'à titre exceptionnel, pour les seules AL 2025 et AL 2026 raccourcie, un exploitant dont la capacité ne respecterait pas ces seuils au moment du dépôt de la demande de certification peut joindre à sa demande un *plan de conformité* attestant que ladite capacité les respectera au début de la période de livraison au plus tard (cela peut par exemple prendre la forme d'un engagement à ne pas excéder un certain nombre d'heures de fonctionnement pendant l'AL concernée) et en justifier *ex post*, à l'issue de l'AL, sous peine de voir son NCE abattu. L'exploitant pourrait, au sein de sa justification *ex post*, exclure – dans sa justification *ex post* du respect de la limite d'émissions annuelles – les pas de temps sur lesquels les actifs concernés ont fait l'objet d'une activation par RTE pour cause réseau ou au travers d'offres exceptionnelles sur le mécanisme d'ajustement.

- *Exemption d'un RPC pour lequel l'accès aux données nécessaires dépend d'une tierce personne*

Conformément au code de l'énergie, l'obligation de justifier du respect des limites d'émissions de CO₂ s'applique à l'ensemble des capacités relevant des filières non exemptées, dont la liste est précisée à l'article D. 335-24-1 dudit code. Chaque RPC est ainsi tenu de renseigner les informations nécessaires à la justification du respect des limites d'émissions applicables.

Toutefois, certains cas de figure très spécifiques – en particulier lorsqu’il est dépositaire d’une obligation de service public dont la réalisation implique la certification d’installations détenues par des acteurs tiers – peuvent conduire un RPC à ne pas disposer des informations nécessaires à cette justification ni des moyens de s’assurer de l’exactitude et de la qualité de ces informations, celles-ci dépendant d’une collecte auprès d’acteurs tiers. Dans une telle situation, le RPC n’est donc pas en capacité de remplir le fichier de calcul précité qui est pourtant nécessaire pour solliciter la certification d’une installation et, dès lors, s’en voit refuser la certification.

Il est par conséquent proposé de procéder à une modification des règles du mécanisme de capacité pour prévoir la possibilité de dispenser un acheteur obligé de justifier du respect de ces limites d’émissions de CO₂ lorsque l’accès aux données nécessaires dépend d’une tierce personne morale et lorsque cet état de fait est constaté par RTE, sur sollicitation de l’acheteur obligé.

Les évolutions réglementaires correspondantes sont proposées aux articles 4.7.9, 4.8.15 et 7.4.3.1.

9. Modification du calcul du gradient de thermosensibilité afin de prendre en compte l’impact d’un parc évolutif en cours d’AL

Pour le calcul du NCE des EDC thermosensibles, l’article B.4.2.1.2 des règles actuellement en vigueur prévoient le calcul d’un gradient de thermosensibilité selon une méthode décrite à l’article B.4.2.1.3.

En l’état, cette méthode ne distingue pas entre une augmentation de la puissance disponible qui serait due à la thermosensibilité ou à un ajout de sites à l’EDC en cours d’AL du fait d’un parc de clients évolutif. Les différents points qui composent le gradient utilisé ne sont par ailleurs pas normalisés par la capacité réellement disponible à date, ce qui nuit à la robustesse du calcul de la puissance disponible effective.

Sans amender les modalités de calcul de la puissance disponible effective elle-même, il est par conséquent proposé de faire évoluer le calcul du gradient : celui-ci ne serait plus construit sur la base de valeurs brutes de puissance disponible contrôlée lors des jours PP2 mais d’une puissance disponible contrôlée « normalisée » par l’application d’un coefficient pondérateur (u) pour chaque jour PP2 en fonction de la puissance disponible ce jour-là.

Les évolutions réglementaires correspondantes sont proposées à l’article B.4.2.1.3.

10. Correction d’erreurs typographiques

RTE propose enfin de corriger quelques coquilles et erreurs typographiques figurant dans les règles en l’état, et notamment la réorganisation des filières de certification (article 7.1.2.5).

Question 2 – Avez-vous des remarques portant sur ces propositions d’évolutions réglementaires ?

ANNEXE

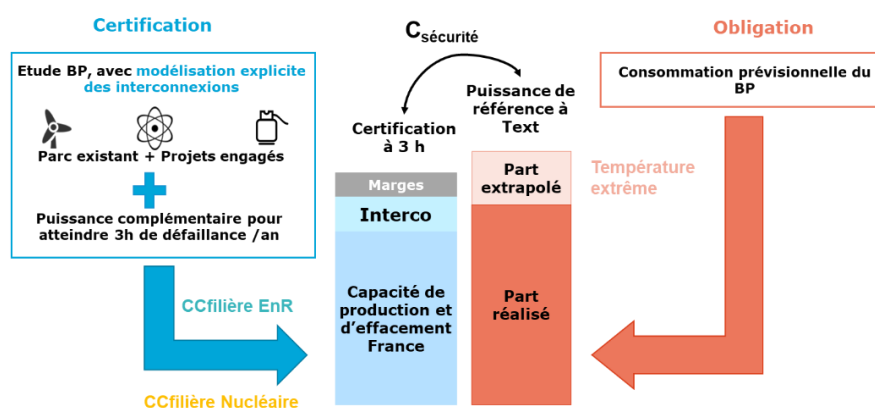
Proposition de modification des paramètres du mécanisme de capacité pour les AL 2025 et 2026

Le fonctionnement du mécanisme de capacité actuellement en vigueur en France repose sur un ensemble de paramètres techniques qui interviennent dans les calculs relatifs à l'obligation de capacité et la certification des capacités. Les valeurs associées à ces paramètres sont estimées pour assurer (i) la cohérence entre le dimensionnement de l'obligation de capacité et l'objectif de sécurité d'approvisionnement⁶, (ii) la juste allocation des garanties de capacité aux différentes ressources (capacités de production, d'effacement, d'interconnexion) à hauteur de leur contribution effective à la sécurité d'approvisionnement (en fonction de leurs contraintes, profils de disponibilité) et (iii) la juste allocation de l'obligation de capacité entre les différents consommateurs (via leurs fournisseurs) à hauteur des besoins de capacité qu'ils génèrent.

Les principaux paramètres sont :

- Le coefficient de sécurité (qui assure la cohérence entre le niveau des obligations de capacité et le niveau de garanties de capacité attribué au parc de référence) ;
- La température extrême (qui permet de simuler le niveau de la consommation en cas de vague de froid) ;
- Les abaques K_{JAL} et K_{HAL} (qui définissent les abattements à appliquer sur le niveau de certification pour les capacités ayant des contraintes de stock) ;
- Les coefficients « filières » (qui définissent les abattements à considérer sur la puissance disponible de certaines filières, pour prendre en compte l'écart entre leur puissance disponible pendant les périodes PP2 et leur contribution réelle à la réduction du risque de défaillance) ;
- Les contributions transfrontalières (qui définissent le volume de garanties de capacité correspondant à la contribution des différentes frontières).

Avec le prix administré, les paramètres font partie intégrante des règles du mécanisme. A ce titre et conformément aux articles R. 335-2 et R. 335-9 du code de l'énergie et à l'article 3.2.1.3 des règles, RTE est en charge, après concertation avec les parties prenantes, d'en proposer les évolutions à la Commission de régulation de l'énergie pour avis et au ministre chargé de l'énergie pour approbation.

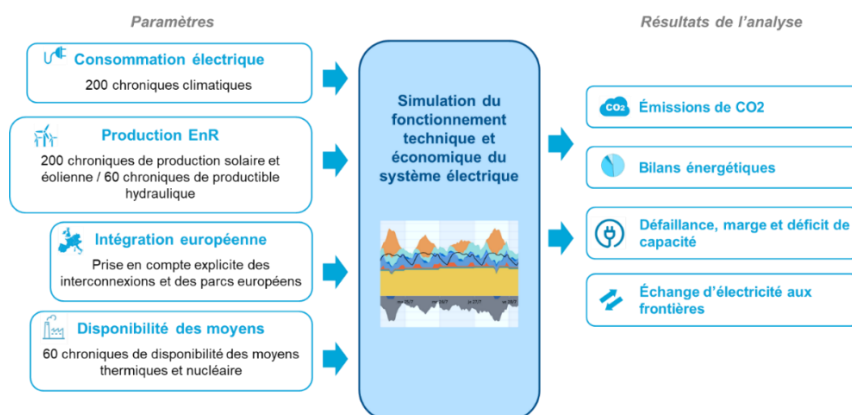


⁶ De sorte que, si le système électrique respecte strictement le critère de sécurité d'approvisionnement, alors le nombre de garanties de capacité en circulation est égal à la somme des obligations.

Les analyses de RTE se sont concentrées sur les paramètres du mécanisme susceptibles d’avoir évolué depuis le dernier exercice d’estimation des paramètres réalisé sur la base du Bilan prévisionnel 2021. Il s’agit des paramètres qui permettent d’assurer la cohérence avec le critère de sécurité d’approvisionnement visé⁷ : le coefficient de sécurité, le coefficient de la filière éolien en mer, le prix administré et les contributions transfrontalières. La révision des autres paramètres (autres coefficients filières, contraintes de stock, vecteur de température extrême) ne présente pas d’enjeu particulier car les hypothèses conditionnant ces paramètres n’ont pas été significativement modifiées entre les BP 2021 et 2023. Ils ne font dès lors pas l’objet d’une proposition de révision par RTE et la reconduction de leurs valeurs respectives déjà prévus par les règles pour l’AL 2024 est proposée pour l’AL 2025 et l’AL 2026, tel que proposé lors de la réunion du GT Mécanisme de capacité du 22 septembre 2022.

Le calcul des paramètres du mécanisme de capacité s’effectue sur la base de simulations de l’équilibre offre-demande : les différents paramètres sont estimés sur la base de la simulation du fonctionnement du système électrique lors des périodes de défaillance modélisées ainsi que les jours PP1 (pour la consommation) et PP2 (pour la disponibilité des capacités) modélisés.

L’ensemble des hypothèses considérées ici sont celles qui sous-tendent la conception du Bilan prévisionnel 2023 dont la publication est prévue pour le mois de septembre 2023. Ces études sont des études d’adéquation probabilistes intégrant les aléas qui pèsent sur le système électrique. Elles prennent en compte l’interconnexion de la France avec les pays européens, plusieurs chroniques de disponibilité des différents parcs ainsi que plusieurs scénarios climatiques. Ces études et les hypothèses sous-jacentes sont établies en concertation avec les parties prenantes en France au sein de la Commission perspectives système et réseau (CPSR) du CURTE et avec la contribution des autres gestionnaires de réseau de transport européens (notamment pour établir les hypothèses de référence sur l’évolution des parcs de production et la consommation dans les autres pays européens).



Représentation simplifiée des analyses réalisées dans le cadre du Bilan prévisionnel

1. Coefficient filière éolien en mer

Comme pour l’éolien terrestre, les règles prévoient d’ores et déjà un coefficient filière pour la filière éolien en mer qui, à l’instar d’autres dates ou paramètres fixés dans les règles, a été défini à une valeur

⁷ En application de l’article D.141-12-6 du code de l’énergie, le critère de sécurité d’approvisionnement actuellement en vigueur est de 3 heures de défaillance en espérance annuelle.

« par défaut » au lancement de l'actuel mécanisme⁸ et a vocation à être reprecisé en fonction de l'évolution du contexte. Ce paramètre n'a pas encore été utilisé en pratique.

Il est en pratique calculé, pour les filières non pilotables, en estimant le *capacity credit*⁹ (c'est à dire le rapport entre la contribution d'un moyen théorique « parfait » et la contribution estimée de la filière à la réduction de la défaillance) puis en le normalisant par le facteur de charge simulé sur les heures PP2.

La perspective de mise en service des premiers parcs éolien en mer et en particulier celle, effective depuis la fin de l'année 2022, du parc de Saint-Nazaire a toutefois justifié de réactualiser ce paramètre pour anticiper les certifications correspondantes.

L'analyse des simulations du fonctionnement du système électrique pour les AL 2025 et 2026 mais également – par exception aux autres paramètres étudiés par le présent document – des rejeux menés pour les AL 2023 et 2024 réalisée par RTE a mis en valeur que le *capacity credit* de la filière était inférieur à 1 et a permis de l'estimer à 0,8 : c'est cette valeur que RTE propose de retenir pour les AL 2025 et 2026 mais également, comme le permet l'article B.1.5.3 des règles, pour les AL 2023 et 2024.

	AL 2022	AL 2023	AL 2024	AL 2025 (standard)	AL 2026 (raccourcie)
Coef. filière éolien en mer	1	0,80	0,80	0,80	0,80

2. Contribution des interconnexions

• Méthodologie

La contribution des systèmes électriques transfrontaliers à la sécurité d'approvisionnement de la France résulte à la fois des capacités d'interconnexions disponibles à l'import et de la marge disponible dans les systèmes interconnectés pendant les heures de défaillance. L'évolution des mix étrangers est donc un élément de premier ordre sur l'évolution de la contribution de chaque pays.

La méthodologie pour estimer la contribution d'une frontière consiste à calculer la puissance importée en moyenne depuis la frontière en question lors des périodes de défaillance simulées en France. Cette approche permet de prendre en compte à la fois les contraintes sur les capacités d'interconnexion et les marges disponibles dans les pays voisins à l'export vers la France. Elle est conforme à la décision de l'ACER en la matière¹⁰, qui impose que la *maximum entry capacity* (MEC) dans un mécanisme de capacité donné soit calculée comme la moyenne des contributions sur chaque pas de temps de défaillance. La moyenne des imports aux heures de tension est ici effectuée sur un ensemble de 1000 simulations de Monte-Carlo pour une année, afin d'assurer la robustesse statistique de cette estimation.

• Valeur de la contribution des différentes frontières

Une des difficultés dans la définition des hypothèses sur l'évolution des mix à l'échelle européenne réside dans le fait que des travaux d'actualisation des plans nationaux énergie-climat (PNIEC) sont

⁸ En l'espèce, ce coefficient avait été défini, par symétrie avec le coefficient applicable à l'éolien terrestre, à 0,7 au lancement du mécanisme avant d'être rehaussé à l'occasion d'une modification réglementaire ultérieure à la valeur par défaut de 1 à compter de l'AL 2020.

⁹ Aussi dénommé *derating factor* dans d'autres mécanismes de capacité européens.

¹⁰ Décision n°36/2020 du 22 décembre 2020 relative aux spécifications techniques pour la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité

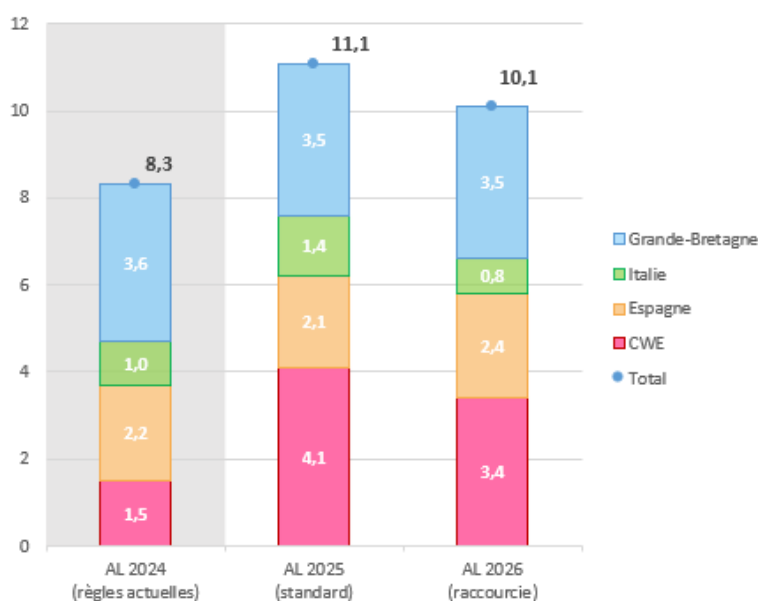
actuellement menés par les Etats membres de l'UE en parallèle. Dans l'attente des nouveaux PNIEC, les résultats sont obtenus sur le fondement d'hypothèses sur les derniers scénarios européens connus et en tenant compte des annonces gouvernementales les plus récentes dans chacun des pays considérés sur l'horizon de court terme.

Contributions agrégées

Pour les années étudiées (AL 2025 standard suivie d'une AL 2026 raccourcie), les analyses du Bilan prévisionnel montrent une hausse globale de la contribution des pays interconnectés à la sécurité d'approvisionnement de la France par rapport à leur contribution durant l'AL 2024 évaluée par le Bilan prévisionnel 2021.

Au total, la contribution agrégée des interconnexions s'établit à hauteur de 11 100 MW pour l'AL 2025 (+ 2 800 MW par rapport à l'AL 2024) et de 10 100 MW pour l'AL 2026.

Ces hausses, d'un ordre de grandeur comparable à celle proposée par le passé au sein des règles du mécanisme entre les AL 2020 et 2021 (+ 2 300 MW), s'expliquent essentiellement par l'augmentation des capacités d'échanges transfrontalières sur la frontière avec la région CORE et une prise en compte plus fine de la méthode *flow-based*. Les mises à jour des parcs de production européens, notamment en Belgique, en Italie et en Allemagne, participent en outre à l'augmentation de la contribution transfrontalière par rapport aux valeurs présentes pour l'année 2024 dans les règles actuellement en vigueur. La contribution agrégée des interconnexions décroît légèrement entre l'AL 2025 et l'AL 2026 du fait d'une situation de l'équilibre offre-demande plus tendue, notamment en Allemagne, en Belgique et en Italie sur le début de l'AL 2026.



Contributions par frontière

Grande-Bretagne

La mise à jour des paramètres du mécanisme de capacité à l'occasion du jeu de règles v4 a permis de prendre en compte parmi les hypothèses conditionnant la contribution de la Grande-Bretagne la mise en service de l'interconnexion Eleclink (d'une capacité théorique de 1 000 MW) mi-2022, seule interconnexion non-réglée à ce jour sur cette frontière.

La mise à jour du parc de production britannique ne conduit pas à identifier pour ce motif une hausse de la contribution de la Grande-Bretagne au titre de l'AL 2025 par rapport à celle prévue pour l'AL 2024 dans les règles actuellement en vigueur.

La sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne le 1^{er} janvier 2021 a remis en cause l'ensemble des travaux sur les méthodologies de calcul de capacité aux différentes échéances entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale via l'ex-région de calcul de capacité « Manche ». Pour pallier cette situation, une méthodologie de calcul de capacité long-terme sur cette frontière a été développée afin de garder une exploitation sûre du réseau même en cas d'indisponibilité d'éléments du réseau. Cette méthodologie de calcul de capacité long-terme sur la frontière britannique a été approuvée le 8 mars 2022 par la CRE¹¹ et est d'ores et déjà en vigueur : elle peut conduire à réductions de *net transfer capacity* (NTC) pour les jours où RTE a planifié des indisponibilités critiques sur le réseau français amont pour des opérations de maintenance. La probabilité d'occurrence de ces indisponibilités pour maintenance planifiée lors des périodes de tension sur le système électrique demeure cependant particulièrement faible¹².

S'agissant des interconnexions régulées, en revanche, plusieurs indisponibilités fortuites survenues en 2021 sur la liaison IFA 2000 ont impacté, en fin d'année 2021 et tout au long de l'année 2022, la NTC de cette interconnexion dans le sens des imports et ont affecté l'engagement de disponibilité des interconnexions régulées de RTE sur cette frontière au titre du mécanisme de capacité. L'instruction de ces éléments nouveaux par rapport aux précédents exercices de paramétrage du mécanisme de capacité conduit RTE à proposer de recalculer le taux d'indisponibilité des interconnexions franco-britanniques régulées (hors Eleclink). Cette opération conduit à abaisser en moyenne de 100 MW la contribution de cette frontière par rapport à celle actuellement prévue par les règles du mécanisme pour l'AL 2024 : la contribution proposée pour une AL 2025 suivie d'une AL 2026 raccourcie s'élève à 3 500 MW.

	2024	AL 2025 (standard)	AL 2026 (raccourcie)
Contribution règles actuelles (MW)	3 600		
<i>dont interconnexion non-régulée</i>	900		
Contribution proposée (MW)	-	3 500	3 500
<i>dont interconnexion non-régulée</i>	-	900	900

Espagne

L'Espagne dispose traditionnellement d'un parc de production surcapacitaire et d'un paysage de défaillance différent de la France, ce qui conduit à ce qu'elle contribue « en bande » à la sécurité d'approvisionnement française. La contribution de l'Espagne résulte ainsi de la capacité d'import disponible pendant les heures de défaillance en France : quelle que soit l'évolution du mix espagnol, les marges disponibles en Espagne permettent de saturer l'interconnexion lors des périodes de défaillance en France.

¹¹ Délibération n°2022-67 de la CRE du 8 mars 2022 portant approbation de la méthodologie de calcul de capacité long terme intérimaire à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne

¹² Malgré cette faible probabilité, un encadrement des conséquences de ces situations sur la disponibilité des interconnexions non régulées est proposé dans le cadre du projet de règles v4.1 (cf. *supra*).

Les études conduites par RTE dans le cadre de l'élaboration du Bilan prévisionnel 2023 ont visé à identifier le niveau adéquat de NTC pour cette interconnexion en tenant compte d'éléments de retour d'expérience sur l'historique récent concernant les contraintes de réseaux rencontrées aux abords de cette frontière.

Ces études conduisent à ajouter une prudence de -100 MW sur la NTC d'import en provenance d'Espagne en période de pointe de façon à tenir compte de l'existence de congestions qui se produisent sur certains axes lors des situations de tension sur l'équilibre offre-demande.

Cette prudence conduit à proposer une valeur inférieure de 100 MW pour une AL 2025 au format standard par rapport à celles actuellement prévues par les règles du mécanisme pour l'AL 2024. Malgré cette prudence, toutefois, la contribution pour l'AL 2026 croît en revanche notamment du fait de la livraison de travaux de renforcements de réseaux pour lever des contraintes limitantes sur le réseau français. La moyenne de ces différents effets à l'échelle d'une AL 2025 étendue conduit à identifier pour cette dernière une contribution de 2 220 MW.

	2024	AL 2025 (standard)	AL 2026 (raccourcie)
Contribution règles actuelles (MW)	2 200	-	-
Contribution proposée (MW)	-	2 100	2 400

Italie

Le paramétrage des AL 2023 et 2024 avait permis de prendre en compte la mise en service de l'interconnexion Savoie-Piémont, qui avait entraîné une légère augmentation de la contribution (+ 100 MW) pour ces AL.

La mise à jour du parc de production italien permet de prendre en compte la mise en service de près de 4 GW de capacités thermiques gaz fin 2024, qui augmente de 400 MW la contribution pour une AL 2025 standard par rapport à celles actuellement prévues par les règles du mécanisme pour l'AL 2024. Cette contribution se révèle plus faible, s'établissant à 800 MW pour l'AL 2026 dont la durée moindre est marquée par une tension accrue sur l'équilibre offre-demande anticipé en Italie sur cette période et à l'occurrence plus importante d'épisodes de tension, voire de défaillance, simultanée. Cette échéance est en effet marquée par une réduction du parc thermique au charbon et au fioul, une croissance de la consommation comme dans le cas de l'Allemagne et un moindre niveau de sécurité d'approvisionnement pour les pays limitrophes, et notamment au sein de ceux vers lesquels l'Italie peut être amenée à exporter lors des périodes à risque de défaillance en France.

	2024	AL 2025 (standard)	AL 2026 (raccourcie)
Contribution règles actuelles (MW)	1 000	-	-
Contribution proposée (MW)	-	1 400	800

CORE

Depuis la prise en compte explicite dès 2018 de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française dans le cadre du mécanisme de capacité, cette contribution est calculée de façon à obtenir une valeur par frontière. Si cette approche, qui offre une certaine transparence sur la réalité de l'espérance d'imports en provenance d'un Etat limitrophe donné, reste

valable et est en ce sens utilisée pour la plupart des contributions proposées au sein du présent document, elle reste dans une certaine mesure artificielle pour les frontières marquées par un fonctionnement spécifique, à l'instar de la frontière France-Allemagne et la frontière France-Belgique.

Sur ces frontières, le recours à une méthode de calcul de capacités d'échanges transfrontaliers fondée sur les flux (*flow-based*) rend moins aisée l'identification précise de l'origine des flux d'imports et l'allocation de la capacité d'échanges transfrontaliers. La définition de contributions par frontière dans le cadre du mécanisme de capacité impose usuellement d'établir des règles de répartition pour allouer à une frontière donnée mais cet exercice semble quelque peu artificiel et ne pas refléter la réalité des échéances quotidiens et, en particulier, des échanges susceptibles de se produire lors des heures de défaillance. Il est par conséquent proposé, à l'occasion de la définition de nouveaux paramètres pour l'AL 2025 ou les AL 2025 et 2026, de privilégier une contribution agrégée pour ces deux frontières, reflétant la contribution de la région CORE à la sécurité d'approvisionnement française.

La présentation agrégée de ces contributions ne masque toutefois pas les tendances d'évolutions du parc de production des Etats limitrophes et membres de la région CORE concernés pour les années étudiées (2025 et 2026) dans le cadre du Bilan prévisionnel :

- *Belgique*

Au sein de la région CORE, le système électrique belge dispose traditionnellement de peu de marges de production pour l'export par rapport aux capacités d'interconnexion avec la France : ainsi, la contribution de la Belgique dépend au premier ordre de la marge disponible localement lorsque la France est en situation de défaillance et non des capacités d'interconnexion en tant que telles.

Pour l'année 2025, la mise à jour des hypothèses du Bilan prévisionnel conduit à identifier une augmentation des marges en Belgique par rapport aux estimations faites dans un contexte pré-crise énergétique du fait du renoncement à la sortie du nucléaire d'ici 2025 (maintien d'un socle nucléaire d'environ 2 GW composé des centrales nucléaires Doel 4 et Tihange 3), d'une part, et par rapport aux marges de l'année 2024, d'autre part, du fait des mises en service de nouvelles capacités gaz (+1 GW) et d'un développement significatif des EnR (+2 GW d'éolien et de solaire), qui se traduisent par une augmentation de la contribution de la Belgique à la sécurité d'approvisionnement en France.

- *Allemagne*

La mise à jour du parc de production allemand conduit à identifier deux tendances principales et distinctes : d'une part, une évolution du parc thermique liée à l'installation de plusieurs GW de centrales à gaz, et d'autre part le rehaussement drastique des objectifs allemands en matière d'EnR conduit par ailleurs à des trajectoires de croissance des EnR (en particulier éolien et solaire) particulièrement significatives et conduit à des révisions d'hypothèses dans le cadre du Bilan prévisionnel. Le parc EnR total passe ainsi à environ 220 GW en 2025 (contre les 180 GW identifiés dans le contexte du Bilan prévisionnel 2021).

Néanmoins, au-delà de ces tendances, trois facteurs supplémentaires contribuent principalement à estimer une contribution à la hausse de la région CORE à la sécurité d'approvisionnement de la France :

- i. La poursuite de leurs trajectoires d'augmentation de la capacité d'interconnexion réservée aux échanges transfrontaliers¹³ par les gestionnaires de réseaux de transport de l'ensemble de la région CORE¹⁴ – et, en particulier, des gestionnaires de réseaux allemands – contribue à augmenter fortement les capacités d'import depuis la région CORE¹⁵ ;
- ii. L'extension depuis juin 2022 du calcul de capacité *flow-based* historiquement pratiqué au sein de la région CWE à l'ensemble de la région CORE a globalement eu pour effet, toutes choses égales par ailleurs¹⁶, de permettre une meilleure optimisation des capacités d'échange entre la France et cette région. En conséquence, des records de puissance d'import instantanée ont été atteints fin 2022 et début 2023 sur cette frontière, avec un maximum enregistré à près de 10 GW, lors de la saison la plus tendue du point de vue de l'équilibre offre-demande en France ;
- iii. L'évolution des modalités de prise en compte de la méthode *flow-based* dans les modèles de RTE permet également de mieux refléter la réalité des échanges intervenant dans cette zone. Les précédents paramétrages étaient en effet fondés sur des domaines *flow-based* historiques et la mise à jour de ces domaines a permis de prendre en compte divers changements récents, qu'il s'agisse de renforcements réseau (par exemple, le renforcement Avelin-Avelgem entre la France et la Belgique) ou de l'ajout de nouvelles zones (intégration de l'interconnexion ALEGrO, passage de la région CWE à la région CORE), de façon à mieux représenter les situations tendues.

Il résulte de l'ensemble de ces éléments qu'afin de proposer, dans le cadre du mécanisme de capacité, des contributions transfrontalières reflétant le plus fidèlement possible la réalité des échanges transfrontaliers, d'une part, et les évolutions techniques et réglementaires intervenues depuis le dernier exercice de paramétrage, les contributions de la Belgique et Allemagne à la sécurité d'approvisionnement française, qui étaient historiquement calculées séparément, doivent être rassemblées en une unique contribution CORE et rehaussées par rapport à celles actuellement prévues par les règles du mécanisme pour l'AL 2024, et ce, dans l'ensemble des configurations.

Il est par conséquent proposé de retenir une contribution de 4 100 MW pour une AL 2025 au format standard et une contribution, plus faible, s'élevant à 3 400 MW pour l'AL 2026 dont la durée moindre est, comme pour l'Italie, marquée par une tension accrue sur l'équilibre offre-demande anticipé en Allemagne et en Belgique et à l'occurrence d'épisodes de tension, voire de défaillance, simultanée. L'échéance de l'AL 2026 est en effet marquée par une consommation significativement en hausse en Allemagne sous l'effet des politiques d'électrification de l'économie allemande et à un moindre niveau de sécurité d'approvisionnement pour les pays limitrophes, et notamment au sein de ceux vers lesquels l'Allemagne peut être amenée à exporter lors des périodes à risque de défaillance en France.

¹³ Formellement, il s'agit du critère dit du « minRAM », issu du *Clean Energy Package* de 2019, qui mesure, schématiquement, la part de la capacité d'interconnexion réservée aux échanges transfrontaliers. Selon l'*action plan* publié par les GRT allemands, cette part devrait s'élever à environ 50% en 2025 (soit une augmentation de 30% par rapport à 2022).

¹⁴ Il s'agit des GRT ayant publié un *action plan* leur permettant, par dérogation limitée à une durée de 5 ans, de suivre une trajectoire de croissance progressive de leurs minRAM de façon à atteindre, à l'issue de cette trajectoire, l'objectif de 70% minRAM prévu par le *Clean Energy Package*.

¹⁵ Du fait de la tension sur l'hiver 2022-2023, l'accord de crise franco-allemand signé en novembre 2022 a par exemple prévu le passage accéléré à un palier supérieur de minRAM afin d'améliorer à très court terme les conditions d'imports de la France en provenance de la région CORE.

¹⁶ Autrement dit, hors maintenances sur le réseau, plans de production nationaux, etc.

	2024	AL 2025 (standard)	AL 2026 (raccourcie)
Contribution règles actuelles (MW)			
<i>Belgique</i>	300	-	-
<i>Allemagne</i>	1 200	-	-
<i>Total CORE (non indiqué dans les règles)</i>	1 500	-	-
Contribution proposée (MW)			
<i>CORE</i>	-	4 100	3 400

3. Coefficient de sécurité

Le coefficient de sécurité est établi de manière à assurer la cohérence entre le fonctionnement du marché de capacité et l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Il est établi de telle sorte que si le système électrique respecte exactement le critère de sécurité d'approvisionnement, alors il y a un équilibre parfait entre le volume global de l'obligation et le volume global de certificats. Si le système est en sur-capacité ou en sous-capacité, alors, il y a un excédent ou un déficit de certificats par rapport au niveau de l'obligation. Le coefficient de sécurité se calcule comme le ratio entre l'estimation du nombre de certificats calculés sur la situation de référence « équilibrée à 3 heures » et la puissance de référence.

$$\text{Coefficient de sécurité} = \frac{\text{Certificats du parc de production} + \text{Certificats aux interconnexions}^{(*)}}{\text{Puissance de référence}}$$

(*) Hors interconnexion suisse

Le coefficient de sécurité pour les AL 2025 et 2026 est estimé à 0,98.

	2024	AL 2025 (standard)	AL 2026 (raccourcie)
Coefficient de sécurité	0,99	0,98	0,98