Réforme du mécanisme de capacité

Rapport d'accompagnement

de la proposition de règles

22 Décembre 2025

Synthèse

Le nouveau mécanisme de capacité a été institué par la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025 et constitue le dispositif pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France durant la prochaine décennie.

Très largement rénové, ce dispositif s'inscrit dans la continuité du précédent mécanisme de capacité qui fut introduit par les autorités françaises à la faveur de la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) du 7 décembre 2010, et qui a fonctionné tout au long de la durée de son autorisation par la Commission européenne, de 2017 à 2026.

Un long travail de concertation a été conduit par RTE sous le mandat des pouvoirs publics. La notification formelle du mécanisme de capacité à la Commission Européenne a été transmise le 17 novembre 2025 par les autorités françaises. Une décision d'adoption est attendue prochainement.

Le présent rapport accompagne les propositions de RTE pour les règles du nouveau mécanisme de capacité, qu'il soumet au Ministre en charge de l'énergie et à la Commission de régulation de l'énergie, et qui ont vocation à compléter le cadre réglementaire du futur dispositif afin de permettre son fonctionnement complet.

Ce document présente les choix de conception qui fondent les différentes dispositions du cadre règlementaire ainsi que la proposition de règles. Il sera complété début 2026 par des éléments d'analyse technico-économiques qui ont été menées tout au long de la phase de concertation afin d'éclairer et de justifier les choix de conception du nouveau mécanisme. Ceci permettra d'assurer leur traçabilité et leur transparence, en tenant compte des retours des acteurs à la consultation publique sur la proposition de règles.

Le contexte européen a largement évolué depuis l'entrée en vigueur du mécanisme décentralisé en 2017

Ces dernières années, le recours aux mécanismes de capacité en tant qu'instrument privilégié pour pallier les imperfections du marché *energy only* et garantir la sécurité d'approvisionnement, s'est progressivement renforcé en Europe. D'abord, le règlement 2024/1747 relatif à l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union a acté la fin du statut d'instrument de dernier recours des mécanismes de capacité. Ensuite, la Commission européenne s'est engagée dans l'élaboration d'un nouveau cadre d'approbation simplifié et rationnalisé, matérialisé par la publication d'un rapport[1] dédié le 3 mars 2025, et une révision du cadre général d'approbation des aides d'Etat le 25 juin 2025 (CISAF)[2].

Le CISAF établit des critères d'analyse objectifs permettant aux Etats membres d'accéder à une procédure d'approbation accélérée. Compte tenu de la temporalité des travaux au niveau national, l'approbation du nouveau mécanisme de capacité français ne s'inscrit pas dans le cadre de cette procédure accélérée. Le design a néanmoins été élaboré avec l'objectif de converger au maximum vers le modèle privilégié au niveau communautaire, en se fondant également sur des principes applicables dans des mécanismes voisins récemment approuvés par la Commission européenne.

[1] Le rapport de la Commission Européenne du 3 mars 2025 a précisé les possibilités de rationalisation et de simplification du processus d'application des mécanismes de capacité

[2] Encadrement des aides d'Etat visant à soutenir le pacte pour une industrie propre (CISAF).

Sous réserve de l'approbation du dispositif par la Commission européenne, l'objectif de la refonte est une mise en œuvre du nouveau mécanisme à partir du 1er novembre 2026, pour une durée de dix ans.

A l'issue d'une première phase de concertation menée en 2022 qui a conduit à trancher les grands objectifs de ces travaux, la poursuite de ces derniers en 2023 a conduit RTE à mettre en circulation durant l'été 2023 une première *note de design* présentant une ébauche des principes de fonctionnement du futur mécanisme.

Une deuxième phase de concertation s'est poursuivie en 2024 et a conduit à l'inscription législative des grands principes du futur mécanisme dans la loi de finances pour 2025[3], puis à la préparation de sa déclinaison réglementaire dans le courant de l'année 2025.

Le Bilan prévisionnel 2025 démontre la nécessité de prolonger un mécanisme de capacité sur la période 2026-2036

Le Bilan prévisionnel 2025 établit qu'au cours des trois prochaines années, le système électrique français devrait rester dans une situation très favorable en matière de sécurité d'approvisionnement, avec une capacité technique (disponibilité de l'électricité, capacité de pointe, capacité du réseau) importante, à même d'accueillir les nouveaux usages électriques.

Le risque d'insuffisance de production pour le passage des pointes hivernales a fortement baissé et atteint un niveau désormais très faible. L'approvisionnement de la France en électricité est actuellement nettement moins sensible à la survenue de vagues de froid qu'il y a cinq ou dix ans.

Cette abondance de production française se traduira, du point de vue du passage des pointes hivernales, par le maintien de marges importantes : celles-ci se maintiendront autour de 8 à 10 GW par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement[4], **mais à condition qu'un nouveau mécanisme de capacité soit bien mis en œuvre en France pour prendre la suite du mécanisme actuel à compter de l'hiver 2026-2027**.

A l'horizon 2030-2035, la consommation d'électricité est susceptible d'évoluer selon des trajectoires très différentes selon le niveau effectif de concrétisation des projets de décarbonation et de réindustrialisation. A ces échéances, les ambitions de décarbonation de l'économie française et européenne, issues en particulier du paquet *Fit for 55*, laissent entrevoir des gisements importants de croissance de la consommation d'électricité, portés notamment par l'électrification des véhicules, la décarbonation de l'industrie et le déploiement d'électrolyseurs et de centres de données.

Entre l'horizon court-terme et moyen-terme, le niveau de marges pour le passage des pointes hivernales pourrait se réduire progressivement, conduisant à un besoin de capacités additionnelles dans la trajectoire de décarbonation rapide. Ces marges devraient diminuer progressivement sous l'effet de trois principaux déterminants :

1) L'augmentation attendue de la consommation d'électricité, dans des proportions évidemment très différentes selon le rythme effectif de décarbonation, qui conduit à une hausse des besoins lors des pointes hivernales plus ou moins importante selon la capacité de flexibilité des nouveaux usages ;

2) La fermeture envisagée de certains moyens thermiques en France (dernières centrales au charbon, certaines cogénérations arrivées au terme de leur contrat de soutien ou de leur durée de vie, centrales au gaz liées à des projets de décarbonation, turbines à combustion les plus anciennes) ;

[3] LOI n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025

[4] Ce résultat est fortement sensible à certaines hypothèses, telles que la disponibilité du nucléaire, l'évolution de la consommation et l'évolution du parc de centrales thermiques à l'étranger.

3) L'évolution du mix en Europe, marquée notamment par l'augmentation de la consommation, par la fermeture anticipée de centrales au charbon et au gaz (avec une probable résorption des surcapacités à l'étranger par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement de chaque pays) et qui se traduit également par une plus forte concomitance des situations de tension avec les pays voisins.

Dans ce paysage, l'analyse technico-économique réalisée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2025 montre qu'à l'horizon 2030-2035, un **mécanisme de capacité apparaît toujours justifié pour assurer la viabilité économique des capacités de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement**.

Les analyses de viabilité économique, réalisées par RTE, en se fondant sur les principes méthodologiques établis par la réglementation européenne et les lignes directrices de l'ACER[5], démontrent que les revenus de nombreux moyens thermiques et des moyens de flexibilité sur les seuls marchés de l'énergie et des réserves d'équilibrage seraient insuffisants et/ou en partie trop incertains pour assurer leur viabilité économique. En l'absence de mécanisme de capacité, cette situation conduirait alors à une possible fermeture de plusieurs capacités en raison de leur absence de rentabilité économique, engendrant par suite une dégradation du niveau de sécurité d'approvisionnement au-delà du critère de risque prévu par le code de l'énergie (espérance de défaillance limitée à 3 heures par an en moyenne et espérance de délestage limitée à 2 heures par an).

Cette conclusion est confirmée dans un scénario de décarbonation lente où l'absence de mécanisme de capacité ne permettrait pas de maintenir un volume suffisant de capacités existantes. Elle l'est également dans un scénario de décarbonation rapide où le modèle économique pour de nouveaux moyens de pointe (construction ou conversion de moyens existants) nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ne serait pas non plus assuré.

Les résultats actualisés du Bilan prévisionnel 2025 confirment les enseignements des dernières études[6] publiées par RTE. Ils confortent l'intérêt d'un nouveau mécanisme de capacité dans les prochaines années pour assurer, a minima, le maintien des moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ainsi que pour le développement de moyens additionnels dans les scénarios de décarbonation rapide.

Le design du nouveau mécanisme est l'aboutissement d'une concertation lancée en 2022

Le nouveau mécanisme de capacité est un mécanisme centralisé, au sein duquel RTE a la mission légale de rémunérer les exploitants de capacités en échange de leurs engagements de disponibilité au titre d'une période de livraison (PL).

Le financement du mécanisme est assuré par la collecte d'une taxe auprès de contributeurs, entendus comme les fournisseurs d'électricité, ainsi que les consommateurs et les gestionnaires de réseau au titre des volumes pour lesquels ils n'ont pas recours à un fournisseur. Cette collecte est ensuite reversée aux exploitants titulaires d'un engagement de disponibilité à l'issue de la période de livraison.

Le montant à collecter auprès de chaque contributeur (la « quote-part ») est calculé à partir du coût total du dispositif pour la période de livraison considérée, et dépend de la consommation du portefeuille du contributeur pendant les périodes de pointe. Les modalités de répercussion du coût du mécanisme sont à la main des contributeurs. Le coût total du dispositif est établi pour chaque période de livraison par la CRE sur la base des éléments connus au plus tard un mois avant son début. La collecte

[5] Voir à ce titre les articles 21, 23 et 24 du Règlement n°2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité ainsi que la décision n°24/2020 de l'ACER du 2 octobre 2020 relative à la méthodologie de l'étude européenne d'adéquation des ressources.

[6] Voir notamment le Bilan prévisionnel 2021 et le Bilan prévisionnel 2023

des quotes-parts est réalisée pendant la période de livraison sur la base des consommations de la PL précédente, puis celles-ci font l'objet d'une régularisation, une fois les consommations pendant la PL connues.

Le volume de capacité en MW devant être contractualisé pour une période de livraison donnée pour assurer la sécurité d'approvisionnement est approuvé par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE sur la base des éléments fournis par RTE. La période de livraison correspond à un hiver électrique à cheval sur deux années civiles.

La contractualisation des capacités pour la couverture du besoin est effectuée par RTE, pour chaque période de livraison, au travers d'enchères. La temporalité de ces enchères doit être adaptée afin de permettre l'émergence, en cas de besoin, de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

En régime nominal, pour une période de livraison donnée, deux enchères sont ainsi organisées. La première enchère (« l'enchère PL-4 ») vise à contractualiser quatre ans avant la période de livraison la quasi-totalité du besoin identifié. Une fraction résiduelle de ce besoin est reportée à la seconde enchère (« l'enchère PL-1 ») afin d'offrir un espace économique aux capacités ne pouvant s'engager plusieurs années en amont de la période de livraison, notamment certaines flexibilités décarbonées, ainsi que pour ajuster le besoin de capacité si nécessaire.

Ces enchères intègrent un dispositif de rémunération pluriannuelle permettant de faire émerger de nouvelles capacités, ainsi que des dispositions spécifiques de soutien aux moyens de stockage et d'effacement, afin d'atteindre les objectifs de développement de ces filières, fixés par les pouvoirs publics. Dans le cas où les objectifs publics de développement de flexibilités ne seraient pas atteints, l'enchère PL-1 comprendra un volume réservé aux flexibilités décarbonées. Dans le cas où les conditions de sécurité d'approvisionnement évolueraient substantiellement entre les deux enchères, la seconde enchère permettra de procéder à une révision du besoin.

Les enchères constituent l'unique vecteur de contractualisation pour la collectivité. Le volume contractualisé d'engagements de disponibilité au périmètre France ne peut décroître (il s'agit d'engagements « fermes »), et il ne peut évoluer en dehors des enchères.

Afin de maîtriser les coûts du mécanisme de capacité pour les consommateurs, des prix plafonds s'appliquent pour la rémunération des capacités à retenir dans les enchères.

Un « Prix Plafond Général » (ou « PPG ») est fixé de manière à permettre l'émergence de nouveaux moyens : son niveau vise ainsi à refléter le coût d'entrée d'une nouvelle capacité dans le système électrique, en lui permettant de couvrir son *missing money* de long-terme[7]. Dans ces conditions, le prix plafond applicable pourra dès lors être significativement plus élevé que celui en vigueur dans le mécanisme décentralisé.

Pour les capacités existantes qui sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, l'objectif est d'assurer une rémunération suffisante à leur maintien en exploitation, autrement dit de pouvoir couvrir leur *missing money* de court terme[8]. Ceci se traduit par l'instauration d'un Prix Plafond Intermédiaire (le « PPI ») qui a vocation à maîtriser l'efficacité économique du dispositif. Des dérogations, soumises à autorisation de la Commission de régulation de l'énergie, peuvent s'appliquer.

Tout exploitant de capacité est légalement tenu de se certifier auprès du gestionnaire de réseau concerné. La certification se tient lors de « guichets » précédant chaque enchère, et est ouverte aux

[7] OPEX fixes + CAPEX, diminués de l'espérance de revenus sur les marchés de l'énergie
[8] OPEX fixes, diminués de l'espérance de revenus sur les marchés de l'énergie

capacités en service et en projet. Le volume certifié lors d'une période de certification doit nécessairement être offert sur l'enchère correspondante.

Dans le régime standard, le volume certifié d'une capacité correspond à la meilleure estimation de sa disponibilité lors des heures de pointe de la période de livraison. La procédure de certification prévoit des modalités simplifiées pour les capacités dont la production est d'origine fatale (par exemple pour le solaire et l'éolien). Une perspective de disponibilité accrue peut être certifiée par un exploitant à l'occasion de la session de certification suivante et être offerte sur une enchère ultérieure ou sur le marché secondaire.

En cas d'aléas de disponibilité le rendant intégralement ou partiellement incapable d'honorer son engagement, l'exploitant peut céder tout ou partie de celui-ci sur un marché secondaire ouvert aux exploitants. L'engagement de disponibilité d'un exploitant est mis à jour après chaque transaction sur le marché secondaire. Une plateforme est mise à disposition des exploitants afin qu'ils puissent manifester leur intérêt à échanger des engagements de disponibilité sur le marché secondaire, sans que RTE ne soit l'organisateur de ce marché. A chaque instant, le volume cible contractualisé par RTE au nom de la collectivité reste inchangé. Le marché secondaire est ouvert en continu depuis l'issue de l'enchère PL-4 jusqu'à sept jours ouvrés à l'issue de la période de livraison.

Le nouveau mécanisme de capacité fusionne les signaux PP1 et PP2 utilisés dans la première version du mécanisme en un unique signal PP, signalé dans le cas général en J-1[9] sur critère de pointe de consommation résiduelle dans le système. Dans la limite des stocks de jours disponibles, un signal PP sera tiré en cas de signal EcoWatt orange ou rouge. Les plages PP constituent à la fois la période de mesure de la disponibilité des capacités contractualisées et également la période d'évaluation de la contribution de chaque fournisseur.

L'intégralité de la rémunération des exploitants est versée au plus tard 3 mois à l'issue de la période de livraison. Les écarts éventuels entre la disponibilité effective des capacités et l'engagement contractualisé donneront lieu à une pénalité, facturée l'année suivant la fin de la période de livraison considérée. Dans cet intervalle de temps, RTE met à disposition des acteurs un calcul estimé du volume disponible.

Le mécanisme de capacité est ouvert aux pays voisins membres de l'Union européenne. La participation transfrontalière d'une capacité est néanmoins conditionnée à la conclusion d'une convention avec le gestionnaire de réseau de transport d'électricité voisin, approuvée par le régulateur, et permettant d'établir les modalités de participation spécifiques applicables. Le cas échéant, la participation totale des capacités transfrontalières pour une frontière donnée sera limitée à la hauteur de la contribution de chaque frontière à la sécurité d'approvisionnement française, telle qu'identifiée par RTE dans ses Bilans prévisionnels. En l'absence de convention, la contribution de ces interconnexions sera prise en compte implicitement dans la courbe de demande.

En synthèse, le schéma ci-dessous reflète le fonctionnement du mécanisme de capacité en régime nominal. Pour les premières périodes du dispositif, des dispositions transitoires s'appliqueront et seront précisées dans les règles du mécanisme de capacité.

[9] Pour donner la meilleure visibilité possible aux acteurs, un tirage dès J-2 sera mis en place dans certains cas. Celui-ci ne sera cependant pas systématisé afin de ne pas dégrader la performance de l'algorithme de tirage. En cas de signal EcoWatt Orange ou Jour, un tirage en J-3 peut avoir lieu. Voir partie 3.4.1 pour plus de détails.

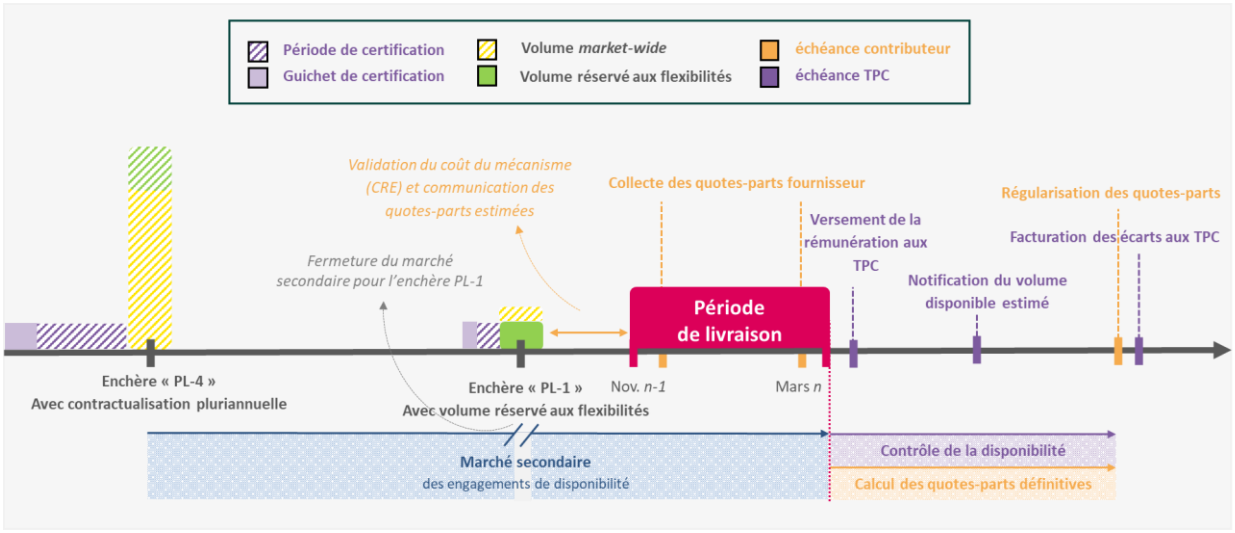


Figure 1 - Schéma de principe du fonctionnement du nouveau mécanisme de capacité

Table des matières

1 Contexte et motivation de la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité 10

1.1 Fondamentaux théoriques et imperfections des marchés de l'énergie 10

1.2 Contexte d'introduction et choix de conception du mécanisme de capacité de 2017 11

1.3 Evolution du contexte européen - réforme du market design et déploiement d'autres mécanismes à l'échelle européenne 14

2 Objectifs du cycle de réforme du mécanisme de capacité 15

2.1 Mandatement de RTE 15

2.2 Enseignements du retour d'expérience 15

2.3 Objectifs du nouveau mécanisme 16

2.3.1 Une transition vers un mécanisme centralisé tirant parti du retour d'expérience du mécanisme décentralisé 16

2.3.2 Sécuriser le parc existant et garantir l'émergence de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, à un coût maitrisé 17

2.3.3 Le mécanisme de capacité doit permettre l'atteinte des objectifs publics de développement des flexibilités décarbonées 18

3 Justification et paramétrage du mécanisme de capacité 18

3.1 Le critère de sécurité d'approvisionnement 18

3.2 L'existence d'un mécanisme de capacité est justifiée 19

3.3 Le besoin doit être circonscrit au critère de sécurité d'approvisionnement 23

3.4 Le lien entre les études prospectives et le fonctionnement du mécanisme de capacité. 25

3.4.1 Les périodes de tension du système 25

3.4.2 Les paramètres techniques du mécanisme de capacité 28

4 La constitution et l'expression de l'offre 28

4.1 Un cadre règlementaire et contractuel renouvelé et simplifié 28

4.2 Eligibilité à la rémunération pluriannuelle 30

4.3 La certification des capacités 32

4.3.1 La certification du nouveau mécanisme tire parti du retour d'expérience de l'actuel mécanisme 32

4.3.2 Le passage d'une certification au fil de l'eau à une certification par guichet 33

4.3.3 Méthodes de certification 35

5 Le fonctionnement des enchères 36

5.1 Modalités de contractualisation générales 36

5.2 Fonctionnement général d'une enchère capacitaire 37

5.3 Modalités spécifiques à la contractualisation pluriannuelle 38

5.3.1 Dispositif de mitigation du risque de lock-in dans le mécanisme. 38

5.3.2 Valorisation des capacités pluriannuelles sur la durée de leur contrat 39

5.3.3 Dispositions complémentaires pour permettre l'atteinte du « mix recherché »..... 40
5.3.4 Réintégration des contrats pluriannuels existants dans l'actuel mécanisme. 41
5.4 Articulation des enchères capacitaires et du dispositif de soutien aux flexibilités décarbonées 43
5.4.1 Principes généraux 43
5.4.2 Critères de participation au volume réservé. 44
5.5 Organisation des enchères 45
5.5.1 Processus d'une enchère type 45
5.5.2 Planning d'ouverture des enchères 46
6 Le marché secondaire et les échanges d'engagement de disponibilité 47
6.1 Principes généraux du marché secondaire 47
6.2 Modalités opérationnelles de participation d'EDC au marché secondaire 47
6.2.1 Contrôles de conformité appliqués aux volumes acquis sur le marché secondaire 47
6.2.2 Contrôle de rémunération appliqué aux engagements cédés sur le marché secondaire. 48
7 Le contrôle de la disponibilité, la rémunération capacitaire et les règlements financiers 49
7.1 Evaluation de la disponibilité des capacités 49
7.2 Définition et versement de la rémunération capacitaire 50
8 Le financement du mécanisme 52
8.1 Schéma global de financement 52
8.2 Méthode de construction des quotes-parts contributeurs 54
8.2.1 Le coût du mécanisme de capacité 54
8.2.2 La puissance de référence 55
8.3 Temporalité des flux de financements vue des exploitants et des contributeurs 56
9 Modalités de participation transfrontalière 57
9.1 Contexte et principe général 57
9.2 Une participation transfrontalière explicite limitée aux pays frontaliers membres de l'Union européenne 58
9.3 Modalités de participation transfrontalière 59
9.3.1 Modalités cible 59
9.3.2 Modalités transitoires 61

1 Contexte et motivation de la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité.

1.1 Fondamentaux théoriques et imperfections des marchés de l'énergie

L'organisation du système électrique mise en place depuis la libéralisation du secteur au début des années 2000 repose sur le bon fonctionnement des marchés, chargés de transmettre via les prix de l'électricité les incitations économiques pertinentes aux producteurs, fournisseurs, et consommateurs. Ces incitations portent à la fois sur le court terme (décisions de production et de consommation), le moyen terme (placement des périodes de maintenance) et le long terme (investissement dans l'appareil de production et de consommation).

Le système de marché initialement développé dans les pays européens est qualifié de *marché « energy-only »*. Dans ce système, les échanges marchands portent uniquement sur la livraison d'électricité : ce sont donc les anticipations par les producteurs et les fournisseurs des prix de marché futurs qui jouent le rôle directeur des investissements. Un prix de l'électricité anticipé comme élevé incite les producteurs à investir dans de nouvelles capacités de production, tandis qu'un prix bas les incite à fermer, temporairement ou définitivement, les moyens non rentables.

La performance du *marché « energy-only »* comme modèle d'organisation du système électrique a été régulièrement mise en débat depuis une vingtaine d'années, notamment au regard de sa faculté à inciter aux investissements dans les capacités de pointe, à assurer la viabilité économique des capacités nécessaires et à ainsi garantir le niveau collectivement visé de sécurité d'approvisionnement.

Premièrement, si ce modèle de marché permet en théorie de couvrir sur le long terme de manière exacte (sur le plan de l'espérance mathématique) les coûts complets du parc de production optimal par les revenus issus du marché de l'énergie, il est difficile de penser qu'une telle égalité puisse advenir en pratique. Les spécialistes du secteur ont mis l'accent sur les limites pratiques à cette convergence, en raison des imperfections de marché (par exemple, l'existence d'un plafond de prix inférieur au coût de l'énergie non distribuée[10]), du pouvoir de marché de certains opérateurs, du comportement non-optimal des acteurs exposés à la concurrence, et des problèmes de coordination qui en résultent. Ces obstacles pratiques réduisent notamment le niveau des revenus infra-marginaux susceptibles d'être perçus par les producteurs en situation de déséquilibre entre l'offre et la demande, ce qui peut conduire à l'impossibilité pour certains actifs de couvrir leurs coûts complets par les revenus de marchés (ce phénomène est qualifié dans la littérature économique de « *missing money* »).

En second lieu, même dans le cas où les marchés fonctionneraient de manière optimale, le marché « *energy-only* » fait reposer la rémunération des producteurs sur la perception de revenus importants (plusieurs milliers d'euros par mégawattheure) lors d'épisodes très rares (en pratique, il s'agit des périodes de déséquilibre production-consommation donnant lieu à la sollicitation des leviers exceptionnels, ou à des coupures de courant). Ce modèle de rémunération présente des limites sociétales évidentes, mises en évidence lors de la crise énergétique, lorsque l'augmentation des prix a conduit les autorités européennes et nationales à mettre en place des systèmes de régulation. Il présente également des limites du point de vue des acteurs de marché pour financer leurs projets si la rentabilité de ces derniers dépend de la survenue d'épisodes de pics de prix, considérés comme trop aléatoires ou incertains dans une perspective de gestion des risques.

Enfin, le modèle « *energy-only* » a été analysé dans la littérature technique et économique comme contribuant à l'amplification de cycles d'investissements et de désinvestissements (« *boom-bust cycles* ») conduisant à une alternance de situations de tension (prix élevés) et de surcapacités (prix bas)

[10] *Value of lost load*, ou *VoLL*

marquée par des retournements rapides, faute de coordination des investissements réalisés par les différents acteurs en concurrence.

1.2 Contexte d'introduction et choix de conception du mécanisme de capacité de 2017

A compter des années 2010, un nombre croissant de pays européens a considéré que les marchés « *energy-only* » n'étaient pas suffisants pour assurer l'équilibre de temps long entre l'offre et la demande, et que la nature spécifique de l'électricité justifiait la mise en œuvre d'instruments complémentaires pour garantir le potentiel du parc de production (et d'effacement) à long terme. Ces instruments sont qualifiés de « mécanismes de capacité ». Ils ont comme point commun de rémunérer spécifiquement tout ou partie des installations de production, de stockage ou d'effacement, au titre non seulement de l'électricité qu'ils *produisent effectivement* à un instant donné, mais également de celle qu'ils sont *susceptibles de produire* lors des périodes durant lesquelles la sécurité d'approvisionnement risque d'être menacée.

Ces dispositifs de rémunération de la capacité, qui peuvent adopter des architectures et formes différentes d'un Etat à l'autre (mécanisme de capacité centralisé ou décentralisé, réserve stratégique, paiement de capacité, *etc.*), sont aujourd'hui répandus dans la majorité des pays européens.

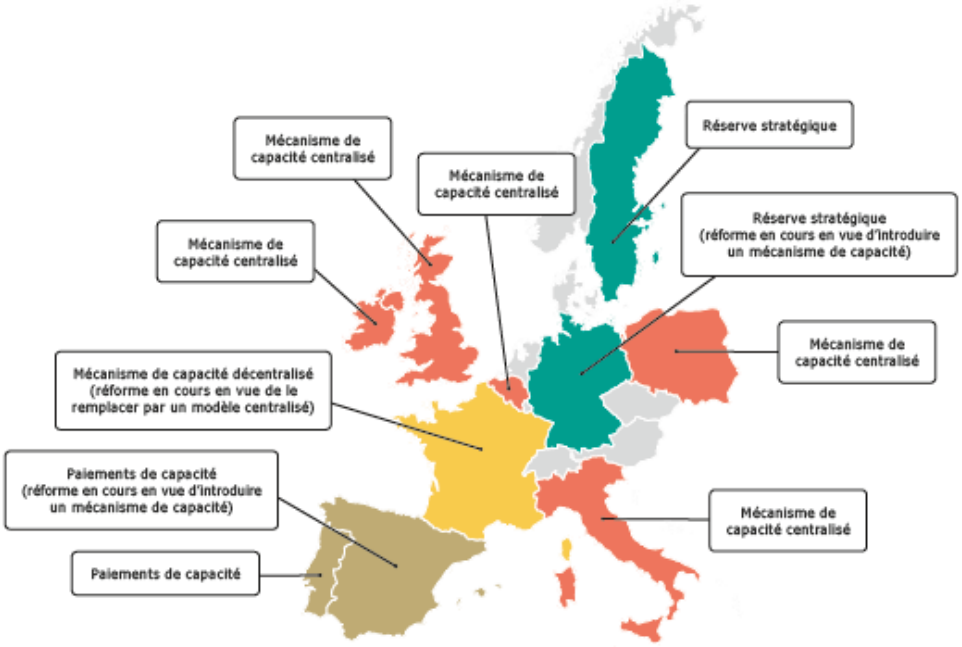


Figure 2 - Carte des différents dispositifs de rémunération de la capacité recensés en Europe en 2023

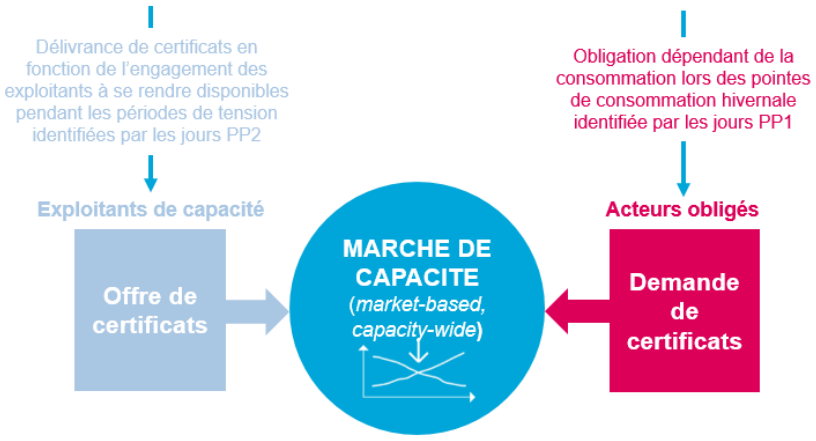
Pour sa part, la France a décidé de la mise en place d'un mécanisme de capacité à la fin des années 2000, et en a inscrit le principe dans la loi NOME de 2010. Cette première version du mécanisme de capacité était donc contemporaine de l'ARENH, auquel elle était d'ailleurs articulée pour certains aspects. Sa mise en œuvre effective a pris plusieurs années : concertation sur les grands principes donnant lieu à un rapport de RTE en 2011, décret fixant ses règles génériques en 2012, proposition par RTE des règles précises en 2014, arrêté d'approbation des règles en 2015, validation par la Commission européenne du dispositif sous le régime des aides d'Etat en 2016, dans le cadre d'une négociation qui a conduit à l'ajout de diverses dispositions additionnelles (notamment s'agissant du contrôle du pouvoir de marché de l'opérateur historique), et enfin mise en œuvre effective en 2017. Ces délais sont notamment imputables à l'intense débat européen sur la pertinence et la proportionnalité des

mécanismes de capacité, qui a conduit en 2015-2016 la Commission européenne à mener une enquête détaillée sur l'ensemble des mécanismes nationaux existants ou envisagés, et à proposer un encadrement par les directives sectorielles de manière à en faire des « dispositifs de dernier ressort ».

La conception du mécanisme de capacité décentralisé reposait sur deux piliers :

1. Une obligation de capacité, dont l'objectif était de refléter la contribution des fournisseurs – et, à travers eux, de leurs portefeuilles de clients respectifs – au risque de défaillance et d'inciter par ce biais au déclenchement d'actions de réduction de la pointe de consommation ;

2. La délivrance de garanties de capacités aux exploitants de capacité à hauteur de leur disponibilité lors des périodes de pointe : ces garanties pouvant être valorisées sur le marché de capacité offraient dès lors une source de rémunération complémentaire assurant le maintien en fonctionnement des actifs existants nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ou, lorsque cela était nécessaire pour les besoins de cette dernière, l'émergence de nouvelles capacités.



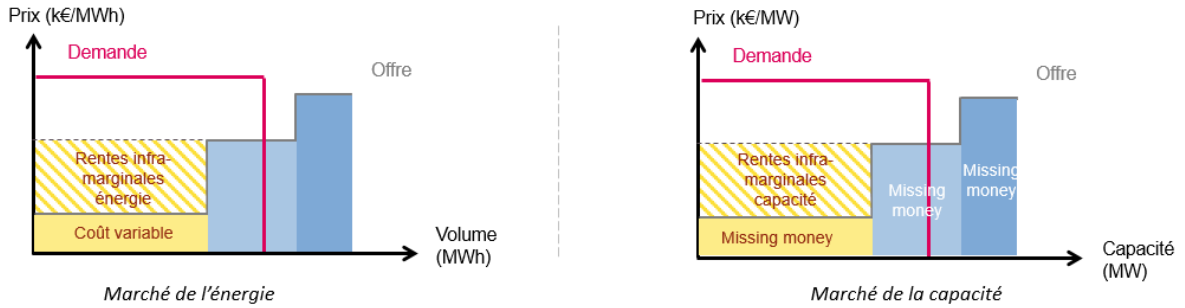
Dès l'origine, il était recherché une symétrie entre le design du mécanisme de capacité et celui du marché européen de l'énergie, afin d'assurer la meilleure insertion du premier dans le second. Le mécanisme de capacité était par conséquent élaboré selon des principes analogues aux marchés de l'énergie.

D'emblée, le mécanisme adopta une caractéristique technologiquement neutre couvrant l'intégralité du parc (*capacity-wide*). Son architecture dite « décentralisée » reposait sur une logique de responsabilisation des acteurs de marché : chaque acteur était en effet le seul comptable de son équilibre par rapport à l'obligation qui lui était attribuée (disponibilité lors des périodes de pointe pour les exploitants, détention d'un nombre de garanties de capacité équivalent à son obligation pour les acteurs obligés) et assumait le rôle d'effectuer par lui-même ses prévisions et de définir sa stratégie propre ainsi que son comportement sur le marché. Ainsi, un fournisseur bénéficiait d'autant plus de ce système qu'il était capable d'anticiper la consommation de ses clients et d'influer sur celle-ci à travers ses pratiques commerciales ou tarifaires.

Le mécanisme prenait la forme d'un dispositif de marché : le volume en capacité à couvrir comme le prix de la capacité étaient révélés par l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché de la capacité. Les acteurs obligés et les exploitants pouvaient échanger les garanties de capacité bilatéralement, sur le marché de gré à gré (dit *over the counter* ou « OTC ») ou encore au travers du marché organisé par EPEX SPOT. Ces sessions d'enchères organisées étaient, en régime de fonctionnement continu, au nombre de quinze pour une année de livraison (AL) donnée, avant son démarrage. Une fois l'année de livraison écoulée, un contrôle effectif de la composition des portefeuilles des acteurs obligés ainsi que de la disponibilité réelle des capacités était effectué et

pouvait conduire à pénaliser les écarts constatés de disponibilité, pour les exploitants de capacité, et de couverture de l'obligation, pour les acteurs obligés.

A l'instar du marché de l'énergie, le mécanisme de capacité reposait sur un fonctionnement en *pay-as-clear*. Cette caractéristique favorise l'émergence sur les enchères organisées d'un prix unique[11] pour la sécurité d'approvisionnement.



Le mécanisme jouant le rôle de complément du marché de l'énergie, il supposait que les exploitants de capacité offraient leurs garanties de capacité – et donc, au travers d'elles, leurs capacités – à hauteur du revenu qu'ils n'avaient pu percevoir sur le marché de l'énergie (*missing money*) et qui participait de leur décision de rester ou non en fonctionnement. En conséquence, les capacités existantes devaient s'offrir au niveau de leurs coûts d'opération et de maintenance (O&M ou OPEX) fixes, une fois déduits les revenus perçus par l'installation sur les marchés de l'énergie (y compris les services système), c'est-à-dire à leur *missing money* de court terme. En théorie, la diversité des *missing money* des différentes technologies doit conduire à ce qu'une courbe d'offre prenne la forme de paliers successifs – où dans l'idéal l'ensemble de l'offre et de la demande se rencontreraient sur une unique enchère. La stratégie d'offre des nouvelles capacités doit s'établir quant à elle au niveau de la couverture de leurs coûts complets annualisés – une fois retranchées les prévisions de revenus sur les marchés de l'énergie et de la capacité sur la durée de vie du projet, permettant en principe la prise de décision à l'investissement.



[11] Ce prix pouvant évoluer d'une enchère à l'autre, traduisant l'évolution des conditions de la sécurité d'approvisionnement, et jouant également un rôle directeur sur le prix des échanges réalisés en dehors des enchères organisées, en gré-à-gré.

1.3 Evolution du contexte européen - réforme du market design et déploiement d'autres mécanismes à l'échelle européenne

Si le cadre juridique européen relatif aux aides d'Etat[12] constituait, lors de l'approbation du mécanisme de capacité français, la seule norme de référence pour l'évaluation de la conformité d'un mécanisme de capacité, le droit européen organise désormais un cadre complet et spécifique aux mécanismes de capacité et prévoit un ensemble de conditions préalables à toute évolution ou introduction d'un mécanisme de capacité. De nombreux mécanismes de capacité ont depuis été introduits en Europe, notamment en Italie, en Belgique, en Irlande ou en Pologne[13], installant *de facto* ces instruments d'intervention publique dans le paysage énergétique européen, tandis que ces dispositifs restaient rares et peu connus lors de l'approbation du mécanisme français.

Le cadre européen a progressivement intégré les mécanismes de capacité et les a « normalisés » dans l'architecture des marchés de l'électricité européens. Ces dernières années témoignent en effet d'un changement d'approche significatif : jusque-là considérés comme des mesures temporaires et de dernier recours, ces dispositifs apparaissent désormais comme un choix légitime des Etats membres pour pallier d'éventuelles difficultés de sécurité d'approvisionnement.

Cette approche est consacrée par le règlement 2024/1747 relatif à l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union qui acte la fin du statut d'instrument de dernier recours des mécanismes de capacité. La Commission Européenne s'est par la suite engagée dans l'élaboration d'un nouveau cadre d'approbation simplifié et rationnalisé, matérialisé par la publication d'un rapport[14] dédié le 3 mars 2025, et une révision du cadre général d'approbation des aides d'Etat le 25 juin 2025[15] (CISAF).

Le CISAF vient notamment établir des critères d'analyse objectifs permettant aux Etats membres d'accéder à une procédure d'approbation accélérée. Compte tenu de la temporalité des travaux au niveau national, l'approbation du nouveau mécanisme de capacité ne s'inscrit pas dans le cadre de cette procédure accélérée. Afin d'en faciliter l'approbation, le design proposé aux autorités communautaires avait néanmoins pour objectif de converger le plus possible vers le modèle décrit dans le CISAF.

[12] Ce cadre était alors principalement constitué par la communication de la Commission européenne du 26 juin 2014 portant lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.

[13] Le plus récent étant le mécanisme de capacité belge, approuvé en août 2021 par la Commission européenne.

[14] Le rapport de la Commission Européenne du 3 mars 2025 a précisé les possibilités de rationalisation et de simplification du processus d'application des mécanismes de capacité

[15] Encadrement des aides d'Etat visant à soutenir le pacte pour une industrie propre (CISAF).

2 Objectifs du cycle de réforme du mécanisme de capacité

2.1 Mandatement de RTE

La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du Ministère de la Transition énergétique a adressé le 12 avril 2022 à RTE un courrier lui donnant pour mandat de conduire une concertation portant sur la refonte du mécanisme, en en définissant les thématiques, attendus et éléments de calendrier.

Le mécanisme de capacité décentralisé a reçu l'approbation de la Commission européenne pour dix ans à compter de novembre 2016 et cette autorisation s'étend ainsi jusqu'en 2026. La refonte du mécanisme de capacité intervient par conséquent à une échéance où il aurait de toute façon dû faire l'objet d'un nouvel examen de la part des autorités communautaires. Par ailleurs, l'expiration du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) au 31 décembre 2025, qui limitait le coût capacitaire porté par le consommateur, invitait déjà à ce que ce dernier ne perdure pas dans sa forme actuelle.

Les travaux de conception du mécanisme de capacité ont été conduits dans le cadre d'une concertation nourrie et étroite avec l'ensemble des parties prenantes intéressées. Ils s'inscrivent la fois dans les travaux de prospectives conduits par RTE, mais également dans les travaux de conception d'autres mécanismes de marché qu'il opère. L'ensemble des problématiques, principes de *design* et paramètres du mécanisme ont été présentés et débattus dans les séances de groupes de travail, selon une méthode ouverte et transparente visant à ce que chaque partie intéressée puisse s'exprimer et être entendue.

2.2 Enseignements du retour d'expérience

Conformément à la clause de revoyure inscrite dans le cadre réglementaire lors de la conception du mécanisme, RTE a mené entre 2020 et 2021 un retour d'expérience complet, concerté avec les parties prenantes du mécanisme, afin d'en évaluer le fonctionnement concret et sa performance à l'issue de ses premières années de fonctionnement.

Cet exercice a permis d'établir plusieurs conclusions :

- Il a confirmé l'intérêt et la valeur économique du mécanisme de capacité en attestant que, sur la période considérée, le dispositif a bien rempli son objectif de contribuer au maintien d'un niveau de sécurité d'approvisionnement correspondant – ni plus, ni moins – au critère établi par les pouvoirs publics, et a procuré un bénéfice économique net à la collectivité.

- Il a conféré une valeur de référence à la contribution de chaque moyen de production et d'effacement à la réduction du risque de défaillance, sans pour autant occasionner un coût pour le consommateur excédant les estimations conduites avant sa mise en œuvre.

- L'architecture « décentralisée » a démontré sa capacité à fonctionner en pratique, mais au prix d'une importante complexité opérationnelle, qui n'a pas démontré sa plus-value par rapport à un système centralisé[16].

Ces travaux ont ainsi permis de constituer un retour d'expérience suffisant et partagé sur le mécanisme pour en connaître les avantages et inconvénients et engager des modifications, y compris structurelles, comme appelé de leurs vœux par l'ensemble des acteurs, de marché et institutionnels.

[16] Avec une lisibilité du signal prix à améliorer

2.3 Objectifs du nouveau mécanisme

2.3.1 Une transition vers un mécanisme centralisé tirant parti du retour d'expérience du mécanisme décentralisé

Si, de manière structurelle, il existe une complexité intrinsèque à tout mécanisme de capacité qui valorise non pas l'énergie produite, mais la capacité à produire ou à renoncer à consommer de l'énergie lors des périodes de tension, le retour d'expérience a permis de mettre en lumière un consensus parmi l'ensemble des acteurs institutionnels et de marché quant à la complexité – notamment opérationnelle – du mécanisme de capacité actuel.

Le retour d'expérience et la majorité des retours des acteurs révèlent qu'une part importante de cette complexité semble provenir du choix initial d'une architecture décentralisée qui conduit par construction à démultiplier le nombre de parties prenantes.

Le nouveau mécanisme de capacité repose sur un fonctionnement centralisé, dans lequel la demande de disponibilité est exprimée par une entité unique à laquelle il incombe également d'organiser et d'opérer le mécanisme. Conjointement avec les pouvoirs publics, RTE est ainsi chargé d'identifier (*cf.* partie 4 ci-après) et de contractualiser (*cf.* partie 5 ci-après), au nom et pour le compte de la collectivité, le besoin en capacités nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement pour une période de livraison (PL) donnée.

La centralisation du mécanisme et la suppression des acteurs obligés qui en résulte impliquent un recentrage du mécanisme sur les exploitants et sur son objectif principal, c'est-à-dire la contractualisation, plusieurs années à l'avance, d'une puissance disponible permettant d'assurer le critère de sécurité d'approvisionnement à l'horizon considéré.

Par conséquent, la certification des exploitants par les gestionnaires de réseaux et leur participation aux enchères centralisées par lesquelles RTE contractualisera le besoin en disponibilité traduit désormais, de façon plus claire encore que dans l'actuel mécanisme[17], leur engagement à rendre un service de disponibilité à la collectivité. Cet engagement de disponibilité est central au sein du futur mécanisme : il a pour contrepartie RTE, qui s'engage à rémunérer les engagements qu'il a contractualisés (*cf.* partie 7 ci-après).

La demande exprimée par RTE au nom de la collectivité vise à contractualiser le volume de capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement lors des heures de tension du système électrique. Le produit à contractualiser se résumera à un engagement de disponibilité, en $MW_{contractualisés}$ (*cf.* partie 5 ci-après) : la nécessité d'un produit financier créé *ex nihilo* (la garantie de capacité du mécanisme décentralisé) pour faciliter les échanges entre acteurs de marché disparaît.

Ce recentrage sur les exploitants ne signifie pas pour autant qu'aucune incitation à la maîtrise de la demande lors des heures de pointe n'est transmise par le dispositif. Dans le nouveau mécanisme, chaque fournisseur peut toujours réduire le montant de sa contribution en incitant son portefeuille de clients à réduire ses consommations sur les heures de tension (*cf.* partie 0 ci-après).

[17] Le volume d'engagements de disponibilité au périmètre France doit constamment rester stable, et ne peut croitre qu'à l'occasion des enchères. Ainsi, chaque acteur ayant été retenu sur une enchère contractualise un engagement de disponibilité ferme vis-à-vis de la collectivité, qu'il ne lui sera pas possible de revoir à la baisse (hors échange sur le marché secondaire).

2.3.2 Sécuriser le parc existant et garantir l'émergence de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, à un coût maitrisé.

L'objectif assigné au mécanisme reste d'assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Cela implique qu'il permette aux capacités existantes de couvrir leur *missing money* de court-terme, et de transmettre en cas de besoin un signal à l'investissement pour faire émerger de nouvelles capacités.

Le coût supporté par le consommateur d'électricité constitue ainsi la contrepartie du respect du critère de sécurité d'approvisionnement et des bénéfices liés à l'existence d'un mécanisme de capacité comme son effet de long-terme sur les prix de l'énergie, que le retour d'expérience a largement détaillé. L'analyse économique menée au sein de ce dernier a notamment conduit à identifier un bénéfice net pour la collectivité (coût évité de la défaillance par rapport à une situation contrefactuelle sans mécanisme de capacité, diminué du coût de fonctionnement du dispositif), de l'ordre de 75 à 280 M€/an[18].

Sur les premières années de fonctionnement du mécanisme de capacité, le coût moyen observé pour le consommateur s'est révélé conforme aux niveaux anticipés et dans la moyenne des pays européens avec un coût unitaire variant de 1 à 2€ /MWh. Ces résultats sont entre autres fortement liés au choix de faire coexister un mécanisme *capacity-wide* avec le dispositif ARENH, lequel assure la redistribution des revenus capacitaires de la filière nucléaire et limite significativement le coût du mécanisme pour le consommateur.

Le nouveau mécanisme est identifié comme le principal vecteur pour faire émerger des nouvelles capacités, grâce à la mise à disposition de contrats pluriannuels. Les Bilan prévisionnel 2023 et 2025 ont démontré que dans les scénarios d'évolution du système électrique nécessaire à l'atteinte des objectifs de décarbonation et de réindustrialisation de la France, de nouvelles capacités thermiques décarbonées et de flexibilités[19] devront émerger pour assurer la sécurité d'approvisionnement à horizon 2030.

Les offres des exploitants – qu'elles soient pluriannuelles ou annuelles - seront mises en concurrence au sein des enchères centralisées de RTE. En pratique, afin que les nouvelles capacités puissent couvrir leurs coûts, l'enchère devra offrir des conditions leur permettant d'accéder à des niveaux de rémunérations adaptés, pouvant par conséquent nécessiter une réévaluation à la hausse du prix plafond général.

Sans mesure supplémentaire, les capacités existantes pourraient dès lors bénéficier d'une rémunération dépassant très largement leur *missing money* de court-terme. Afin d'éviter ces rentes potentiellement importantes et une augmentation du coût du mécanisme supporté par le consommateur, le futur mécanisme intégrera des mesures de contrôle de la rémunération des capacités existantes prenant la forme d'un prix plafond intermédiaire.

Le dispositif présenté au sein de la proposition de règles et de la présente note consiste par conséquent à :

- Garantir aux nouvelles capacités, qu'elles bénéficient d'un contrat pluriannuel ou non, un niveau de rémunération compatible avec leur *missing money* de long terme. Pour ces capacités, leur rémunération sera limitée par un prix plafond général (assimilable à l'actuel « prix administré ») potentiellement plus élevé qu'actuellement ;

[18] Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français (2021)

[19] Stockage et effacement

- Limiter la rémunération des capacités existantes au Prix Plafond Intermédiaire (PPI), défini à un niveau compatible avec la couverture de leur *missing money* de court terme.

2.3.3 Le mécanisme de capacité doit permettre l'atteinte des objectifs publics de développement des flexibilités décarbonées

Les nouvelles orientations relatives aux aides d'Etat établies par la Commission Européenne militent pour réévaluer l'interface entre mécanismes de capacité et dispositifs *ad hoc* de soutien aux flexibilités décarbonées. Plus précisément, dans le cas de la mise en place d'un mécanisme de capacité, ce dernier devrait être pensé comme le support privilégié pour le développement de ces flexibilités. En cohérence avec ces orientations, le nouveau mécanisme vise à réintégrer en son sein les dispositifs de soutien aux flexibilités actuellement en vigueur (AOLT, AOE/AOFD). Cette intégration prendra la forme d'un volume réservé au cours de l'enchère PL-1, dont le niveau sera proportionné aux objectifs fixés par les pouvoirs publics.

Concrètement, le soutien aujourd'hui matérialisé par l'AOE/AOFD[20] perdurera mais passera par une contractualisation sur le mécanisme de capacité.

3 Justification et paramétrage du mécanisme de capacité

3.1 Le critère de sécurité d'approvisionnement

Le règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité établit une base de calcul commune aux Etats membres pour identifier le besoin de sécurité d'approvisionnement d'un système. Le critère de sécurité d'approvisionnement représente le niveau annuel moyen de rupture d'alimentation électrique, pour des raisons d'équilibre offre demande, accepté par la collectivité.

Il est défini comme le ratio entre :

- Le coût d'un nouvel entrant (Cost of New Entry, ci-après « CONE »), c'est-à-dire le coût annualisé de mise en service de l'unité de production la plus compétitive susceptible d'être utilisée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ;

- Le coût de l'énergie non distribuée (Value of Lost Load, ci-après « VoLL »), c'est-à-dire la valeur des pertes économiques subies par les consommateurs lors des coupures d'électricité ;

Loss of Load Expectancy *– critère de sécurité d'approvisionnement, exprimé en espérance d'heures de délestage*

$$LOLE = \frac{CONE}{VOLL}$$

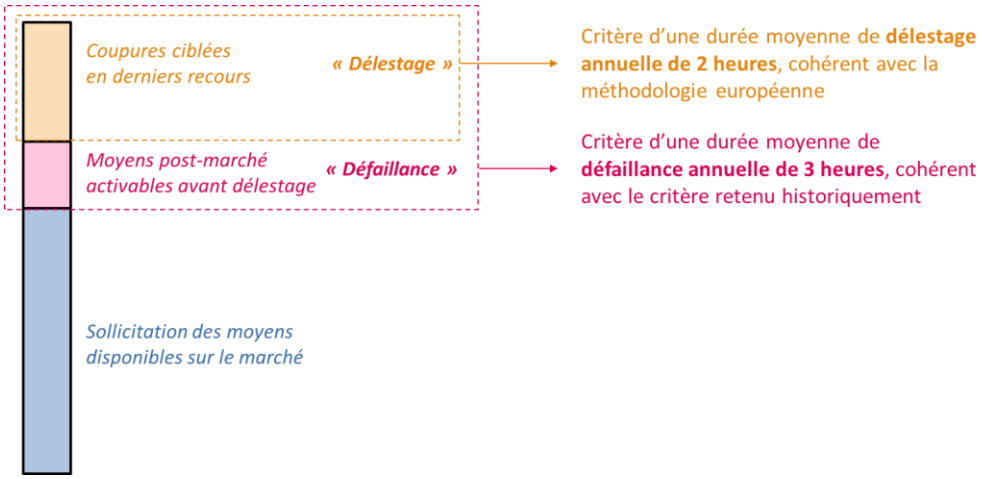
Le critère de sécurité d'approvisionnement en vigueur est établi par l'arrêté du 5 août 2022, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie[21], sur la base d'un rapport élaboré par RTE.

La technologie marginale retenue pour la définition du CONE est la filière effacement, dont le coût d'entrée est évalué à 60 000€/MW.an. La VOLL, estimée à 33 000€/MWh, est pour sa part fondée sur

[20] Appel d'offres effacement et appel d'offres flexibilités décarbonées

[21] Délibération du 25 mai 2022 portant proposition d'une valeur du critère de sécurité d'approvisionnement.

une moyenne de trois méthodes d'évaluation[22]. Conformément à la méthodologie européenne, le critère de sécurité d'approvisionnement s'élève ainsi à 2 heures de délestage par an en espérance. Cette durée est équivalente au critère historique de 3 heures de défaillance par an en moyenne, la mobilisation de moyens post-marché permettant de réduire cette durée de défaillance à 2 heures de délestage.



3.2 L'existence d'un mécanisme de capacité est justifiée

Un des enjeux de l'analyse économique conduite dans le Bilan prévisionnel consiste à vérifier les conditions de valorisation économique des capacités (centrales de production, installations de stockage ou effacements de la consommation) nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en France.

Cette analyse concerne en priorité les capacités les plus sensibles aux conditions du marché de l'énergie et des réserves pour leur maintien en fonctionnement ou pour le développement de nouvelles capacités[23] : il s'agit notamment des capacités thermiques, des moyens de stockage, ou encore de certains gisements d'effacement et de flexibilité de la demande. Leur trajectoire d'évolution est dès lors conditionnée par leur viabilité économique. Les installations de production nucléaire existantes sont déjà largement amorties et ne sont pas menacées de fermeture pour raisons économiques, y compris en intégrant les importants investissements du grand carénage pour augmenter leur niveau de sûreté et prolonger leur durée d'exploitation.

Pour des capacités exposées au prix du marché de l'énergie et des réserves, une perspective de rémunération insuffisante engendre, sur le plan théorique, un risque de fermeture définitive ou temporaire, même si ces actifs sont nécessaires pour garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. L'analyse de viabilité économique vise à apprécier les risques économiques pesant sur certaines filières (qu'elles soient thermiques, de stockage ou d'effacement) et, par conséquent, la nécessité de déployer un dispositif de rémunération capacitaire en complément des marchés de l'énergie et des réserves.

Dans ce contexte, l'analyse de viabilité économique vise à confirmer ou à infirmer la nécessité de maintenir un dispositif de rémunération capacitaire en France sur la période considérée (*i.e.* jusqu'en 2035) pour atteindre les objectifs fixés par les pouvoirs publics en matière de sécurité

[22] Ces trois méthodes sont : consentement à payer, coût direct associé à une coupure, et consentement à accepter.

[23] Les installations de production éolienne et solaire, ainsi que les installations hydrauliques de petite taille, sont aujourd'hui développées très majoritairement sous le régime de dispositifs de soutien spécifiques (obligation d'achat ou complément de rémunération) qui leur assurent un revenu au-delà du marché. Les capacités d'effacements bénéficient historiquement également d'un dispositif de soutien spécifique.

d'approvisionnement[24]. Dans le cadre réglementaire européen[25], tant l'étude européenne d'adéquation (ERAA[26]), que l'étude nationale (Bilan prévisionnel) peuvent être mobilisées pour justifier de la nécessité d'un mécanisme de capacité. En vue de l'approbation du nouveau mécanisme, les autorités nationales ont entendu faire de l'édition 2025 du Bilan prévisionnel le support de justification de l'aide d'Etat.

Sur le plan méthodologique, elle satisfait ainsi à la réglementation applicable[27] en déterminant les trajectoires de capacités et de défaillance qui résulteraient de la confrontation des espérances de revenus et de coûts dans une configuration sans mécanisme de capacité.

Plus concrètement, RTE conduit un protocole itératif de comparaison des coûts et des revenus[28], dans un scénario d'atteinte des objectifs climatiques, permettant d'identifier les capacités françaises à risque en l'absence d'un mécanisme de capacité. Afin de ne pas biaiser l'analyse du besoin domestique, les autres Etats-membres sont supposés respecter leurs propres critères de sécurité d'approvisionnement. Tenant compte d'un comportement averse au risque des opérateurs, des décisions d'investissement ou de désinvestissement interviennent en réponse aux revenus prévisionnels estimés dans la simulation. Par construction, le retrait de capacités non viables économiquement augmente le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande, conduisant à une hausse des prix, et des revenus captés par les capacités. L'étude de viabilité est répétée ainsi de manière itérative jusqu'à ce que l'ensemble des capacités restantes soient identifiées comme viables. Les indicateurs associés à la sécurité d'approvisionnement sont alors évalués pour le parc résultant (le parc dit « post-EVA »). Le protocole complet est détaillé dans la section 6 du chapitre 9 du *Bilan prévisionnel 2023*.

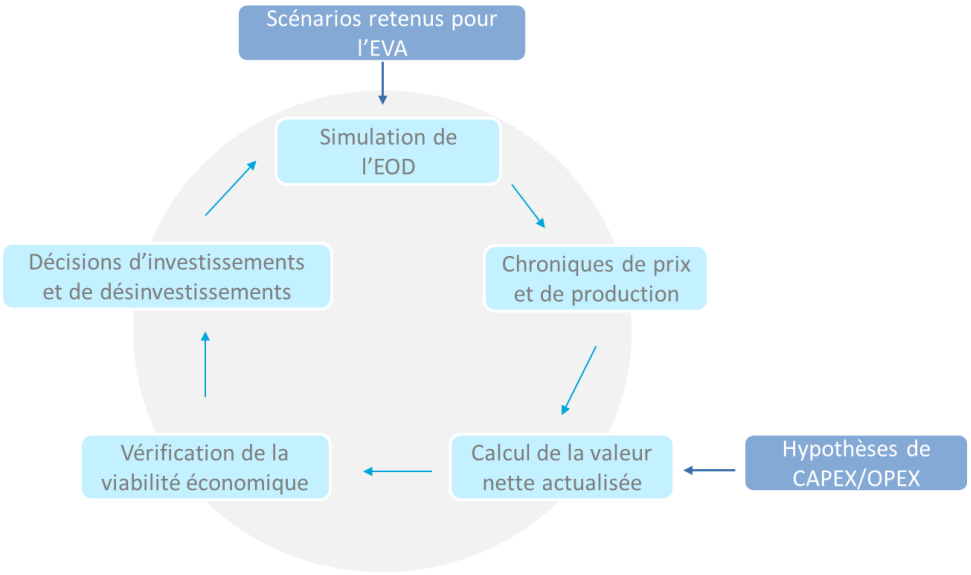


Figure 3 - Description simplifiée de la boucle d'investissement de l'analyse de viabilité économique (EVA)

[24] L'objectif de la France en matière de sécurité d'approvisionnement prend la forme d'un critère probabiliste exprimé en risque de délestage (*Loss of Load Expectation* ou LOLE) et en risque de défaillance. Les travaux conduits par RTE en 2022 à la demande des pouvoirs publics ont permis d'attester de la conformité de la méthode utilisée en France avec les exigences méthodologiques européennes et de mettre à jour divers paramètres. Cette réactualisation a par la suite conduit les pouvoirs publics à confirmer par arrêté, sur proposition de la CRE, le niveau du critère actuel.

[25] Règlement européen 2019/943

[26] *European Resource Adequacy Assessment*

[27] Règlement n°2019/943 et décision n°24/2020 de l'ACER du 2 octobre 2020 précités

[28] Revenus issus des marchés de gros et de la fourniture de réserves et nets des coûts variables de combustibles et des quotas d'émissions de CO_2.

L'analyse initiale des revenus du parc de production, en particulier thermique, permet de mettre en exergue les faibles revenus des acteurs à court terme, et la grande partie de revenus considérés comme incertains pour les acteurs à moyen terme.

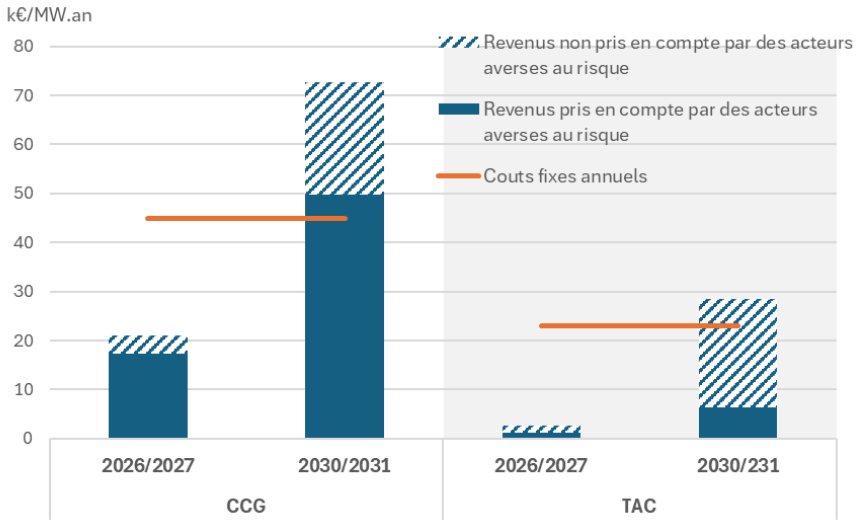


Figure 4 - Comparaison des couts fixes annuels et des revenus annuels estimés projetés issus des marchés de l'énergie et des réserves des capacités thermiques du parc français dans la trajectoire d'atteinte des objectifs publics

Ces revenus faibles et volatils conduisent à l'identification de plus de 12 GW de capacités à risque de désinvestissement en France dans le scénario de trajectoire de décarbonation rapide, sur l'ensemble de l'horizon d'étude du Bilan prévisionnel 2025. Ainsi, en absence de mécanisme de capacité, l'étude identifie un risque important pour la sécurité du système, dès la période de livraison 2026-2027 et jusqu'à 2035-2036, avec des durées de défaillance dépassant largement la durée prescrite par le critère de sécurité d'approvisionnement.

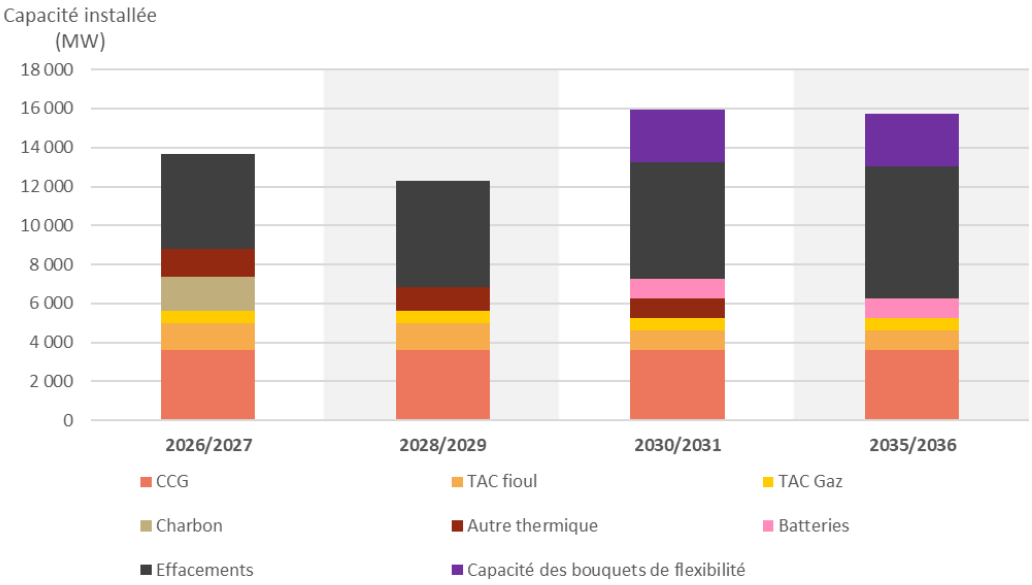


Figure 5 - Capacités mises à risque et retirées par le protocole itératif de l'étude de viabilité économique

Ces résultats s'expliquent principalement par le niveau et la forte variabilité des revenus sur les marchés de l'énergie. Compte tenu de l'aversion au risque des opérateurs, les revenus exceptionnels à faible probabilité sont insuffisants pour éviter la fermeture de capacités existantes ou déclencher de nouveaux investissements – tels qu'identifiés par exemple à moyen terme dans les différents bouquets de flexibilités. À court terme, les faibles revenus liés à la surcapacité du système ne permettent pas

aux capacités de pointe (turbines à combustion, effacements, voire une partie des cycles combinés gaz) de couvrir leurs coûts, malgré leur rôle essentiel pour la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030.

Ces résultats sont par ailleurs confirmés par différentes sensibilités économiques, même avec une moindre aversion au risque des acteurs ou de potentielles augmentations du plafond de prix du marché spot. En l'absence d'un mécanisme prenant le relais de l'actuel, le niveau de défaillance du système à court et moyen terme dépasserait ainsi très largement le critère de sécurité d'approvisionnement.

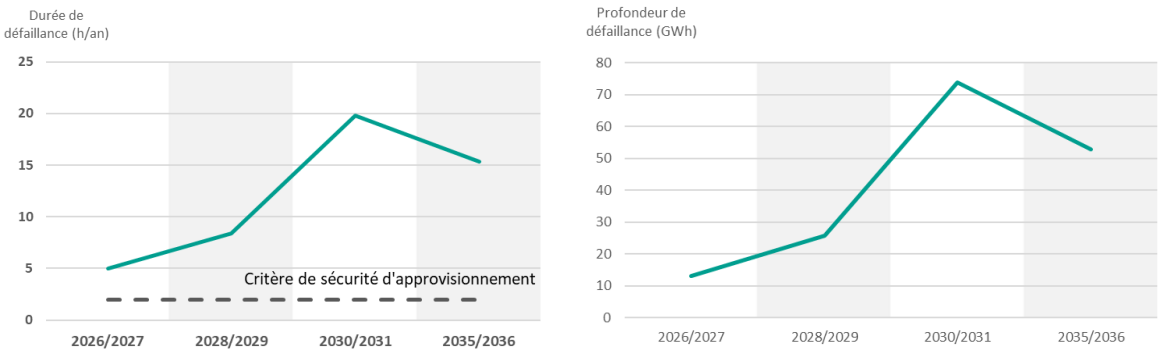


Figure 6 - Indicateurs de sécurité d'approvisionnement après mise en place de l'étude de viabilité économique dans le croisement d'atteinte des objectifs publics à 2030 en termes de consommation et de production

Le désinvestissement des capacités ayant un risque de non-viabilité économique a par ailleurs tendance à renforcer la volatilité naturelle du prix de maché, car il atteint alors plus souvent le plafond de prix lors des épisodes de défaillance, de l'ordre de 20 heures par an en 2030/2031.

Avant l'édition 2024, les ERAA approuvés par l'ACER avaient tous conclu à des problèmes de sécurité d'approvisionnement pour la France en l'absence de mécanisme de capacité dans l'ensemble des pays européens, même avec une représentation moins détaillée du fonctionnement du système électrique français. L'ERAA2024, quant à lui, n'a pas identifié de risque pour la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030 dans son scénario central (il n'en identifiait que dans la sensibilité intégrant une plus forte dispersion de la disponibilité du parc nucléaire –dont l'ordre de grandeur de dispersion correspond à celle utilisée par RTE). En conséquence, conformément à l'article 24 du Règlement Européen 2019/943[29], la DGEC a officiellement transmis à l'ACER le 28 octobre 2025 l'étude nationale de RTE – NRAA25 - établie sur la base du Bilan prévisionnel 2025 qui explicite et justifie notamment les divergences avec l'ERAA2024.

Ce rapport permet d'identifier les principaux écarts d'hypothèses et de méthodologie ayant abouti aux différences de résultats identifiées entre études nationale et européenne. Les quatre différences majeures identifiées par RTE dans son étude sont :

- La modélisation des Etats-membres voisins comme respectant domestiquement leur critère de sécurité d'approvisionnement ;
- La modélisation statistique de l'aversion au risque des acteurs ;
- La modélisation des incertitudes climatiques ;
- La modélisation statistique bien plus large de la disponibilité nucléaire dans l'étude nationale.

[29] Le rapport est disponible sur le site du ministère chargé de l'énergie : Sécurité d'approvisionnement en électricité | Ministères Aménagement du territoire Transition écologique

Selon RTE, ces divergences méthodologiques permettent à l'étude nationale de répondre plus pertinemment et plus précisément à la question du besoin d'un mécanisme de capacité en France, là où l'étude européenne se prête plutôt à l'étude de l'impact d'une absence de tels mécanismes sur l'intégralité de la région européenne. Les deux études sont donc complémentaires.

L'avis de l'ACER du 15 décembre 2025[30] confirme que les divergences méthodologiques identifiées ne remettent pas en cause l'existence d'un enjeu de sécurité d'approvisionnement en France sur l'intégralité de l'horizon d'étude, ce qui entérine l'utilisation du Bilan prévisionnel 2025 pour justifier de la nécessité du mécanisme. L'avis de l'ACER reconnait par ailleurs de bonnes pratiques à l'approche de RTE.

En tout état de cause, la loi prévoit que si le dernier Bilan prévisionnel ne fait état d'aucun problème d'adéquation pour une période de livraison donnée, dans un scénario « sans mécanisme de capacité », alors le niveau de la demande sera nul et aucun nouveau contrat capacitaire ne pourra être signé pour la période considérée.

3.3 Le besoin doit être circonscrit au critère de sécurité d'approvisionnement

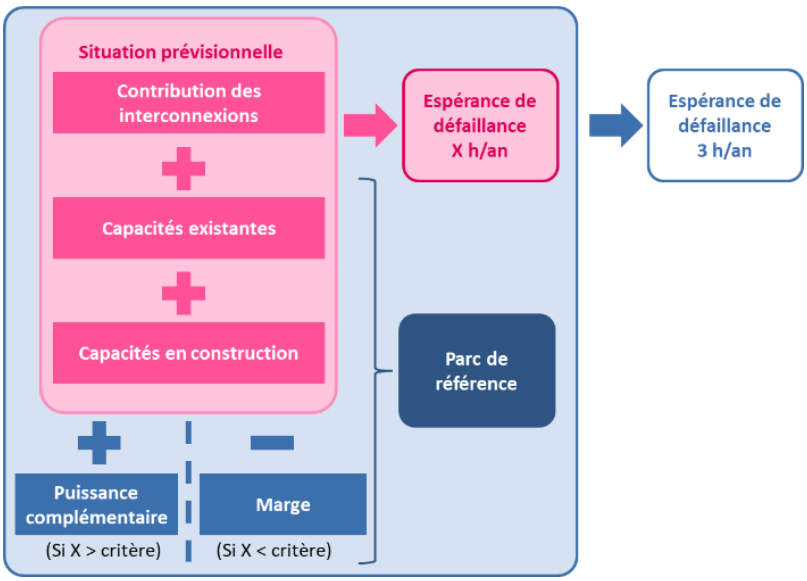
Le besoin de capacité, exprimé à travers la courbe de demande vise à contractualiser le volume de capacités nécessaire à la collectivité pour assurer le respect de son critère de sécurité d'approvisionnement. A cette fin, RTE transmettra au régulateur, pour chaque enchère, un rapport de paramétrage qui comprendra :

- Un nombre défini de scénarios de courbe de demande respectant le critère de sécurité d'approvisionnement sous différentes visions prospectives
- L'ensemble des paramètres technico-économiques traduisant la contribution de chaque filière à la réduction du risque de défaillance (cf. 3.4.2).

Afin de mettre au maximum en cohérence les études de sécurité d'approvisionnement avec le fonctionnement du mécanisme, le besoin sera exprimé et contractualisé pour un hiver électrique à cheval sur deux années civiles, contre un fonctionnement actuel sur une année calendaire. Un volume de capacité C_{ref} sera déterminé de façon à respecter parfaitement le critère de sécurité d'approvisionnement, suivant la méthode de la certification du parc de référence. Le parc de référence représente la capacité certifiée totale d'un parc dimensionné pour respecter parfaitement le critère de sécurité d'approvisionnement.

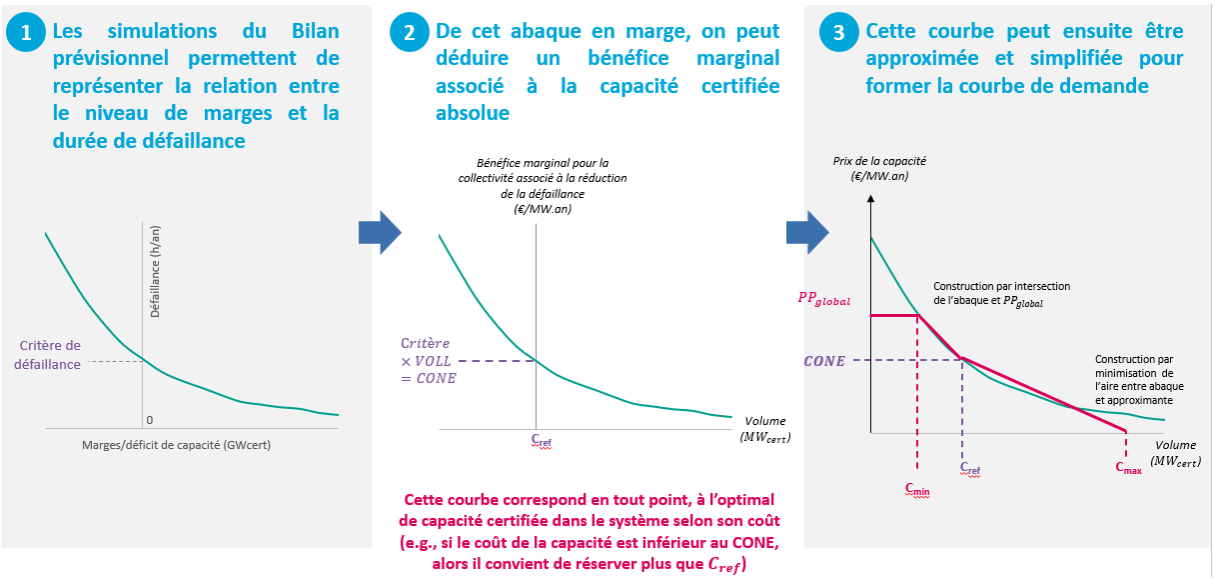
La méthode consiste tout d'abord à estimer la capacité certifiée totale du parc projeté. Ensuite, le parc projeté est adapté (diminué ou augmenté) afin d'équilibrer exactement le parc au niveau du critère de sécurité d'approvisionnement, (il constitue alors le parc de référence). Enfin, les contributions des pays frontaliers à la sécurité d'approvisionnement sont ajoutées. Cette méthode a l'intérêt de faire un lien direct entre les paramètres de certification effectivement appliqués et la définition de la courbe de demande.

[30] ACER's OPINION No 12/2025 on the differences between the national resource adequacy assessment of France and the 2024 European resource adequacy assessment

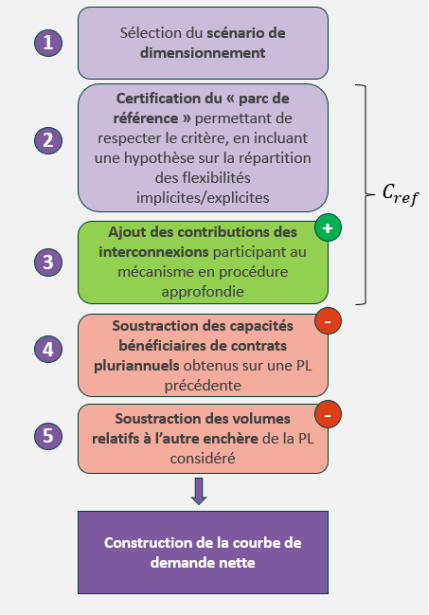


Les courbes intègrent une part d'élasticité par rapport au prix dans l'objectif de limiter l'exercice du pouvoir de marché et de contractualiser le besoin au meilleur coût pour la collectivité. Dans le cas où deux enchères seront organisées, la définition d'une courbe non élastique pour la seconde enchère peut toutefois être envisagée afin de s'assurer de réserver C_{ref} et ainsi de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement (sous réserve d'une offre suffisante).

Cette élasticité peut être définie grâce aux analyses de sécurité d'approvisionnement qui permettent de constituer des abaques représentant la relation entre durée de défaillance et marges du système. Ces abaques sont ensuite approximés en une courbe linéaire par morceaux construite autour de trois points, en suivant une fonction décroissante des prix.



Des relations standard entre les trois points de la courbe (C_{ref}, C_{min}et C_{max}) peuvent ainsi être établies et ajustées ponctuellement. C_{ref} variera d'une période de livraison à l'autre en fonction des conditions de sécurité d'approvisionnement, tandis que les abaques devraient demeurer peu sujets à évolution.



En synthèse, pour chaque enchère associée à une période de livraison, la Commission de régulation de l'énergie formulera une proposition motivée de courbe de demande sur la base du rapport de paramétrage transmis par RTE. Chaque courbe de demande vise à contractualiser un besoin de capacité permettant de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement, sous différentes visions prospectives.

Comme expliqué plus haut, la courbe de demande se base sur la détermination de C_{ref} : elle intègre les hypothèses sur la répartition entre flexibilités de la demande explicites (considérées de manière directe dans la courbe de demande) ou implicites (venant en déduction du volume réservé par la courbe de demande) (étape 2 ci-contre), ainsi que les contributions des pays voisins participant au mécanisme français en procédure explicite approfondie (étape 3 ci-contre). Les capacités pluriannuelles contractualisées au cours d'enchères antérieures sont déduites de la courbe de demande offerte à l'enchère (étape 4 ci-contre).

Afin de préserver un espace économique aux capacités ne pouvant se présenter quatre ans avant la période de livraison, une partie des volumes sera sanctuarisée pour l'enchère PL-1 (étape 5).

La méthodologie précise de définition de la courbe de demande sera décrite dans un rapport dédié de RTE sur le paramétrage du mécanisme de capacité. Il sera transmis à la CRE, approuvé par le Ministre chargé de l'énergie, et enfin publié en amont de l'ouverture du guichet de certification de la PL 2026/2027. La valeur de la courbe de demande de l'enchère 2026/2027 sera également arrêtée par le ministre sur une proposition de la CRE, formulée sur la base du rapport de paramétrage de RTE.

3.4 Le lien entre les études prospectives et le fonctionnement du mécanisme de capacité.

3.4.1 Les périodes de tension du système

A l'instar du mécanisme actuel, les périodes de tension permettent de mesurer la disponibilité des capacités contractualisés et de dimensionner la contribution des fournisseurs (actuelle obligation) permettant de financer les rémunérations des exploitants. Les périodes de tension du mécanisme de capacité sont déterminées dans les règles, et doivent comprendre légalement, au minimum 100 heures et au maximum 500 heures, réparties sur au plus 60 jours. Leur dimensionnement doit permettre de couvrir le maximum d'épisodes de défaillance identifiés dans les études prospectives de RTE.

Le Bilan prévisionnel a mis en évidence la persistance sur la période 2025-2035 d'une localisation des épisodes de défaillance – durant lesquels la disponibilité serait requise – sur les mois de décembre, janvier et février. Si les mois de novembre et mars incluent une proportion bien moindre de défaillance, un certain nombre d'occurrences y apparaissent tout de même. Dans une approche prudente par

rapport aux résultats du Bilan prévisionnel et afin d'assurer une continuité avec le mécanisme actuel, **la période de livraison couvrirait donc un hiver électrique complet entre novembre de l'année N-1 et mars de l'année N.**

Ces épisodes de défaillance sont concentrés à court terme sur les plages [7h-10h [et [17-20h [. Aux horizons 2030 puis 2035, la distribution du risque devient plus homogène et s'étend sur davantage d'heures, notamment nocturnes.

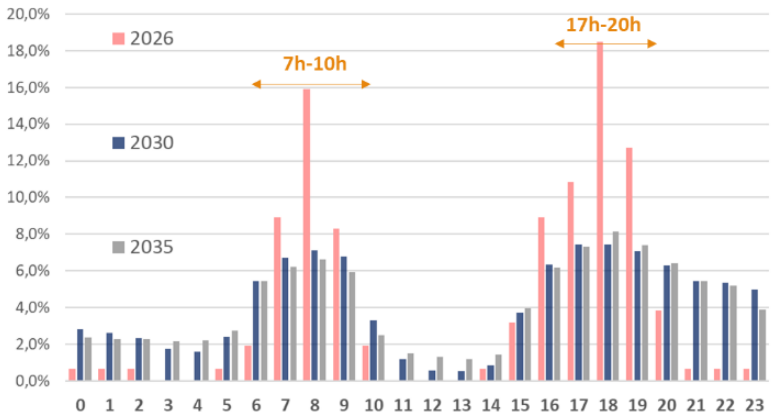


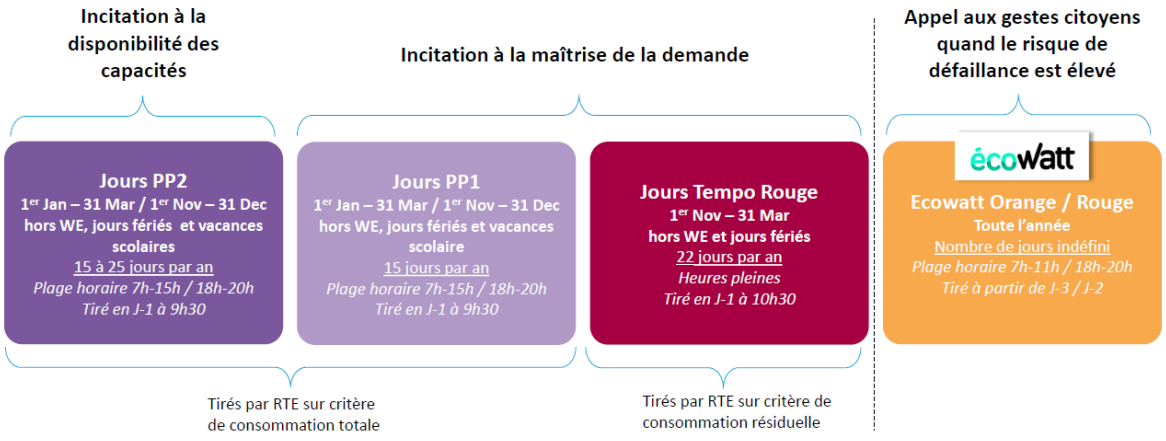
Figure 7 : Répartition horaire des situations de défaillance et exemple de plage d'engagement de disponibilité

Pour le lancement du mécanisme, RTE propose :

- Une plage horaire PP couvrant les créneaux [7h00 ; 10h00[et [17h00 ; 20h00[, soit 6h par jour ;
- Un tirage de 22 jours ouvrés par période de livraison. Afin de faciliter les modalités de répercussion aux consommateurs, six jours exactement seront signalés entre novembre et décembre.

Les plages horaires et le nombre de jours PP pourront être modifiés au cours du cycle de vie du mécanisme de capacité, en cohérence avec l'évolution du paysage de sécurité d'approvisionnement aux horizons considérés.

Contrairement au premier mécanisme de capacité, il n'existera plus de distinction entre les jours PP1 d'incitation à la réduction de la demande et les jours PP2 d'incitation à la disponibilité des capacités. Cette proposition s'inscrit dans une démarche d'harmonisation des signaux de tension du système électrique afin d'en renforcer la cohérence. En effet, de nombreux acteurs de la concertation ont déploré la multiplication des signaux qui limite la lisibilité des différentes incitations envoyées au consommateur.



Afin de renforcer la cohérence entre les signaux PP et Tempo, ainsi que pour faire évoluer le critère de tirage vers une métrique de défaillance plus adaptée au paysage actuel du système électrique, RTE propose que le futur tirage PP soit fondé sur un critère de consommation résiduelle[31]. Dans la limite du stock de jours disponibles, un signal PP pourrait également être automatiquement tiré en cas de signal Ecowatt Orange ou Rouge (activable dès J-3).

S'agissant de la temporalité du tirage PP, la proposition d'entrée de concertation de RTE était d'ancrer le tirage la veille pour le lendemain à 9h30. De nombreux acteurs de la concertation ont fait part du besoin d'anticiper au maximum le tirage d'un jour PP, par exemple afin de mobiliser un gisement d'effacement plus conséquent. La faisabilité d'un tirage anticipé est conditionnée à la disponibilité et à la fiabilité des données nécessaires pour dimensionner les seuils de décision des algorithmes de tirage. En réponse et compte tenu des incertitudes pesant sur les données de prévision, RTE propose une solution permettant de tirer des jours en J-2, mais sans le systématiser au risque de dégrader la performance de l'algorithme.

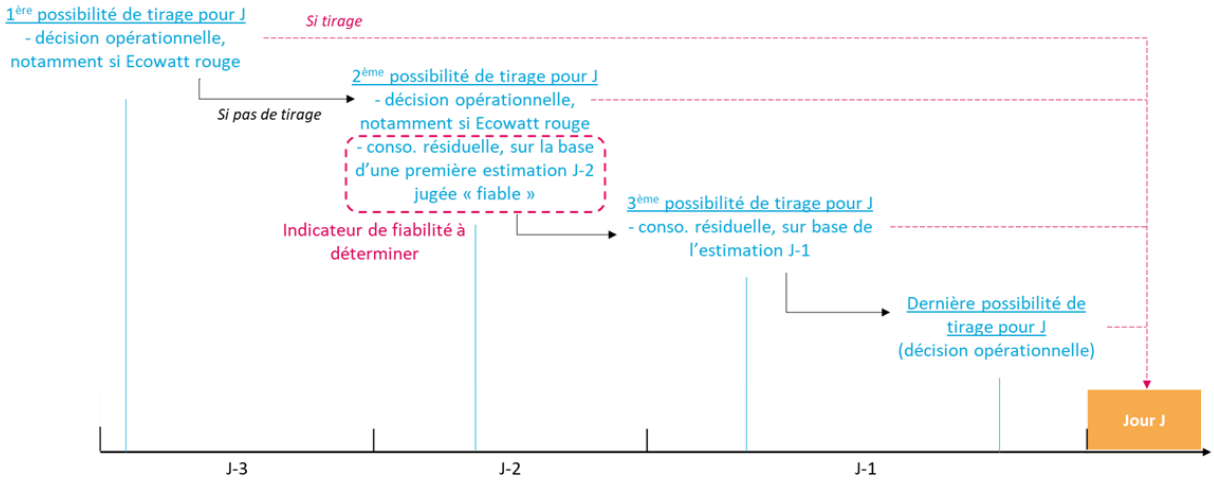


Figure 8 : Cinématique des tirages des jours PP

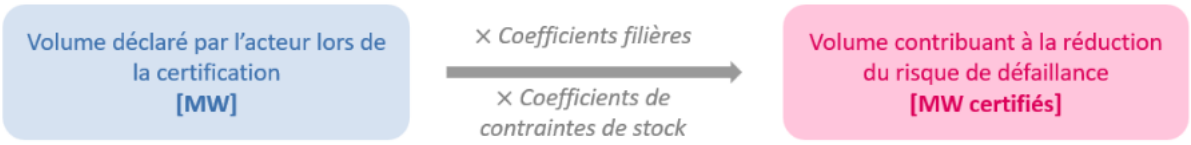
[31] Consommation totale nette des productions éoliennes et solaires.

3.4.2 Les paramètres techniques du mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité a pour objectif de rémunérer un volume de capacité nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Or, des capacités issues de technologies différentes ne contribuent pas de la même manière à la sécurité d'approvisionnement. Par exemple, une batterie ne pourra injecter pendant un épisode de défaillance que si l'état de son stock le lui permet, tandis qu'une éolienne n'injectera que si sa source primaire est disponible à ce moment-là. Le paramétrage du mécanisme se donne pour objectif de rendre compte de ces différents effets, de sorte que chaque MW de capacité susceptible de se présenter sur l'enchère soit parfaitement substituable par un autre.

Cela se matérialise concrètement pendant le processus de certification : lors d'un guichet de certification ouvert pour une période de livraison donnée, un acteur souhaitant certifier une capacité doit déclarer une puissance disponible anticipée pendant les heures PP (ou une puissance installée anticipée dans le cas de la certification normative, cf. partie 4.3). A cette puissance disponible anticipée déclarée par l'acteur est multiplié un certain nombre de coefficients d'abattement visant à faire en sorte que le volume certifié de la capacité représente au mieux sa contribution, en espérance, à la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

Dans le mécanisme de capacité français, ancien comme nouveau, ces coefficients d'abattement sont de 2 types : les coefficients filière et les coefficients de contraintes de stock. Leur produit est comparable aux *derating factors* fréquemment utilisés dans d'autres mécanismes de capacité.



Les méthodologies de fixation de ces paramètres et les résultats numériques afférents à chaque période de livraison seront publiés dans des rapports indépendants de la présente note d'accompagnement.

4 La constitution et l'expression de l'offre

4.1 Un cadre règlementaire et contractuel renouvelé et simplifié

Le *design* du nouveau mécanisme repose sur un nouveau cadre réglementaire et contractuel, rationalisé par rapport au mécanisme décentralisé. A l'instar des autres mécanismes opérés par RTE, l'accès au mécanisme pour tout exploitant de capacité est subordonné à la conclusion d'un accord de participation entre l'exploitant (ou son représentant mandaté) et RTE. La signature de cet accord permet à l'exploitant – qui devient titulaire de périmètre de capacité (TPC) – d'accéder à la certification et donc, *in fine*, de participer aux enchères.

La sélection de la capacité par le gestionnaire du réseau public de transport lors des enchères vaut contractualisation au sens de la loi[32]. La signature d'un accord de participation engage néanmoins le TPC au respect de l'ensemble des règles du mécanisme de capacité. Celles-ci établissent notamment les modalités de contrôle de disponibilité permettant d'évaluer la réalité du service en contrepartie de

[32] Article L.316-7 du code de l'énergie : L'exploitant d'une capacité sélectionnée prend des engagements de disponibilité sur la période considérée. Ces engagements sont matérialisés par un contrat conclu avec le gestionnaire du réseau public de transport.

la rémunération capacitaire. RTE s'engage à ce titre à rémunérer les engagements qu'il a contractualisés en fonction de leur réalisation lors de la période de livraison[33].

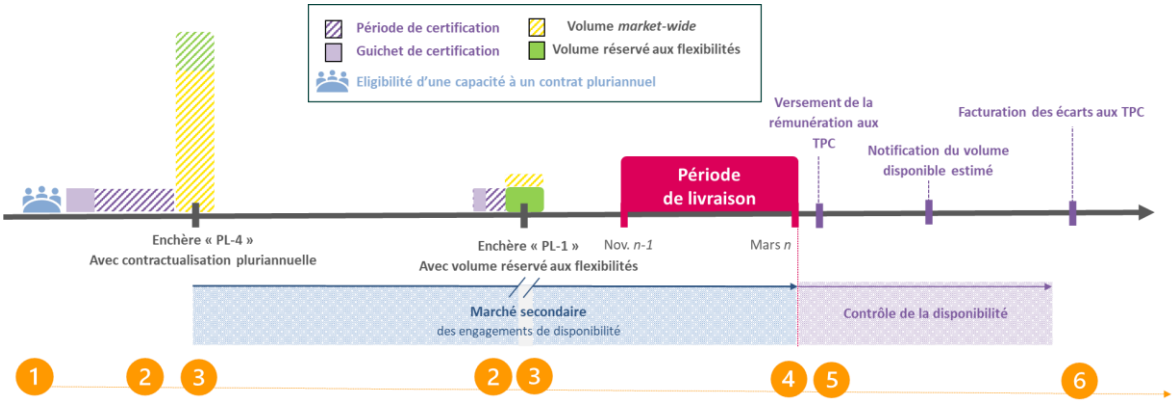
Le recours à cette architecture simplifiée permet de remédier à l'importante volumétrie contractuelle de l'actuel mécanisme (qui comprend contrats de certification, contrats de RPC, contrats GRD/exploitant, convention RTE/GRD[34], contrat d'accès au registre REGA[35] ou encore le contrat d'acteur obligé).

Le cycle de vie du mécanisme est marqué par plusieurs étapes au sein desquelles des paramètres contractuels sont progressivement définis. Ces étapes et ces paramètres sont les suivants :

- **La phase de certification** : Chaque titulaire de périmètre de certification doit certifier sa capacité auprès du gestionnaire de réseau auquel est raccordée la capacité. En amont du processus de certification, un exploitant souhaitant obtenir un contrat pluriannuel doit en obtenir l'autorisation en amont de l'ouverture du guichet (étape 1 du schéma ci-dessous). Le processus de certification de l'ensemble des capacités doit permettre l'identification des sites et leur regroupement dans des entités de certification (EDC), afin de déterminer le niveau de disponibilité déclaré, c'est-à-dire le Volume Certifié, noté $V_{certifié}$ (étape 2)

- **La phase de contractualisation des engagements** : le $V_{certifié}$détermine le volume devant obligatoirement être offert sur les enchères. La contractualisation qui forme l'engagement de disponibilité de l'exploitant envers la collectivité fait uniquement suite à sa sélection sur l'enchère (étape 3). L'engagement de disponibilité, noté $V_{contractualisé}$, peut être cédé sur le marché secondaire jusqu'à 7 jours ouvrés à l'issue de la période de livraison, à la suite de quoi, les engagements de chaque exploitant sont figés (étape 4).

- **La phase de contrôle de l'effectivité des engagements** : à l'issue de la période de livraison s'ensuit (i) la rémunération des exploitants sur la base de leur $V_{contractualisé}$ (étape 5) puis (ii) un processus de contrôle de leur disponibilité effective notée $V_{disponible}$ donnant lieu à une régularisation des écarts constatés (étape 6).



[33] En réalité, et comme explicité en section 7.2, la rémunération sera versée aux exploitants avant la réalisation du contrôle du disponibilité, et une éventuelle pénalisation interviendra dans un second temps, une fois le contrôle effectué. Cette temporalité est similaire au fonctionnement du mécanisme actuel.

[34] Les relations fonctionnelles GRT/GRD nécessaires au fonctionnement du mécanisme et les modalités de couverture des frais de gestion induits seraient prévues par décret et par les règles du mécanisme en lieu et place des conventions actuelles.

[35] Dans la mesure où le futur mécanisme ne reposerait plus sur l'existence d'acteurs obligés ou de garanties de capacité, le registre associé disparaîtrait.

4.2 Eligibilité à la rémunération pluriannuelle

Le futur mécanisme prévoira la mise à disposition de contrats pluriannuels. Les dispositions précises seront définies au cours de l'année 2026 dans une version amendée du jeu de règles. En raison de la diversité des projets susceptibles de solliciter ces contrats, et du fait qu'ils engagent la collectivité à rémunérer la nouvelle capacité plusieurs années durant, l'obtention de ces contrats sera conditionnée à un régime d'autorisation préalable. Autrement dit, la rémunération pluriannuelle ne découlera pas automatiquement du caractère « nouveau » d'une capacité, certaines pouvant s'en voir refuser le bénéfice ou pouvant même ne pas la solliciter. Toute capacité ou projet souhaitant solliciter une rémunération capacitaire pluriannuelle devrait ainsi, préalablement à l'enchère, être déclarée éligible suivant un processus en deux temps.

D'abord, le titulaire de périmètre de certification devrait transmettre à RTE une description technique du projet lui permettant d'attester du respect des critères d'éligibilité établis dans le cadre réglementaire. Ces critères permettraient de couvrir les cas d'usage suivants, décrits dans l'article R.316-35 du code de l'énergie :

- Une installation de production qui se voit délivrer une autorisation administrative d'exploiter[36]
- Une installation de stockage qui n'a pas fait l'objet d'une convention de raccordement survenue avant l'enchère pour laquelle elle sollicite un contrat pluriannuel
- Une installation de production réalisant une augmentation de puissance – le cas échéant le contrat couvrirait uniquement la part de la puissance faisant l'objet de la hausse
- Une installation de production réalisant des investissements de réduction d'émissions de CO2 permettant d'atteindre un seuil d'émissions prévu par arrêté
- Une installation de production prolongeant sa durée de vie d'exploitation[37]

Ces capacités devront être situées sur le territoire de la France métropolitaine, et ne devront pas bénéficier par ailleurs d'un mécanisme de soutien public[38]. Les capacités d'effacement seront par défaut éligibles aux contrats pluriannuels à l'exception des cas de figure spécifiques précisés dans les règles du mécanisme de capacité. A l'issue de l'analyse des projets, RTE transmettra à la Commission de régulation de l'énergie la liste des installations respectant les critères d'éligibilité.

Dans un second temps, le régulateur aura la charge de délivrer ou non, l'autorisation d'accès à un contrat pluriannuel, avant l'ouverture du guichet de certification. Cette autorisation est conditionnée par l'atteinte d'un seuil unique d'investissements fixé à 125 k€/$M_{certifiés}$. En cas de dépassement du seuil, l'exploitant peut dès lors choisir parmi trois durées standards proposées (5, 10 et 15 ans)[39], la durée qu'il juge la plus appropriée pour son projet, dans la limite de la durée d'amortissement de l'actif.

L'accès de la CRE aux informations de coûts des projets pourra en outre contribuer à sa mission de surveillance du marché de la capacité en lui permettant, notamment, de vérifier si l'exploitant du projet éligible à une rémunération pluriannuelle l'a offert à un prix manifestement éloigné de son *missing money* de long-terme annualisé.

[36] Au titre de l'article L.311-1
[37] Définies comme les installations qui ont fait l'objet d'un avis de fermeture définitif transmis au GRT ou au GRD concerné.
[38] En application des articles L.314-1 et suivants, L.314-18 et suivants et L.311-10 et suivants du code de l'énergie.
[39] Le principe d'un choix parmi toutes les durées possibles jusqu'à 15 ans (au contraire d'un choix parmi des durées standardisées) reste néanmoins ouvert et sera décidé par les pouvoirs publics au cours du 1er semestre 2026.

Le mécanisme de capacité devrait prévoir des mesures pour inciter la mise en service effective des nouvelles capacités bénéficiant d'un contrat pluriannuel

Les nouvelles capacités seront contractualisées quatre années en amont de la période de livraison. Des mesures complémentaires permettant d'assurer que ces capacités émergeront dans les délais prévus, et d'être en mesure d'en contractualiser d'autres suffisamment tôt en cas d'abandon du projet, devraient être envisagées, à travers 2 leviers possibles :

1- La mise en place d'un comité de suivi d'avancement des projets copiloté par la CRE et RTE

A la demande d'éligibilité, l'exploitant s'engagerait sur un calendrier de développement du projet, qui doit lui permettre d'offrir le service attendu pour le début de la période de livraison. Dans le cas où ce projet serait lauréat de l'enchère, le titulaire de périmètre de certification devrait, à intervalles réguliers, communiquer des documents attestant de l'avancement du projet. Ce suivi serait qualitatif, et la charge de la preuve serait supportée par l'exploitant. En dernier ressort, la CRE pourrait mettre un terme au contrat, si compte tenu des éléments remontés par l'exploitant, le projet n'était pas jugé susceptible d'être mis en service. A la rupture du contrat, l'exploitant serait redevable d'une pénalité (cf. *infra*)

2- Une incitation financière à sortir du contrat dans le cas où le projet serait abandonné

Jusqu'au début de la période de livraison, l'acteur aurait la possibilité de mettre un terme à son contrat en s'acquittant d'une pénalité croissante à mesure que la période de livraison approche. Cette incitation financière permettrait d'inciter l'exploitant à déclarer le plus tôt possible l'abandon de son projet, de sorte que la capacité manquante qui en résulte puisse être contractualisée avant l'enchère d'ajustement en PL-1.

Délai par rapport au début de la PL au moment de l'arrêt du contrat	Pénalité (€/MW)
Plus de 24 mois avant la PL	$20\% \ Prix_{clearing}$
Entre 24 et 12 mois avant la PL	$30\% \ Prix_{clearing}$
A partir de 12 mois avant la PL	$50\% \ Prix_{clearing}$

Si l'exploitant ne rompt pas par lui-même son contrat pluriannuel, RTE aurait la possibilité de mettre un terme au contrat à partir du début de la période de livraison, après consultation du régulateur. Le cas échéant, l'exploitant serait à la fois redevable de la pénalité maximale du tableau ci-dessus, en plus des pénalités au titre de son indisponibilité durant la période de livraison.

4.3 La certification des capacités

4.3.1 La certification du nouveau mécanisme tire parti du retour d'expérience de l'actuel mécanisme

Contrairement au mécanisme décentralisé, la certification ne vaut pas engagement de l'exploitant : elle vise seulement à constituer le gisement de capacités pouvant être offert lors des enchères. L'engagement de disponibilité n'est formé qu'à l'issue d'une enchère au cours de laquelle la capacité est retenue. Malgré cette évolution, les principes de certification restent pour leur part très largement inchangés :

- Un périmètre *market-wide* est maintenu, permettant de conserver un signal de disponibilité unique pour l'ensemble du parc français ;
- La certification est comme dans la première version du mécanisme obligatoire pour toutes les capacités de production, de stockage et d'effacement situées sur le territoire métropolitain ;
- Les capacités déclarées éligibles à une rémunération pluriannuelle doivent obligatoirement se certifier au même titre que les autres capacités ;
- Le processus de certification pour chaque EDC et pour chaque période de livraison est initié par le dépôt par la personne morale représentant la capacité concernée (soit qu'elle en est l'exploitante ou qu'elle dispose d'un mandat) d'une demande précisant l'ensemble des paramètres de l'EDC et la liste des sites la composant ;
- Afin de réduire la volumétrie des capacités certifiées, et en particulier de celles représentant un volume nul ou très faible, la certification maintient un seuil d'agrégation minimal à 1MW[40] pour les EDC d'injection et de soutirage.
- Après contrôle de sa conformité, la demande est validée et le volume certifié $V_{certifié}$ de l'EDC est calculé par le gestionnaire de réseau concerné sur la base des informations fournies par l'acteur. Ce volume correspond à **la meilleure anticipation par l'acteur de la disponibilité des sites qui constituent l'EDC lors des périodes de pointe de la période de livraison concernée**, ajustée d'un coefficient d'abattement représentant la contribution de la filière concernée à la sécurité d'approvisionnement et d'éventuelles contraintes de stock ;
- Un registre similaire à l'actuel registre des capacités certifiées permet de rendre publiques les informations concernant les capacités certifiées.

Tirant parti du retour d'expérience de l'actuel mécanisme, de nombreuses évolutions relatives au processus de collecte sont introduites. La totalité des collectes est réalisée via un outil centralisé (RMC), à l'exception de la collecte de contraintes de stocks. Pour cette dernière, les exploitants doivent déclarer au cours du processus de certification leurs contraintes de stocks, mais les re-déclarations quotidiennes en cours de PL sont facultatives. Par défaut, les paramètres déclarés à la certification s'appliquent.

La collecte de liaisons en vigueur dans la 1ère version du mécanisme est supprimée. Elles seront reconstituées a posteriori par RTE. Le contrôle de conformité des liaisons EDC-EDA/EDE fait par ailleurs l'objet d'une forte simplification, grâce à la disparition des pénalités en cas d'absence de stricte

[40] RTE avait initialement proposé en concertation un seuil d'agrégation à 5 MW pour les EDC d'injection. Celui-ci n'a finalement pas été repris dans les nouvelles règles du mécanisme afin d'éviter de trop contraindre la constitution des EDC.

concordance à tout instant des périmètres de sites EDC et EDA/EDE. En lieu et place, la contribution d'une EDA/EDE dans le calcul du volume disponible de l'EDC est pleinement prise en compte dès lors :

- Qu'il existe une liaison entre l'EDA/EDE et l'EDC - une EDC est considérée automatiquement par RTE comme liée à une EDA / EDE si au moins un site de l'EDC est commun avec l'EDA / EDE

- Que cette liaison est conforme - c'est-à-dire que l'EDA/EDE n'est liée qu'à des EDC appartenant au même TPC

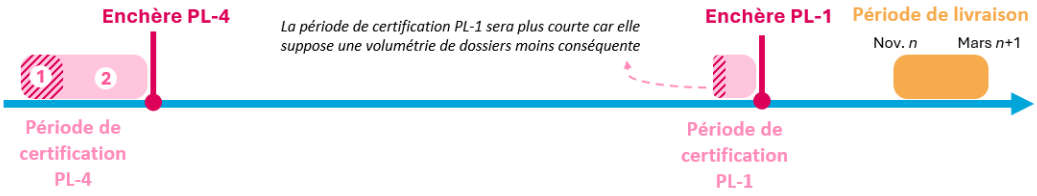
4.3.2 Le passage d'une certification au fil de l'eau à une certification par guichet

La transition d'un mécanisme de capacité décentralisé à centralisé conduit à une évolution de la temporalité de la certification. Dans le mécanisme décentralisé, la certification était réalisée au fil de l'eau : l'acteur certifiait sa capacité en échange de l'octroi de garanties de capacité, qu'il pouvait librement valoriser dès réception. Dans le mécanisme centralisé, les engagements sont constitués uniquement à travers la participation à un nombre limité d'enchères. Par conséquent, la certification a lieu sous forme de « guichets » associés à la tenue d'une enchère (deux par période de livraison).

La période de certification est donc composée :

1- **D'un guichet de certification** au cours duquel un TPC créé son EDC. La clôture du guichet constitue la date limite à laquelle le TPC peut déposer une demande de certification ;

2- **D'une période de traitement des demandes** qui est un temps dédié à la finalisation du processus par les gestionnaires de réseaux et à des échanges avec les TPC pour compléter, amender et corriger les demandes de certification.



Lors d'un guichet de certification, les acteurs peuvent néanmoins anticiper l'évolution de leur périmètre au cours de la période de livraison, de deux manières :

1- En déclarant une EDC en projet - dans le cas où l'exploitant n'a aucun site en service dans son EDC)

2- En déclarant une EDC en service, mais dont la puissance est décorrélée de la liste de sites renseignée au moment de la certification. Contrairement au mécanisme actuel, la puissance anticipée ne correspond donc pas nécessairement au périmètre de sites déclaré lors de la certification, l'acteur ayant jusqu'au dernier jour de la PL pour rattacher des sites à son EDC.

Le volume certifié lors d'une période de certification doit nécessairement être offert sur l'enchère correspondante. A défaut, l'EDC est « gelée » pour la PL concernée et ne peut notamment pas être offerte sur le marché secondaire avant une enchère ultérieure. L'acteur reste toutefois libre de sa stratégie de vente au cours de l'enchère (Cf. partie 5).

Le guichet de l'enchère PL-1 est ouvert aux capacités qui n'auraient pas été certifiées ou retenues lors de la première session (notamment en raison de leur difficulté à anticiper leur disponibilité plusieurs années en avance). Les capacités contractualisées lors de la première enchère et anticipant une amélioration de leur disponibilité anticipée sont également autorisées à se certifier pour cette seconde

enchère. Cette faculté ne garantit pas la disponibilité d'un volume *market-wide* offert au cours de l'enchère, compte tenu de l'existence d'un volume exclusivement réservé aux flexibilités décarbonées (cf. partie 5.4).

Certification et pouvoir de marché

Au cours de la mise en place de du mécanisme de capacité décentralisé, des acteurs de marché identifiaient un risque de rétention de capacités de l'acteur dominant, pouvant entrainer une hausse du coût du mécanisme. En réponse, des garde-fous avaient été instaurés, notamment au niveau de la certification. Les exploitants étaient dès lors tenus de certifier à l'avance avec précision l'ensemble de leurs capacités disponibles, via un tunnel fixé autour de valeurs de référence historiques.

Sans reconduire les dispositions actuellement en place, le *design* du mécanisme centralisé devrait permettre de se prémunir du risque d'abus de position dominante, à plusieurs titres :

1- La certification reste obligatoire pour toutes les capacités de production, de stockage et d'effacement (elle l'est donc dès le guichet de certification ouvert en PL-4), et le volume certifié doit obligatoirement être proposé sur l'enchère suivant la fermeture du guichet de certification,

2- La demande *market-wide* pour l'enchère PL-1 est beaucoup plus faible que celle destinée à l'enchère PL-4, voire nulle, entraînant un risque pour une capacité ne se présentant pas en PL-4 de ne pas être retenue en PL-1 ;

3- Le mécanisme n'intègre pas de règle de type *opt-out in*, qui offre la possibilité aux acteurs de ne pas présenter un volume en PL-4 en ayant la garantie que la demande de l'enchère PL-1 inclura tous les volumes ayant choisi d'*opt-out*. Autrement dit, un acteur qui ferait le choix de ne pas présenter un volume sur l'enchère PL-4 du mécanisme centralisé n'aurait aucune garantie que ce volume serait pris en compte dans la courbe de demande de l'enchère PL-1, renforçant le risque susmentionné ;

4- Le prix plafond intermédiaire plafonne la rémunération des capacités existantes (i.e. la quasi-totalité du portefeuille de l'acteur dominant) et conduit à ce que la rémunération captable par une capacité existante sur l'enchère PL-4 ou sur l'enchère PL-1 soit identique dès lors que le prix de clearing de ces 2 enchères excède le prix plafond intermédiaire. Cet effet limite fortement l'intérêt de retenir sa capacité en PL-4 dans l'espoir d'obtenir une rémunération plus élevée en PL-1.

Enfin, il convient de souligner que la loi consacre et étend le pouvoir de surveillance du régulateur, en introduisant des dispositions de contrôle des manipulations de marché au sens du règlement REMIT. RTE transmettra à cette fin à la CRE les extraits de l'ensemble des ordres et transactions réalisés par les acteurs sur le mécanisme.

4.3.3 Méthodes de certification

Au cours du processus de consultation, l'option d'une exclusion des capacités non pilotables (éolien et solaire principalement) a été proposée par certains acteurs du fait de leur nature fatale qui limite leur capacité à répondre à un signal de disponibilité à la pointe. L'option sélectionnée demeure le maintien d'un périmètre *market-wide* car elle permet d'assurer une formation d'un prix de la capacité le plus représentatif possible des conditions réelles de sécurité d'approvisionnement, et transmet une incitation à la disponibilité (par exemple en incitant les exploitants à ne pas placer de maintenance sur les heures de tension) à l'ensemble des capacités, y compris les énergies renouvelables. Dans une perspective globale, le maintien de la rémunération de ces capacités non pilotables permet de rémunérer leur juste contribution à la sécurité d'approvisionnement mais prolonge l'enjeu de s'assurer de la bonne compatibilité du mécanisme de capacité avec les autres dispositifs de soutien dont ces capacités peuvent bénéficier, afin notamment d'éviter toute double rémunération.

Dans une perspective propre au mécanisme de capacité, elle légitime le besoin d'une simplification du régime de certification des filières renouvelables qui contribuent dans une très large mesure à la complexité et à la charge opérationnelle du mécanisme, pour une contribution à la sécurité d'approvisionnement qui demeure faible relativement aux autres filières. Par conséquent, deux régimes de certification sont applicables : la méthode normative et la méthode standard.

En méthode normative, le volume certifié est défini par le produit de la puissance installée anticipée de l'EDC déclarée par le TPC par un coefficient d'abattement normatif représentant la contribution de la filière à la sécurité d'approvisionnement[41] (cf. partie 3.4.2). Cette méthode est une généralisation de la méthode simplifiée utilisée dans la première version du mécanisme lorsque les données historiques de production de l'actif à certifier faisaient défaut[42] (). Les EDC soumises à la méthode de certification normative sont les EDC des filières solaire, éolien terrestre et éolien en mer[43].

Pour le reste des capacités, la méthode standard s'applique. Le volume certifié y est défini comme le produit d'une puissance disponible anticipée de l'EDC sur les heures PP déclarée par le TPC, par les coefficients de contraintes de stock d'énergie et le coefficient filière associé[44].

[41] Ces coefficients sont déterminés en amont de l'enchère dans le rapport de paramétrage qui permet notamment de définir la courbe de demande.

[42] Dans le cas général, la certification normative reposait en effet sur la production historique de l'actif pendant les heures PP, factorisée par le coefficient filière d'abattement

[43] Les filières hydraulique fil de l'eau et énergies marines, ainsi que les EDC regroupant les sites en obligation d'achat (hors filières solaire, éolien terrestre, éolien en mer) ont également la possibilité de se certifier en méthode normative, sans obligation.

[44] Une capacité de production (pilotable ou non) disponible en période PP, n'est pas nécessairement disponible à la même hauteur pendant les périodes de défaillance. Le coefficient filière fait le lien entre ces deux notions, permettant d'obtenir des MW certifiés mesurant la contribution effective d'une filière à la réduction du risque de défaillance. Il est défini lors du paramétrage de la PL.

5 Le fonctionnement des enchères

5.1 Modalités de contractualisation générales

Le marché primaire que constituent les enchères centralisées a pour vocation de permettre la contractualisation, de façon transparente et efficace, du besoin de capacité nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement (*i.e.* la contractualisation de l'ensemble des actifs nécessaires à la sécurité d'approvisionnement à un niveau de rémunération suffisant pour couvrir leur *missing money*, en complément de leurs revenus « énergie »).

En théorie, pour assurer une parfaite lisibilité de la formation du prix dans le mécanisme centralisé, l'ensemble de l'offre et de la demande devraient se rencontrer dans une unique enchère où les capacités seraient rémunérées en *pay-as-clear*. Tous les acteurs participant à l'enchère seraient dans cette configuration incités à offrir leurs capacités à leurs *missing money* respectifs, la littérature économique ayant démontré qu'un système de type *pay-as-bid*, aurait plutôt tendance à pousser les acteurs à anticiper le prix d'équilibre de l'enchère plutôt que soumettre une offre à hauteur de leurs coûts marginaux.

L'intérêt de concentrer au maximum la demande est étayé par le retour d'expérience du mécanisme décentralisé qui a mis en lumière les limites de la multiplication d'enchères. Celles-ci ayant conduit à fragmenter l'offre, sans plus-value en matière de liquidité, et nuisant par là même à la lisibilité de la formation du prix[45].

Malgré l'intérêt théorique d'accueillir dans une unique enchère l'intégralité des offres des exploitants, un tel fonctionnement introduirait une rigidité excessive dans le fonctionnement du mécanisme de capacité, tant pour les acteurs de marché[46] que pour RTE. En l'espèce, s'il existe un bénéfice évident à contractualiser un volume critique de capacités en amont de la période de livraison, la faculté d'ajuster le besoin au plus proche de la période de livraison permet de piloter plus finement la sécurité d'approvisionnement. Ces enjeux de gestion de la temporalité du mécanisme ont conduit à privilégier une architecture reposant sur deux enchères.

Dans le régime nominal du mécanisme, deux enchères sont ainsi organisées, selon une temporalité proche des standards européens en la matière :

1) Une enchère en PL-4, permettant de confronter la quasi-totalité de l'offre au périmètre *market-wide*, incluant si besoin la mise à disposition de contrats pluriannuels, afin de faire émerger les nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

2) Une enchère en PL-1, permettant de réserver un volume aux flexibilités décarbonées ne pouvant se présenter quatre ans avant la période de livraison et, si nécessaire, de réajuster le besoin en cas d'évolutions des conditions de sécurité d'approvisionnement.

Les enchères constituent ainsi le seul vecteur pour la collectivité – au travers de RTE – pour contractualiser des engagements de disponibilité auprès des exploitants. Pour cette raison, la demande exprimée sur ces enchères est ferme. En tant que principe général, sans que la répartition

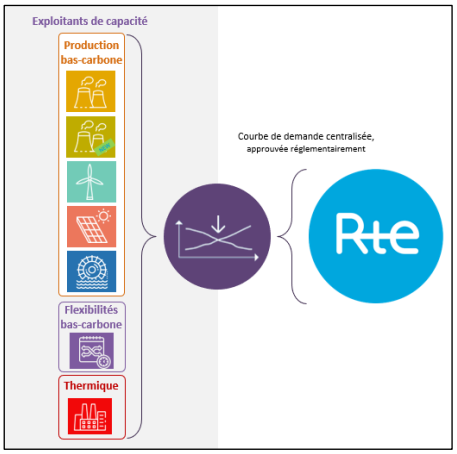
[45] Sans garantie de liquidité en l'absence de contrainte de couverture par enchère côté demande, la logique conduit à un système de type *pay-as-bid* qui n'incite pas les acteurs à révéler leur « *missing money* », mais plutôt à anticiper le prix d'équilibre

[46] Certaines typologies de capacités ne peuvent par nature pas se présenter aux enchères éloignées de la période de livraison.

des engagements entre les différents acteurs ne soit figée, le volume d'engagements de disponibilité au périmètre France doit constamment rester stable, et ne peut croitre qu'à l'occasion des enchères.

5.2 Fonctionnement général d'une enchère capacitaire

A l'issue de la période de certification s'ouvre le processus de contractualisation des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. La demande sur ces enchères centralisées est exclusivement exprimée par un acteur unique, RTE, au travers d'une courbe établie selon les principes détaillés en partie 3.3. L'offre est quant à elle exprimée par l'ensemble des exploitants, chacun soumettant leurs offres sous la forme d'une fonction croissante du volume par les prix, à la maille d'une EDC, afin d'en faciliter le contrôle du niveau de disponibilité.



Les principes de fonctionnement des enchères demeurent similaires aux principes ayant eu cours dans le mécanisme décentralisé : les enchères sont opérées à plis scellés et en un tour. Le prix d'équilibre de l'enchère est établi par le croisement des courbes d'offre et de demande (maximisation du *social welfare*) et selon une règle de *pay-as-clear* (en revanche, toutes les capacités ne touchent pas nécessairement le prix de *clearing*, comme expliqué plus bas).

Les nouvelles capacités (qu'elles cherchent à obtenir un contrat pluriannuel ou non) n'étant pas traitées différemment des capacités existantes, la courbe d'offres mêle capacités existantes et nouvelles – dans la limite des plafonds pluriannuels précisés en partie 5.3. Les capacités existantes s'offrant théoriquement à un prix couvrant leur *missing money* de court-terme[47] et les nouvelles à un prix couvrant leur *missing money* de long-terme[48], le prix de *clearing* devrait mécaniquement s'établir à un niveau correspondant au *missing money* de long terme si les nouvelles capacités sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

Afin de permettre l'émergence de nouvelles capacités, et comme mentionné en partie 2.3, le prix plafond général de l'enchère peut être défini à un niveau plus élevé que celui ayant été appliqué dans la première version du mécanisme – par exemple sur la base d'une méthode de type $D \times CONE$, D étant strictement compris entre 1 et 1,5.

Dans ce contexte, **le prix plafond intermédiaire permet d'éviter l'émergence de rentes intramarginales capacitaires excessives pour les capacités existantes, en plafonnant leur rémunération a posteriori de l'enchère**. Le prix plafond intermédiaire s'applique de manière standard à toutes les capacités existantes. Une capacité peut néanmoins y déroger s'il s'agit d'une capacité d'effacement, d'une capacité bénéficiant d'un contrat pluriannuel ou d'une capacité ayant obtenu dérogation auprès du régulateur. Cette dérogation doit être obtenue avant l'ouverture du guichet de certification, selon une méthodologie proposée par la CRE sur la base d'un rapport établi par RTE. Pour l'ouverture du mécanisme, les capacités bénéficiant d'une dérogation sont rémunérées au prix de *clearing* de l'enchère en cas de dépassement du PPI. A terme, ces capacités pourraient être rémunérées au niveau de leur *missing money* (i.e. au niveau du prix de l'offre soumise à l'enchère).

[47] (OPEX fixes diminués de l'espérance de revenus sur les marchés de l'énergie)
[48] (OPEX fixes + CAPEX, diminués de l'espérance de revenus sur les marchés de l'énergie)

La méthodologie de définition du prix plafond intermédiaire, du prix plafond général, et leurs niveaux respectifs, sont proposés par RTE à la CRE dans un rapport faisant l'objet d'une approbation du ministre chargé de l'énergie.

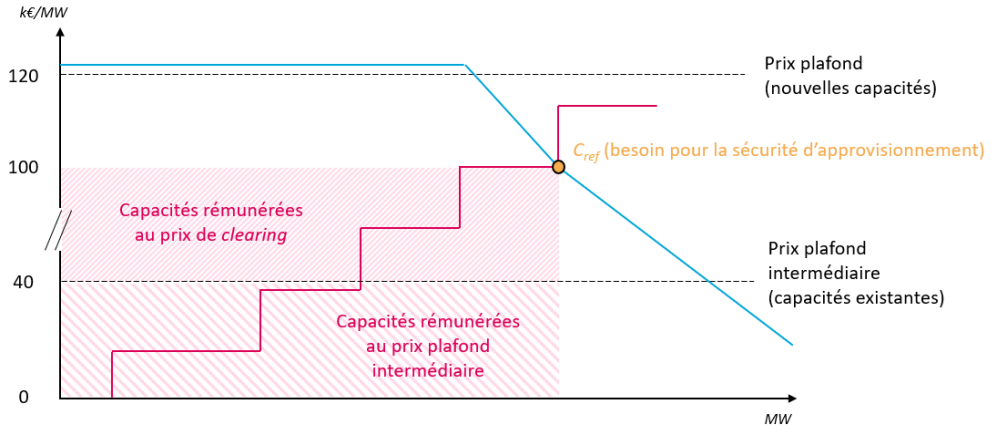


Figure 9 Les capacités existantes ne pourraient pas être contractualisés à un prix supérieur au prix plafond intermédiaire

Une capacité pluriannuelle retenue sur l'enchère est considérée comme retenue pour le nombre de périodes de livraison pour lesquelles sa rémunération capacitaire est sécurisée et ne peut pas, par conséquent, participer aux enchères ultérieurement organisées pour des PL concernées par son contrat pluriannuel.

Ce fonctionnement global est applicable pour l'enchère principale organisée en PL-4. Cette dernière permet en effet la confrontation de l'ensemble de l'offre au périmètre *market wide*, en incluant si besoin, la mise à disposition de contrats pluriannuels, afin de faire émerger les nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

Le fonctionnement de l'enchère PL-1 est substantiellement différent. Si elle peut permettre de confronter des offres à un périmètre *market wide* dans le cas où la sécurité d'approvisionnement s'est dégradée depuis l'enchère PL-4, elle vise principalement à réserver un volume aux flexibilités décarbonées. Ce volume réservé en PL-1 permet d'offrir un espace économique à des capacités qui, par essence, n'ont pas la maturité pour se présenter sur l'enchère quatre ans avant la période de livraison ; il permet également de réintégrer au sein du mécanisme de capacité un dispositif de soutien ad-hoc dans un contexte de suppression des appels d'offres flexibilités décarbonées.

5.3 Modalités spécifiques à la contractualisation pluriannuelle

5.3.1 Dispositif de mitigation du risque de lock-in dans le mécanisme.

La mise à disposition de contrats pluriannuels engage la collectivité sur des durées potentiellement très longues pouvant excéder la durée de vie du mécanisme. Pour cette raison, le fonctionnement des enchères intègrera en son sein des garde-fous permettant de se prémunir contre le risque de *lock-in*[49]. Cet enjeu est particulièrement prégnant dans le cas où le besoin en nouvelles capacités augmenterait dans un premier temps, avant de décroitre sous l'effet de facteurs divers (ex : *contributions de capacités financées hors dispositif capacitaire comme les projets éolien off-shore par exemple*). Pour répondre à cet enjeu, les enchères circonscriront la sélection de nouvelles capacités à un besoin « limite » (i.e. au besoin additionnel identifié pour plusieurs horizons de temps étudiés par les études

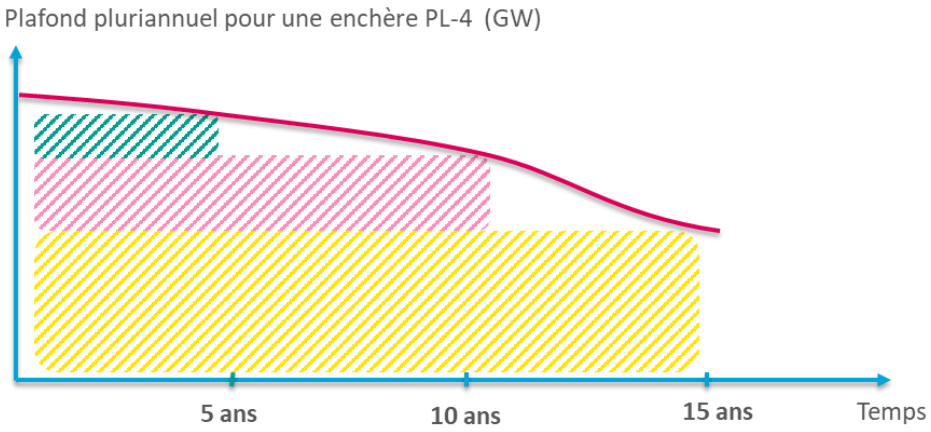
[49] Contractualisation de capacités qui pour un horizon futur ne seraient plus nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

prospectives). Le modèle d'enchère reposera ainsi sur une sélection des capacités annuelles et pluriannuelles sans autre considération que :

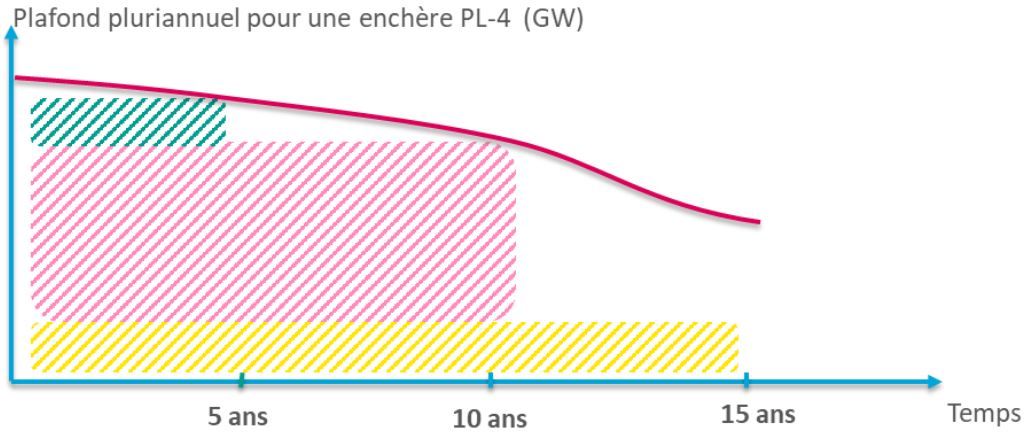
- La préséance économique
- Le respect d'une contrainte de non-dépassement du besoin pour plusieurs horizons définis ex-*ante*. Ces horizons seront cohérents avec les durées de contrat standards proposées aux exploitants de capacités soit 5, 10 et 15 ans.

Compte tenu de ce fonctionnement, le besoin « limite » pour chaque horizon ne sera pas nécessairement atteint selon le niveau de compétitivité des offres déposées par les acteurs, comme l'illustrent les deux exemples théoriques ci-dessous.

Cas 1 : sur la seule base de la préséance économique, les contrats 5 ans, 10 ans, 15 ans atteignent parfaitement le besoin « limite » de nouvelles capacités identifié pour les trois horizons de temps.



Cas 2 : les contrats 10 ans étant plus compétitifs que les contrats 15 ans, la contrainte de non-dépassement est bien respectée pour chaque horizon mais le besoin « limite » à horizon 15 ans n'est pas atteint.



5.3.2 Valorisation des capacités pluriannuelles sur la durée de leur contrat

Les capacités pluriannuelles sélectionnées sont rémunérées au prix d'équilibre de l'enchère pour la première période de livraison du contrat uniquement. Pour les périodes de livraisons ultérieures, elles sont rémunérées au niveau du prix de l'offre déposée à l'enchère (« *pay-as-bid* »). Cette hybridation permet de diminuer le coût supporté par la collectivité et de se prémunir de l'existence de rentes capacitaires conséquentes et durables pour certains acteurs qui bénéficieraient d'une tension

conjoncturelle sur la sécurité d'approvisionnement. En outre, les règles du mécanisme prévoiront une indexation des rémunérations pluriannuelles permettant de couvrir le risque d'inflation.

Tant pour l'interclassement des offres que pour l'application des plafonds pluriannuels susmentionnés, la contribution des capacités pluriannuelles tiendra compte du coefficient filière applicable pour la première période de livraison[50]. A l'issue de l'enchère et au cours de la vie du contrat pluriannuel, afin que la rémunération des capacités soit cohérente dans le temps avec leur contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement, les capacités pluriannuelles se verront appliquer pour chaque période de livraison le même coefficient filière que les capacités existantes.

5.3.3 Dispositions complémentaires pour permettre l'atteinte du « mix recherché »

Dans un scénario d'atteinte des objectifs publics faisant apparaître un besoin de nouvelles capacités pour la sécurité d'approvisionnement, plusieurs combinaisons technologiques de nouvelles capacités décarbonées, appelées « bouquets », sont possibles pour équilibrer le système français au niveau de son critère. Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 mettent en évidence que ces bouquets doivent nécessairement inclure des moyens pouvant être mobilisés pendant des épisodes « longs » de tension sur le système électrique (plusieurs jours de vague de froid sans vent) et n'étant donc pas limités par des contraintes de stock à l'échelle de la journée ou de la semaine. Ces moyens de production pilotables peuvent inclure (i) des barrages hydrauliques disposant de capacités de stockage très importantes, dépassant plusieurs dizaines d'heures de production (STEP de type « hebdomadaire », augmentations de puissance de barrages existants…), (ii) de nouveaux moyens de pointe (turbines à combustion, centrales thermiques à cycle combiné, conversion de moyens existants…) ou (iii) une assurance sur une disponibilité hivernale du parc nucléaire supérieure à celle des dernières années. Sous n'importe quelle configuration, un talon minimal de ces capacités sans contrainte de stock « court » est nécessaire pour respecter strictement le critère de sécurité d'approvisionnement.

L'objectif du paramétrage d'une enchère et des coefficients filières applicables aux capacités au cours de la certification est d'établir pour une période de livraison donnée, la contribution la sécurité d'approvisionnement de chaque filière. L'évaluation de cette contribution anticipée présente des incertitudes, plus particulièrement s'agissant des actifs à stocks se rechargeant en soutirant sur le système électrique car leur contribution est intrinsèquement limitée par :

- La difficulté de la capacité seule à se recharger lors d'épisodes de tension longs, qu'il s'agisse d'épisodes courts rapprochés ou longs continus.
- La concurrence entre actifs pour se recharger lors de ces situations

Compte tenu de qui précède, la contribution marginale des actifs à stocks dont la durée est de quelques heures est de plus en plus limitée à mesure de leur déploiement en France et en Europe. Cette contribution est non seulement décroissante, mais insuffisante pris isolément, comme l'illustre l'abaque ci-dessous qui présente plusieurs configurations de bouquet pouvant respecter le critère de sécurité d'approvisionnement. **Compte tenu de l'ensemble de ces facteurs, son estimation présente une forte incertitude.**

[50] Les capacités existantes et nouvelles sont interclassées entre elles via l'application du même coefficient filière.

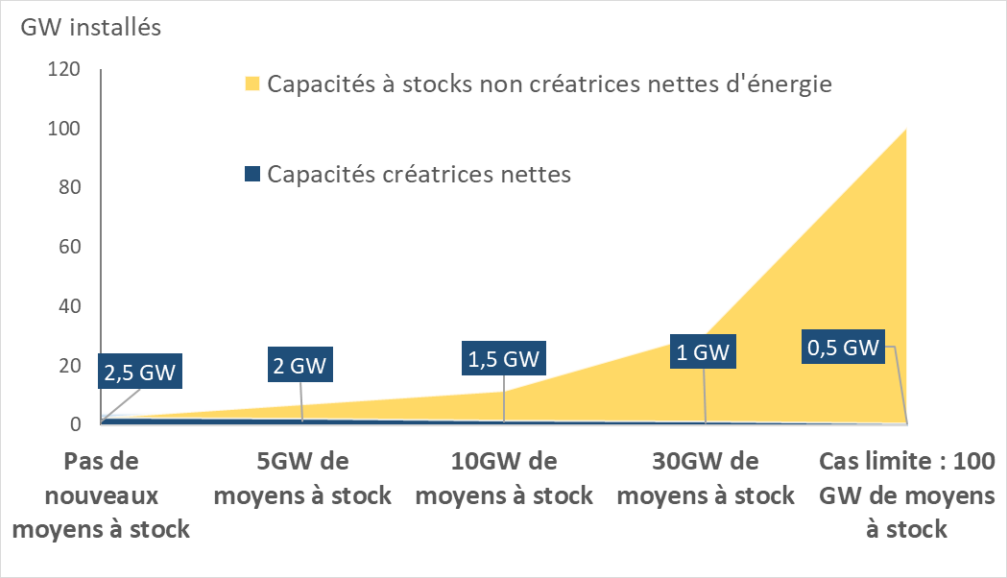


Figure 10 : Différents bouquets de nouvelles capacités permettant d'équilibrer le système à son critère.

Lecture : Le taux marginal de substitution des capacités pilotables par des actifs à stocks augmente à mesure que le parc installé de stockage croit. Par exemple, la collectivité doit installer 10 GW de capacités à stocks non créatrices nettes d'énergie pour compenser 1 GW de capacités créatrices nettes d'énergie.

Compte tenu des éléments présentés *supra*, il réside une forte incertitude quant à la précise évaluation de la contribution des actifs à stocks. Le paramétrage seul peut ne pas être suffisant pour faire émerger le mix de nouvelles capacités dont le système aurait besoin. Idéalement, l'enchère devrait pouvoir ajuster de manière dynamique les coefficients applicables aux actifs à stocks : cette option n'est toutefois pas réaliste.

En réponse, conformément aux retours des discussions avec la Commission européenne et par dérogation pour l'enchère 2030/2031, une partie du volume alloué aux nouvelles capacités sera réservé à des technologies permettant une création nette d'énergie, c'est-à-dire à l'ensemble des technologies ne reposant pas sur le stockage d'énergie. Concrètement, cette disposition prendra la forme d'un volume maximal de contrats pluriannuels pouvant être attribués à des moyens à stock. Ce plafond sera identifié par RTE, puis arrêté par le ministre sur proposition de la CRE. Il sera cohérent avec les hypothèses de développement de ces filières retenues pour la fixation du coefficient filière. Cette méthode permet en creux de réduire la fenêtre d'incertitude de RTE pour la fixation des paramètres techniques du mécanisme. A terme et en tant que solution pérenne, les coefficients filières pourraient être réajustés à l'issue du guichet de certification et en cohérence avec le volume de capacités ayant présenté une demande de certification. Cette mesure sera discutée dans un nouveau cycle de concertation en 2026.

5.3.4 Réintégration des contrats pluriannuels existants dans l'actuel mécanisme.

5.3.4.1 Les contrats AOLT

Plusieurs dispositions contractuelles des contrats AOLT les rendent obsolètes à partir de l'entrée en vigueur du nouveau mécanisme, puisque tant le vecteur de financement des contrats (les consommations des acteurs obligés) que le support de valorisation des capacités lauréates (les garanties de capacités offertes lors de l'enchère du PREC de chaque AL couverte par le contrat) n'auront plus d'existence légale.

Le nouveau cadre réglementaire établit que les capacités sélectionnées dans le cadre de l'AOLT participent au nouveau mécanisme (conformément au principe d'obligation de participation), et que le prix garanti dans le cadre de leurs contrats constitue une rémunération au sens du mécanisme. Cette accroche règlementaire permet d'assurer le financement des contrats en les intégrant au sein du coût du mécanisme, au même titre que toutes les autres rémunérations.

Il n'en demeure pas moins nécessaire de modifier en profondeur les contrats AOLT afin de les rendre compatibles avec le nouveau cadre règlementaire. RTE a ainsi pu concerter les éléments suivants, qui figureront dans une proposition d'avenant au contrat AOLT ainsi que dans les règles du mécanisme :

- Les lauréats AOLT devront certifier leurs sites dans des EDC identifiées comme « EDC AOLT », en cohérence avec la liste des sites des EDC AOLT de l'AL 2026 du mécanisme décentralisé. Le périmètre de sites de ces EDC sera fixe et ne pourra pas évoluer jusqu'à la fin du contrat AOLT ;
- Les EDC AOLT se conformeront à l'ensemble des dispositions des Règles du mécanisme, et ne pourront pas prétendre au volume réservé aux flexibilités décarbonées. Le processus de certification (y compris le paramétrage), la participation à l'enchère et le contrôle de la disponibilité s'appliqueront donc de manière standard ;
- Afin d'offrir un niveau de sécurisation financière équivalent aux anciens contrats, les EDC AOLT seront rémunérées au niveau de leur prix garanti pour un nombre de périodes de livraison correspondant aux années de livraison restantes dans leur contrat AOLT à l'expiration du mécanisme décentralisé[51]. Concrètement, les lauréats de l'AOLT 2021/2027 bénéficieront du prix garanti de leur contrat[52] uniquement pour la PL 2026/2027, quand les lauréats de l'AOLT 2022-2028 seront rémunérés à leur prix garanti[53] jusqu'à la PL 2027/2028 incluse.
- Dans la continuité du contrat AOLT en vigueur, protégeant les lauréats du risque volume, la rémunération sera versée à hauteur du volume sécurisé par le contrat AOLT, plutôt qu'à hauteur du volume contractualisé de l'EDC AOLT. Ce faisant, les EDC AOLT seront insensibilisées à l'évolution du paramétrage du nouveau mécanisme.
- Le régime de pénalité spécifique de l'appel d'offres disparaîtra, au profit du régime de pénalité standard du nouveau mécanisme de capacité. Autrement dit, les écarts des EDC AOLT pourront foisonner avec les écarts des autres EDC du périmètre du TPC. Le calcul du PRPE du TPC tiendra néanmoins compte d'une composante « Prix garanti AOLT » à proportion du volume contractualisé de l'EDC AOLT dans le périmètre total. Voir la partie 7 de ce document pour une description détaillée du processus.

Les acteurs ne souhaitant pas accepter ces dispositions ont la possibilité de résilier leur contrat AOLT sans faute, et de participer normalement au mécanisme de capacité.

5.3.4.2 Les contrats AOE

Les contrats AOE présentent des interactions étroites avec l'actuel mécanisme de capacité décentralisé requièrent l'adaptation d'un certain nombre de paramètres. Leur financement étant assuré par le budget de l'Etat, au contraire des contrats AOLT, les règles du mécanisme de capacité ne déclineront pas de dispositions particulières les concernant, à l'exception de l'interdiction de participation au volume réservé.

[51] L'AL 26 comptant donc comme une année de livraison entière puisque les lauréats y ont touché l'intégralité de leur rémunération
[52] Prix garanti de 29 000 €/MW
[53] Prix garanti de 28 000 €/MW

5.4 Articulation des enchères capacitaires et du dispositif de soutien aux flexibilités décarbonées

5.4.1 Principes généraux

Le mécanisme de capacité établit un cadre favorable au développement des « flexibilités » décarbonées (effacements – y compris EIF – et stockage), en cohérence avec les objectifs publics de soutien de ces filières et les besoins de flexibilités mis en évidence par les études prospectives. Ce cadre favorable se matérialise notamment par la mise à disposition d'un volume réservé $\boldsymbol{V_{flex}}$ au cours de l'enchère PL-1, qui fait l'objet d'un prix de *clearing* distinct (« prix de *clearing* des flexibilités »). Le volume réservé est contractualisé à tout prix, mais les règles d'encadrement de rémunération au prix plafond intermédiaire restent applicables en son sein[54].

$\boldsymbol{V_{flex}}$ est défini au plus tard plus tard 12 mois avant la date d'ouverture du guichet de certification associée à la dernière enchère, en cohérence avec : l'objectif national $\boldsymbol{O_{flex}}$, le volume de flexibilités décarbonées contractualisées au cours de l'enchère PL-4, et enfin le strict respect du critère de sécurité d'approvisionnement[55]. L'enchère PL-4 mettant en concurrence indistinctement l'ensemble des capacités *market wide*, l'objectif $\boldsymbol{O_{flex}}$ peut être atteint dès PL-4, voire dépassé, en fonction du niveau de compétitivité des flexibilités décarbonées.

La méthodologie précise de définition de $\boldsymbol{V_{flex}}$ sera décrite dans le rapport méthodologique proposé par la CRE au ministre sur la base du rapport transmis par RTE. L'objectif national $\boldsymbol{O_{flex}}$ sera défini par arrêté du ministre[56].

Au cours de la concertation, RTE et les pouvoirs publics ont proposé de sanctuariser un volume réservé aux flexibilités décarbonés pour l'enchère PL-1, qui aurait été déterminé et communiqué en amont de l'enchère PL-4. Cette proposition a été écarté dans le cadre des discussions portant sur l'autorisation d'aide d'Etat, car elle n'était pas conforme au principe de proportionnalité : ce *design* pouvait en effet conduire à contractualiser de nouvelles flexibilités au sein du volume réservé alors que l'objectif public était d'ores et déjà atteint.

[54] C'est-à-dire que des capacités normalement soumises au PPI et participant au volume réservé toucheront le PPI si le prix de *clearing* des flexibilités lui est supérieur.

[55] L'atteinte des objectifs de flexibilités ne peut pas être réalisée au prix d'un dépassement du critère de sécurité d'approvisionnement.

[56] La temporalité de la publication de $\boldsymbol{O_{flex}}$ reste à préciser

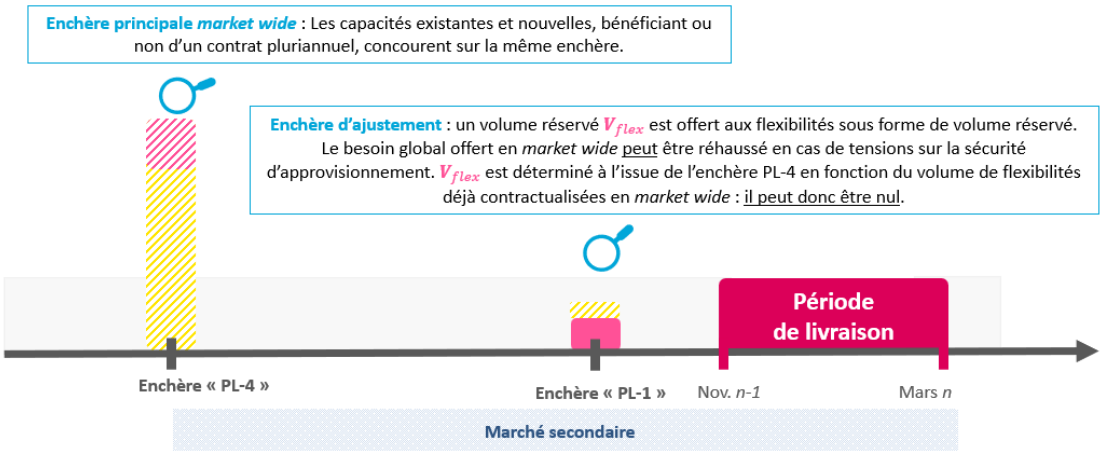


Figure 11 : Illustration du fonctionnement des enchères avec volume réservé aux flexibilités décarbonées

5.4.2 Critères de participation au volume réservé.

La loi dispose que le volume réservé aux flexibilités décarbonées est ouvert aux effacements et aux batteries. Dans le but d'assurer un traitement équitable de l'ensemble des effacements, les EIF (« effacements indissociables de la fourniture ») qui le souhaitent peuvent se certifier dès la 1ère période de livraison du futur mécanisme. Ces « EIF explicités » ne peuvent pas bénéficier d'une double-rémunération : leur explicitation implique un « rebouchage » des courbes de consommation lors du calcul des puissances de référence afin qu'ils ne bénéficient pas également d'une diminution de leur contribution en tant que fournisseur. Ils intègrent par ailleurs le processus de contrôle du disponible applicable aux autres capacités certifiées sur le mécanisme[57].

A l'instar de l'AOFD, sont éligibles à l'explicitation des EIF les sites rattachés à des offres à période mobile ou à bonus dès lors qu'ils respectent les conditions suivantes :

- Ne pas bénéficier ou avoir bénéficié d'une option effacement des TRVE (TEMPO et EJP) au cours des 12 mois qui précèdent le rattachement à l'offre EIF
- Disposer d'un compteur compatible à la gestion par le GRD de calendriers fournisseurs à période mobile (hors exception pour les sites >36 kVA non compatibles avec le service de calendriers fournisseurs à pointe mobile, qui devront bénéficier d'un compteur communiquant apte à la télérelève)

L'ensemble des effacements explicites sont éligibles au volume réservé, à l'exception des sites répondant aux caractéristiques suivantes :

- Le site participe simultanément à un contrat AOE/AOFD
- Le site participe au dispositif Interruptibilité
- Le site a recours à l'autoproduction conventionnelle, y compris à partir de biocarburants.
- L'effacement du site génère une augmentation de sa consommation de gaz naturel ou un report de consommation électrique supérieur à 150% du volume réalisé.

Le stockage est également éligible au volume réservé à l'exception des sites répondant aux caractéristiques suivantes :

- Le site participe simultanément à un contrat AOLT
- Le site présente un rendement inférieur à 67%

[57] Le contrôle du réalisé est réalisé sur les jours PP via la méthode des panels par Enedis pour les sites de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, et par la méthode par historique pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

5.5 Organisation des enchères

5.5.1 Processus d'une enchère type

Indépendamment des conditions de rémunération associées à l'EDC (prix de *clearing* de l'enchère, prix de *clearing* des flexibilités, prix plafond intermédiaire), l'intégralité du volume certifié d'une entité de certification doit être présenté à l'enchère pour laquelle elle s'est certifiée. L'obligation de soumettre l'intégralité du volume certifié ($\boldsymbol{V_{certifié}}$) à l'enchère est une contrainte nécessaire pour se prémunir de situations de rétention de capacités, et donner à la collectivité les moyens de contractualiser le besoin de capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, au meilleur prix pour le consommateur.

L'obligation d'offrir l'ensemble du volume certifié dépend du cas de figure considéré :

- Un acteur dont la capacité certifiée et offerte sur l'enchère PL-4 n'a pas été intégralement retenue lors du *clearing* n'est pas tenu de proposer son volume restant à l'enchère PL-1 ; il conserve toutefois la possibilité de le faire.

- Un acteur qui recertifie une EDC à la hausse en PL-1 doit soumettre l'ensemble du volume certifié non contractualisé de cette EDC à l'enchère PL-1.

Le volume retenu à l'enchère d'un TPC ($\boldsymbol{V_{enchère}}$) est automatiquement contractualisé entre RTE et le TPC. L'engagement de disponibilité vis-à-vis de RTE qui résulte de cette contractualisation s'appelle Volume Contractualisé ($\boldsymbol{V_{contractualisé}}$). Immédiatement après la première enchère, $V_{enchère}$ est donc égal à $V_{contractualisé}$. Le volume contractualisé $V_{contractualisé}$ peut ensuite être mis à jour à la suite de la seconde enchère ou d'échanges sur le marché secondaire.



Figure 12 : Schéma de principe de l'articulation entre la certification et les enchères

Au cours de l'enchère, les TPC sont libres de définir la stratégie de vente de leur entité de certification. En effet, pour chaque EDC, l'acteur doit soumettre un ordre de vente constitué d'un ensemble de combinaisons prix/volume présentant :

(i) Des quantités offertes croissantes jusqu'au volume certifié
(ii) Des prix associés compris entre 0 € et le prix plafond de l'enchère.

Le volume y est exprimé avec une précision de 0,1 MW, soit une granularité identique à celle applicable dans le mécanisme décentralisé. L'ordre de vente peut également inclure une quantité indivisible. L'agrégation de l'ensemble des ordres de vente constitue la courbe d'offre sur le mécanisme de capacité.

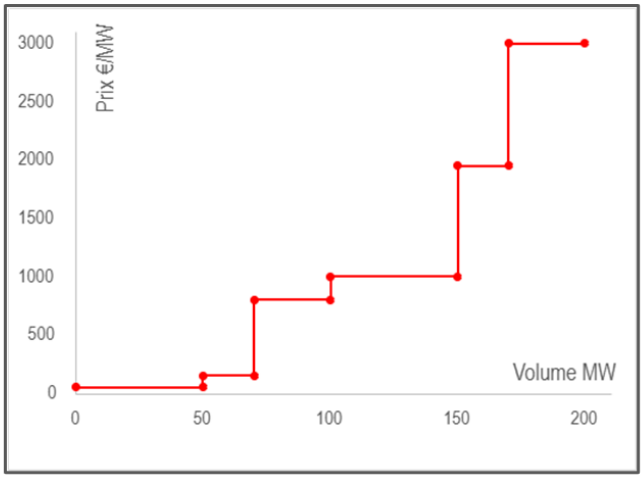


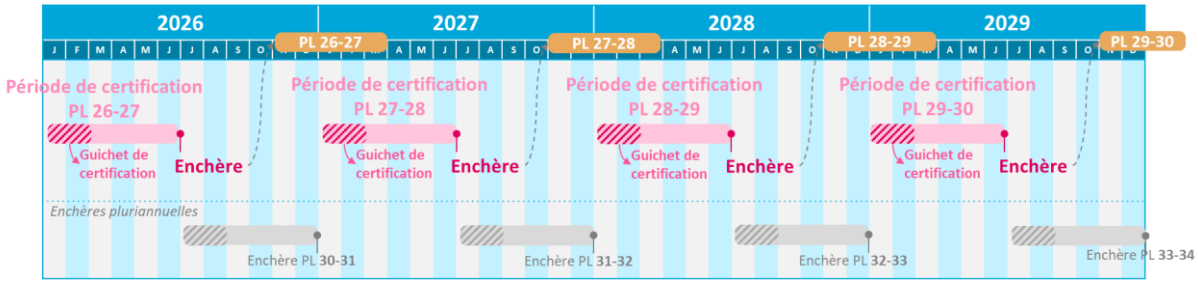
Figure 13 : Exemple d'ordre de vente pour une EDC ayant un volume certifié de 200 MW

5.5.2 Planning d'ouverture des enchères

Durant la dernière phase de concertation, RTE a proposé un calendrier prévisionnel d'enchère dont l'objectif est d'à la fois d'assurer un séquencement opérationnel soutenable, non seulement pour les gestionnaires de réseau en charge de la certification mais également pour les TPC, et de converger le plus rapidement possible vers l'organisation d'une enchère en PL-4, pour l'horizon où un besoin de nouvelles capacités est identifié. Ce calendrier introduit :

- Une régime transitoire, pour les quatre premières périodes de livraison, caractérisé par des enchères uniques organisées quelques mois avant la période de livraison

- Un régime nominal conforme au modèle de double enchère décliné au 5.1



Le calendrier proposé pour les enchères des PL postérieures à 26/27 est considéré par RTE comme prévisionnel, les dates d'organisation des enchères pourront évoluer en fonction du retour d'expérience de l'organisation des premières enchères et des souhaits des acteurs.

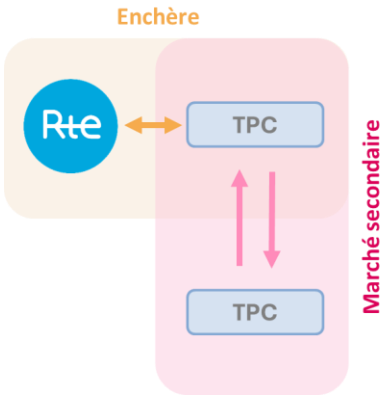
6 Le marché secondaire et les échanges d'engagement de disponibilité

6.1 Principes généraux du marché secondaire

La tenue d'enchères quatre ans en amont de la période de livraison conduit les exploitants à s'engager à l'avance sur un niveau de disponibilité susceptible d'évoluer dans le temps, du fait, par exemple, de la survenue d'aléas. Pour ajuster leurs engagements (à la hausse ou à la baisse), les TPC ont ainsi la possibilité de s'échanger des engagements de disponibilité sur le marché secondaire.

Pour une période de livraison donnée, le marché secondaire est ouvert à l'issue de la première enchère et jusqu'à sept jours ouvrés à l'issue de la PL. La participation aux enchères est un prérequis pour participer au marché secondaire. Une EDC souhaitant céder ou récupérer un volume contractualisé sur le marché secondaire doit avoir préalablement été certifiée et avoir offert tout son volume certifié sur une enchère, que ce volume ait finalement été retenu ou pas.

Les exploitants pourront procéder à des échanges d'engagements de disponibilité sur le marché secondaire, sans que cela ne modifie l'engagement de disponibilité total contractualisé par RTE. Un TPC ayant contractualisé un engagement avec RTE à hauteur d'un volume $\boldsymbol{V_{enchère}(EDC)}$ et qui anticiperait une disponibilité dégradée de cette EDC peut ainsi céder tout ou partie de son engagement à un autre titulaire dont toute la capacité certifiée n'aurait pas été retenue à la première enchère.



Le marché secondaire permet ainsi aux TPC de s'échanger des engagements de disponibilité préexistants : il ne permet en aucun cas de « créer » un nouvel engagement vis-à-vis de la collectivité (cette faculté étant « réservée » à l'enchère, comme explicité en partie 5.1).

Une opération sur le marché secondaire est réalisée entre 2 TPC dans un cadre purement bilatéral, sans aucune intervention de RTE. Le marché est néanmoins facilité par la mise à disposition d'une plateforme permettant aux exploitants de déclarer leur intérêt pour acquérir ou céder un engagement de disponibilité.

La réalisation d'une opération sur le marché secondaire doit être notifiée à RTE pour lui permettre, d'une part, de suivre la détention des engagements de disponibilité qu'il a contractualisés et, d'autre part, de mettre à jour les engagements de disponibilité respectifs des deux parties. Le prix de la transaction résulte quant à lui de l'accord libre entre les 2 contreparties, et RTE n'a vocation ni à le connaître, ni à le rendre public.

6.2 Modalités opérationnelles de participation d'EDC au marché secondaire

6.2.1 Contrôles de conformité appliqués aux volumes acquis sur le marché secondaire

En règle générale, l'acquéreur d'un engagement de disponibilité sur le marché secondaire est contraint par son Volume Limite ($\boldsymbol{V_{Limite}}$). Ce dernier est calculé pour chaque EDC ; il représente l'engagement maximal que le TPC peut contractualiser avec RTE pour cette EDC, que ce soit via les enchères ou via le marché secondaire. Le volume limite d'une EDC représente la différence entre son volume certifié et son volume contractualisé total. En étant plafonné par le Volume Certifié, qui doit lui-même être

intégralement offert sur une enchère, le Volume Limite permet de s'assurer que tous les volumes de disponibilités valorisables par les acteurs soient offerts sur les enchères avant d'être échangés sur le marché secondaire.

Le volume contractualisé total de capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement étant définitivement figé à l'issue de la dernière enchère avant le début de la PL, il n'y a plus lieu d'imposer aux acteurs le passage par les enchères. **La contrainte du volume limite n'est donc plus applicable à cette échéance** : le volume contractualisé cumulé peut dès lors excéder le volume certifié, offrant aux acteurs une plus grande flexibilité pour ajuster leurs engagements jusqu'à la fin de la PL. Le volume limite est mis à jour par RTE à l'issue de chaque Enchère et de chaque transaction sur le marché secondaire.

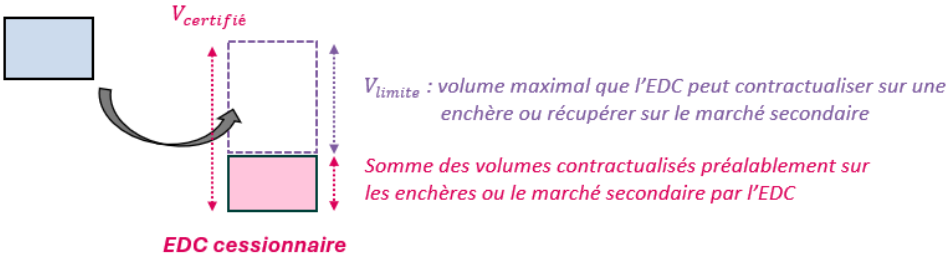


Figure 14 : Définition du volume limite

En tant que cas particulier, une transaction impliquant une EDC pluriannuelle ne peut concerner qu'une PL donnée : toute cession sur le marché secondaire est réalisée sur le $V_{Contractualisé}$ annuel et non pluriannuel. Par ailleurs, une EDC pluriannuelle peut uniquement céder un engagement, et non pas en récupérer un afin d'augmenter son volume contractualisé.

6.2.2 Contrôle de rémunération appliqué aux engagements cédés sur le marché secondaire.

Dans l'objectif d'assurer un fonctionnement simple et transparent du marché secondaire pour l'ensemble des acteurs, la rémunération d'un volume transitant par le marché secondaire est retraitée et plafonnée au prix plafond intermédiaire. Il s'agit d'un plafonnement : il ne s'applique que lorsque le prix de rémunération associé au volume contractualisé est supérieur au PPI.

Ce fonctionnement permet de se ramener à un « produit » le plus standard possible, d'assurer la lisibilité du marché, et de faciliter les transactions entre les acteurs, tout en assurant que les échanges ne conduisent pas à une augmentation du coût du mécanisme *a posteriori* des enchères.

Le fonctionnement du marché secondaire est alors cohérent avec le *design* général du mécanisme : les enchères étant l'unique vecteur de contractualisation d'engagements de disponibilité envers la collectivité, ce sont elles qui permettront d'accéder aux niveaux de rémunération les plus élevés. Le marché secondaire permet aux acteurs d'ajuster leurs engagements à la hausse ou à la baisse, et d'augmenter leur rémunération dans les limites du PPI, le cas échéant.

Plusieurs cas d'usage sont illustrés en annexe de la présente note d'accompagnement.

7 Le contrôle de la disponibilité, la rémunération capacitaire et les règlements financiers

7.1 Evaluation de la disponibilité des capacités

Le contrôle de disponibilité est effectué au terme de la période de livraison, une fois toutes les données nécessaires collectées[58]. Il vise à contrôler la mise à disposition du système électrique de la capacité contractualisée en calculant un volume disponible $V_{disponible}$, selon des principes demeurants largement inchangés par rapport à la première version du mécanisme.

Le volume disponible d'une capacité est calculé comme la moyenne pendant les heures PP de la somme :

(i) De l'énergie délivrée par la capacité au système
(ii) De la puissance mise à disposition sur les marchés et non activée pendant ces mêmes heures PP :

$$V_{disponible} \approx moyenne_{PP}\ (P_{livrée} + P_{offerte})$$

Le contrôle de disponibilité tient également compte du résultat de tests d'activation, pendant lesquels la capacité notifiée en J-1 doit s'activer via le dispositif de marché visé par le test[59]. Une capacité pourra faire l'objet d'au maximum trois tests d'activation par période de livraison. Ces tests visent à contrôler que la capacité est en mesure de produire à hauteur de son engagement de disponibilité, en tenant compte le cas échéant des contraintes de stock associées.

Dans le cas des filières certifiées en méthode normative (voir partie 4.3), un contrôle simplifié s'applique, et consiste à vérifier :

(i) Que la puissance installée de la capacité à l'issue de la PL correspond bien au niveau déclaré lors de la certification
(ii) Que la capacité a injecté de l'énergie dans le réseau au moins 2 fois pour chaque mois de la période de livraison (injection sur un pas de temps entre le 1er et le 15, et sur un pas de temps entre le 16 et le dernier jour de chaque mois).

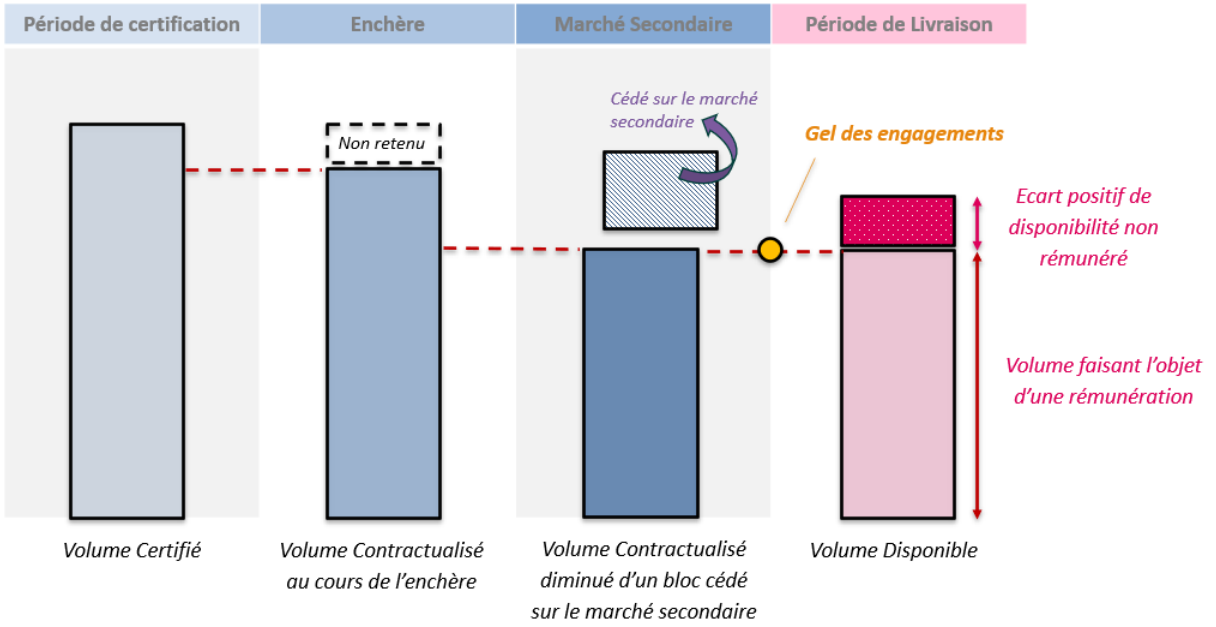
L'intégralité de la rémunération est versée aux acteurs à l'issue de la période de livraison, **avant le contrôle du Volume Disponible[60]**. RTE rend ensuite accessible aux acteurs un Volume Disponible estimé dès l'année N, puis régularise les acteurs sur la base de leur Volume Disponible définitif en année N+1, comme détaillé en partie 0.

Enfin, en rupture avec la première version du mécanisme, les capacités faisant état d'une faible activation sur les marchés se verront appliquer des contraintes visant à fiabiliser les services qu'elles rendent au système électrique, dans le but d'éviter notamment des phénomènes de fuite à l'activation. RTE soumettra à la CRE dans les prochains mois une méthodologie permettant d'encadrer le fonctionnement de ce nouveau dispositif de fiabilisation. Cette méthodologie sera assortie de mesures contraignantes applicables aux capacités en défaut, et sera discutée dans le cadre d'un nouveau cycle de concertation en 2026.

[58] L'intégralité des données dans leur état définitif sont disponibles 12 mois après le dernier jour de la PL.
[59] En complément des tests, 3 audits maximum, sur pièces ou sur place, pourront être menés au cours de la PL.
[60] Une première proposition de concertation avait été de rémunérer les exploitants sur la base du service rendu et constaté, c'est-à-dire après le contrôle de disponibilité. Toutefois, au regard de la temporalité de ces contrôles, les délais pour évaluer la disponibilité des capacités apparaissent trop contraints pour garantir aux acteurs un versement de la rémunération rapidement après la fin de la PL sur la base du volume disponible. Cette proposition a donc finalement été écartée.

7.2 Définition et versement de la rémunération capacitaire

Une fois la mesure de la disponibilité effective réalisée, la procédure de calcul des écarts consistera à comparer l'engagement d'une EDC – c'est-à-dire son $V_{contractualisé}$ tenant compte des éventuels échanges intervenus sur le marché secondaire – au volume effectivement disponible de ladite EDC – c'est-à-dire son $V_{disponible}$.



Synthèse du parcours proposé d'une EDC durant un exercice du futur mécanisme

Comme mentionné en partie 7.1, l'intégralité de la rémunération est versée aux exploitants dès l'issue de la période de livraison (sur la base du volume contractualisé constaté au « gel des engagements », c'est-à-dire à la clôture du marché secondaire, date à partir de laquelle les engagements sont définitivement fixés), puis les écarts sont facturés l'année suivante.

La rémunération à verser à un TPC est définie par l'empilement des produits entre chaque volume contractualisé par ce TPC (que ce soit via les enchères ou via le marché secondaire) et le prix qui y est associé (celui-ci dépendant des conditions de rémunération particulière du volume concerné, et pouvant être selon les cas égal au prix de *clearing* d'une enchère, au prix de *clearing* des flexibilités ou au prix plafond intermédiaire).

Ce processus donne lieu à une première étape de rémunération, selon la formule schématique simplifiée suivante :

1 $$RF_{rémunération} = \sum_{EDC} (V_{contractualisé}(EDC) \times Prix)$$

L'écart entre l'engagement de disponibilité ($V_{contractualisé}$) et la disponibilité effective ($V_{disponible}$) donne lieu à un règlement financier suivant les principes suivants :

- Les MW d'écart négatif ne sont pas rémunérés et sont sanctionnés par l'application d'un coefficient incitatif $(1 + k)$, pour tenir compte de la rémunération déjà versée. Ils sont facturés à un prix appelé Prix de Référence de Pénalisation des Ecarts ou $PRPE$;

- Les MW d'écart positif ne font pas l'objet d'une valorisation (les engagements de disponibilité contractualisés correspondant en effet au besoin pour lequel la collectivité est prête à payer pour assurer sa sécurité d'approvisionnement, ni plus, ni moins) ;

- L'écart de disponibilité est calculé à la maille du portefeuille du titulaire de périmètre de certification, ce qui permet à l'acteur de foisonner le risque d'indisponibilité entre les EDC de son périmètre.

Dans la 1ère version du mécanisme de capacité, le prix de référence des écarts était fondé sur le PREC, le prix révélé par la dernière enchère précédant l'année de livraison[61]. Pour le mécanisme suivant, RTE a soumis à consultation plusieurs options pour définir de la même manière un prix de référence normatif applicable pour pénaliser les indisponibilités, mais n'a pas trouvé le consensus. Compte tenu de l'hétérogénéité des prix moyens d'engagement par acteur, rappelée *supra*, et des retours des acteurs de marché à ces différentes propositions, il est défini un prix de référence de pénalité individualisé égal au prix de rémunération de référence des volumes contractualisés avant le début de la période de livraison :

$$PRPE(TPC, PL) = \frac{\sum_{EDC}\left(V_{contractualisé,EDC} \times Prix^{*}\right)}{\sum_{EDC} V_{contractualisé,EDC}}$$

* Le prix associé à chaque volume contractualisé de l'EDC est le prix de l'enchère sur laquelle il a été retenu, le prix de *clearing* des flexibilités, ou le prix plafond intermédiaire le cas échéant

Compte tenu de l'ensemble de ces principes, la seconde étape de régularisation et de pénalisation des écarts est fondée sur la formule schématique simplifiée suivante :

Pénalisation de l'écart → facturée en septembre PL+2

L'écart est calculé à la maille du périmètre complet du TPC

2 $$RF_{écart} = -(1+k) \times PRPE \times \max\left(0, \sum_{EDC}\left(V_{contractualisé,EDC} - V_{dispo,EDC}\right)\right)$$

RTE avait initialement proposé en concertation que le coefficient k puisse être fixé à la même valeur que dans le mécanisme décentralisé, c'est-à-dire $k = 0{,}2$.

Toutefois, afin de se conformer aux lignes directrices de la Commission européenne[62] qui prévoient qu'un TPC dont la disponibilité est inférieure à la moitié de son engagement de disponibilité doit se voir imposer une pénalité au moins égale à sa rémunération, le coefficient k doit atteindre la valeur 1 quand l'écart global du TPC atteint la moitié de son volume contractualisé total. Afin (i) de ne pas pénaliser systématiquement les TPC à des niveaux élevés et (ii) d'éviter les effets de seuil, le coefficient k évoluera linéairement entre les valeurs 0,2 et 1 quand l'écart global du TPC sera situé entre le quart et la moitié de son volume contractualisé total (cf. figure ci-bas).

[61] Selon la Délibération de la CRE n°2019-040 du 28 février 2019 portant décision sur les modalités de calcul de la référence de prix pour le calcul des écarts dans le cadre du mécanisme de capacité

[62] En ce qui concerne le régime de pénalité, la décision d'aide d'Etat concernant l'approbation du mécanisme de capacité par la Commission européenne engage la France à se conformer au critère 20 de l'annexe 1 de l'encadrement des aides d'État visant à soutenir le pacte pour une industrie propre. Celui-ci stipule qu'un *« Un bénéficiaire dont la disponibilité est inférieure à 50 % pendant les périodes de fourniture à l'intérieur d'une échéance de livraison s'expose au paiement d'une pénalité correspondant au moins à ses recettes de capacité pour l'échéance de livraison. »*

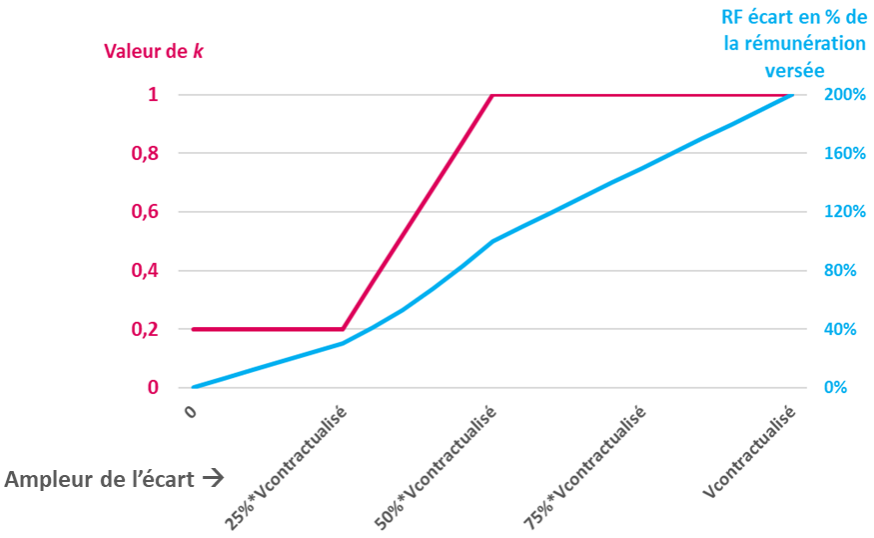


Figure 15 - Evolution de la valeur du coefficient k et de celle de la pénalité (exprimée relativement à la rémunération) en fonction du niveau de l'écart (exprimé par rapport au volume contractualisé total V).

Lecture du graphe : Lorsque $Ecart = \frac{V_{contractualisé}}{2}$; k prend la valeur 1 et la pénalité correspond à 100% de la rémunération.

Le coefficient k pourrait également être mobilisé pour renvoyer des incitations spécifiques aux nouvelles capacités bénéficiant d'un contrat pluriannuel. Si l'indisponibilité résulte d'un retard dans l'achèvement de la capacité, le coefficient k pourrait être réhaussé. Ce point précis reste à trancher.

8 Le financement du mécanisme

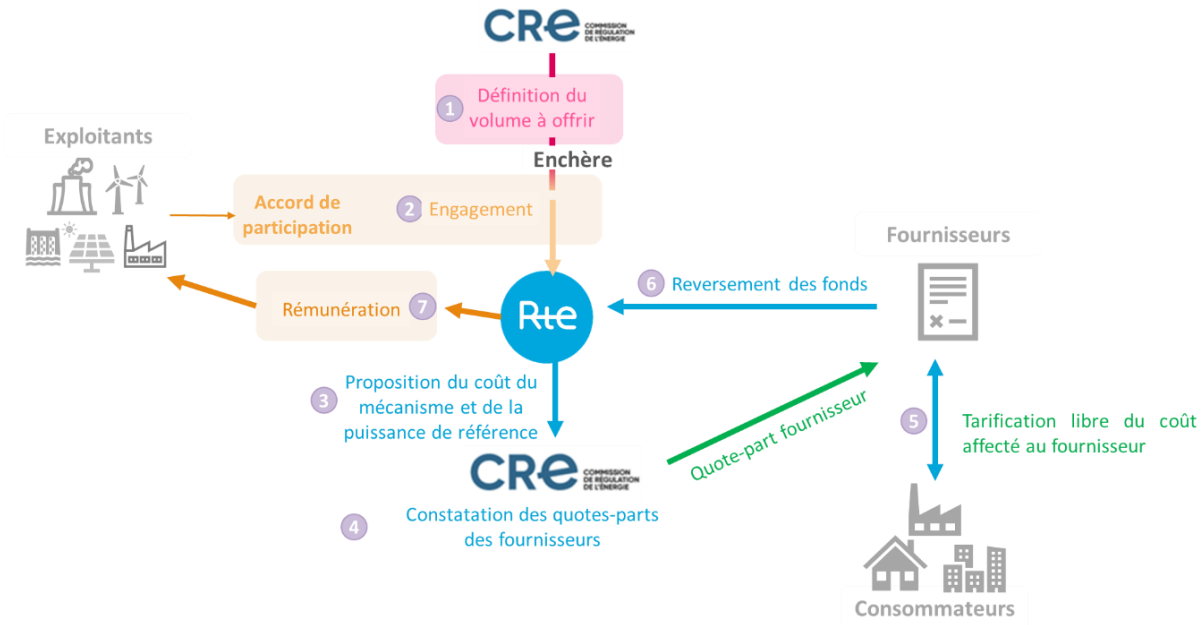
8.1 Schéma global de financement

Dans la mesure où il vise *in fine* à assurer leur sécurité d'approvisionnement, le financement du mécanisme de capacité repose sur les consommateurs finals. Le financement du mécanisme doit permettre d'en « couvrir » le coût (c'est-à-dire le coût de la capacité nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement lors des heures de pointe[63]), de le répercuter efficacement (c'est-à-dire en incitant dans la mesure du possible à la maîtrise de la consommation lors de ces mêmes heures), tout en assurant la neutralité financière du dispositif pour l'organe en charge d'organiser son financement.

Deux options distinctes ont pu être proposées en concertation en 2022. La première consistait à faire reposer directement le coût du mécanisme sur les consommateurs finals au moyen d'un « terme tarifaire ». La seconde consistait à laisser les fournisseurs libres des modalités de répercussion du cout du mécanisme sur leurs clients (« modèle quote-part »). L'inscription du mécanisme de capacité dans la loi a entériné un modèle de financement par quote-part ce qui permet à ce titre de garantir l'existence d'incitations individuelles et ciblées à réduire la pointe de consommation.

S'agissant de la nature du financement, le mécanisme de capacité est aujourd'hui assimilable à une taxe. Cette taxe capacitaire est affectée à RTE pour la rémunération des exploitants et chaque fournisseur se verra appliqué par période de livraison une quote-part du coût du mécanisme, calibrée en fonction de la consommation de son portefeuille durant les heures PP. Il s'agit d'une évolution majeure par rapport au mécanisme décentralisé, qui renvoie au fournisseur le soin de définir et d'optimiser sa stratégie d'approvisionnement en garanties de capacité.

[63] Concrètement, ce coût correspond, pour chaque période de livraison, à la somme des engagements contractualisés sur les enchères, multipliée par les prix de *clearing* et majorée des frais de gestion du mécanisme.



Contrairement au mécanisme décentralisé et en conséquence de la disparition du statut d'acteur obligé, le nouveau mécanisme ne prévoit pas de faculté de délégation ou de transfert de la contribution à un tiers. Sont entendus comme contributeurs au mécanisme de capacité, les fournisseurs au titre des volumes qu'ils fournissent, et les consommateurs finals ainsi que les gestionnaires de réseaux, au titre des volumes qui ne sont pas fournis par un fournisseur.

2026 – Année de bascule entre les deux versions du mécanisme de capacité

L'année de livraison 2026 de la première version du mécanisme de capacité couvre une période réduite de janvier à mars 2026. Conformément aux règles du mécanisme, 11 jours PP1 sont tirés entre le 1er janvier et le 31 mars, sur un total de 15 jours PP1 tirés pour une année de livraison complète. L'obligation des acteurs obligés sera ainsi calculée sur ces 11 jours, plutôt que 15 pour une année de livraison complète ; elle n'est donc pas proratisée.

Pour prendre en compte la réduction de la durée du service rendu par les capacités, le prix administré des enchères a quant à lui été diminué au *prorata* du nombre de jours PP1 tirés au cours du premier trimestre. Le prix administré des enchères est ainsi passé de 60 000€/MW à 44 000€/MW[64]. Cette baisse matérialise le comportement d'un exploitant qui, en participant à la dernière enchère du mécanisme décentralisé, internalise (i) que le service de disponibilité qui lui est demandé au titre de l'AL26 est raccourci et (ii) qu'une proportion de son *missing money* pourra être récupéré via la PL 2026/2027 du nouveau mécanisme.

Au cours de la dernière enchère précédent l'année de livraison 2026 (« enchère du PREC »), les garanties de capacité se sont échangées au prix de 98,6€/MW (contre 0 €/MW pour 2025 et 6 200€/MW pour 2024).

[64] Délibération de la CRE du 28 septembre 2023 portant approbation du plafond utilisé dans le cadre du règlement financier des écarts du mécanisme de capacité pour les années 2025 et 2026

8.2 Méthode de construction des quotes-parts contributeurs

La taxe est définie au moyen d'un quotient fixé pour l'ensemble de la période de livraison. Ce quotient, exprimé en €/MW, est défini comme le rapport du coût du mécanisme de capacité par la puissance de référence France estimée pour la période de livraison considérée[65]. Le quotient est approuvé par la CRE au plus tard un mois avant le début de la période de livraison, et ne peut évoluer pour le restant de la PL.

$$\text{Quotient}_{(PL)} = \frac{\text{Coût du mécanisme}}{\text{Puissance de référence France estimée}} \quad \left[\frac{€}{MW}\right]$$

Pour permettre la rémunération des exploitants à l'issue de la période de livraison, une quote-part estimée par contributeur est définie en même temps que le quotient, comme le produit de ce dernier par la puissance de référence estimée du contributeur. Le coût supporté par chaque consommateur ou fournisseur dépend ainsi de la part de sa consommation ou de la consommation de son portefeuille dans la consommation France sur les heures PP.

$$\text{Quote-part}_{(PL\ ;\ Contributeur)} = \text{Quotient}_{(PL)} \times \text{Puissance Contributeur} \quad [€]$$

Les contributeurs sont régularisés sur la base de leur puissance de référence définitive, constatée à l'issue de la période de livraison. La puissance de référence France utilisée pour le calcul du quotient n'est pas mise à jour lors de cette régularisation individuelle. Tout écart de prévision est foisonné entre les contributeurs via le coût du mécanisme d'une période de livraison ultérieure.

8.2.1 Le coût du mécanisme de capacité

Le coût du mécanisme de capacité correspond au montant à financer au titre d'une période de livraison en application des dispositions de l'article L.322-14 du code des impositions sur les biens et services.

Sa composante principale permet de couvrir les rémunérations majorées de la TVA à verser aux exploitants à l'issue de la période de livraison. Ces rémunérations tiennent compte d'une part du résultat des enchères, et d'autre part des impacts des transactions réalisées sur le marché secondaire.

Le coût du mécanisme intègre également, au second ordre, divers ajustements liés à la gestion des périodes de livraison antérieures. Trois types d'ajustements pourront être prévus :

- **Les régularisations liées aux écarts sur la puissance de référence France** : si la puissance de référence du quotient d'une période de livraison a été sous-estimée, alors le quotient utilisé pour facturer les contributeurs au titre de cette PL aura pour sa part été surestimé, phase de régularisation incluse. Cette surestimation du quotient lors de la régularisation est neutralisée par une baisse du coût du mécanisme d'une PL ultérieure. Le raisonnement inverse s'applique dans le cas d'une surestimation de la puissance de référence estimée.

- **Les régularisations des rémunérations des exploitants au niveau de leur volume disponible** : cette composante a nécessairement un effet baissier sur le coût du mécanisme, les exploitants

[65] La puissance de référence correspondant, comme dans le mécanisme actuel, à la consommation pendant les heures PP extrapolée à température extrême.

étant rémunérés à l'issue de la PL au niveau de leur volume contractualisé sans prise en compte des écarts de disponibilité.

- **Les coûts directs liés à la gestion financière des périodes de livraison antérieures,** qui comprennent la constatation d'irrécouvrables (effet haussier), et la neutralisation des majorations perçues par RTE en cas de retard de paiement de la contribution (effet baissier).

8.2.2 La puissance de référence

La puissance de référence, qu'elle soit individuelle ou nationale, représente la **consommation durant les périodes de tension du système, extrapolée à température extrême,** afin de refléter la juste contribution de chaque consommateur à la pointe. Sa définition reposera sur des principes analogues à l'actuel mécanisme. Il s'agit de la moyenne sur les plages PP de la consommation constatée corrigée des effacements activés[66], et extrapolée à température extrême pour les clients thermosensibles[67].

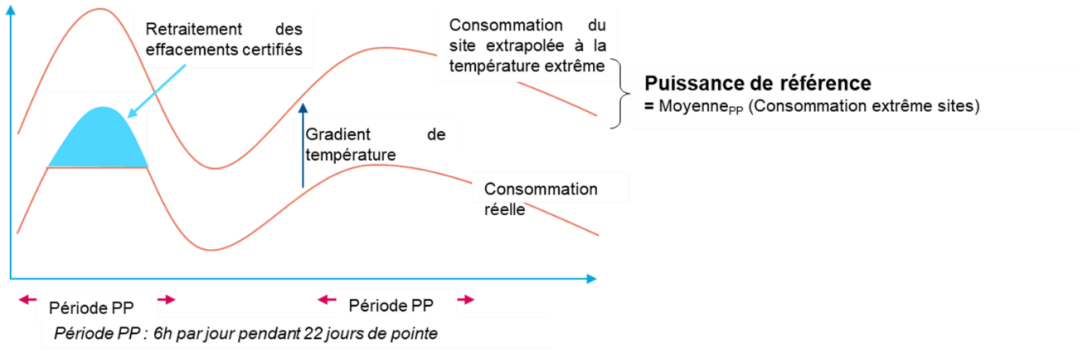


Figure 16 - Schéma de principe illustrant le passage d'une consommation réelle à une "puissance de référence" via (i) le "rebouchage" de la courbe par les effacements explicites réalisés et (ii) l'extrapolation à température extrême

Chaque gestionnaire de réseau est responsable du calcul de la puissance de référence des contributeurs rattachés à sa zone de desserte. Comme illustré ci-dessus, la puissance de référence est constituée d'une part réalisée (consommation effective lors des jours PP) et d'une part extrapolée (consommation à température extrême). La puissance de référence peut être exprimée comme suit :

$$\boldsymbol{Pref} = \underbrace{\boldsymbol{Consommation}_{\boldsymbol{réalisée}}}_{\text{Part réalisée}} + \underbrace{\mathbf{Gradient} * (\mathbf{T°_{ext}} - \mathbf{T°_{lissée}})}_{\text{Part extrapolée } \textit{dont la valeur est nulle si le consommateur est non-thermosensible}}$$

S'agissant de la part extrapolée, la méthodologie de définition du vecteur de température extrême T°_{ext} sera précisée dans le rapport de paramétrage de RTE. S'agissant du gradient, chaque contributeur se voit appliquer un gradient évalué par les gestionnaires de réseau pour chaque période de livraison. En l'espèce, si le périmètre du contributeur ne contient pas de sites thermosensibles, son gradient est nul.

[66] Dans le but d'éviter une double valorisation de l'effacement rémunéré par ailleurs en tant que capacité

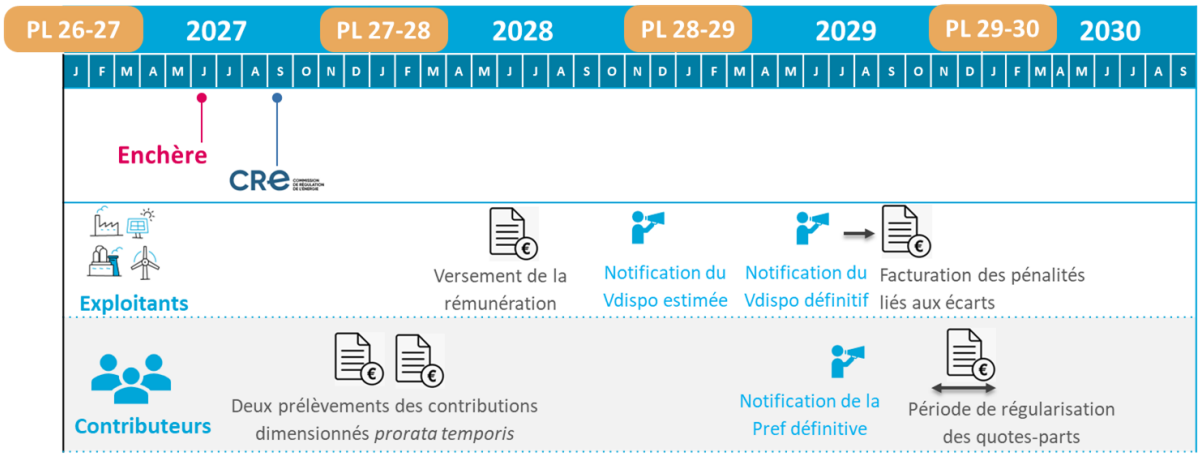
[67] Les règles établissent que ne sont pas thermosensibles les sites RPT ainsi que les sites RPD télérelevés consommant plus de 175 kW en moyenne sur les heures PP d'une période de livraison

Les puissances de référence estimées, utilisées pour la définition des quotes-parts prélevées en cours de PL, sont chaque année calculées sur la base des dernières estimations des puissances de référence de la période de livraison précédente. Pour l'initialisation du nouveau mécanisme et le calcul des puissances de référence estimées de la PL 2026/2027, RTE n'ayant pas de comparable à disposition, les données de l'obligation de l'AL24 de la première version du mécanisme seront utilisées.

8.3 Temporalité des flux de financements vue des exploitants et des contributeurs

En régime nominal[68] le cycle de vie du financement d'une période de livraison s'étend sur deux ans. Les exploitants sont rémunérés à l'issue de la période de livraison puis une facturation des écarts survient l'année suivante, au plus tard 18 mois après la fin de la période de livraison. Entretemps, RTE met à disposition des acteurs leur Volume Disponible estimé.

RTE en assure le financement en prélevant les quotes-parts estimées au cours de la période de livraison. Deux prélèvements auprès des contributeurs sont ainsi organisés, avec une clé de répartition au prorata du nombre jours PP tirés entre l'année N-1 et l'année N d'une PL donnée. Les quotes-parts sont régularisées entre octobre et décembre de l'année N+1, après mise à disposition en juillet N+1 des quotes-parts définitives.



Temporalité des flux de financement en régime nominal

[68] Pour l'année 2026, un dispositif transitoire de prélèvements anticipés est envisagé afin de faciliter la bascule entre les deux mécanismes. Il sera tranché par les pouvoirs publics en 2026.

9 Modalités de participation transfrontalière

9.1 Contexte et principe général

La mise en œuvre d'une participation transfrontalière relève d'une exigence réglementaire européenne qui s'appliquait déjà à la première version du mécanisme de capacité français. Alors qu'elle ne faisait pas partie du *design* initial qui fut notifié auprès de la Commission européenne en 2016, elle fut requise par cette dernière et a ainsi fait l'objet d'un engagement des autorités françaises. A l'issue de travaux conduits par RTE[69], le code de l'énergie ainsi que les règles du mécanisme furent par conséquent adaptés pour prévoir les modalités et processus afférents (*cf. infra*). L'obligation pour tout mécanisme de capacité de permettre une telle participation avec les Etats membres de l'Union européenne a depuis été consacrée par la règlementation européenne à la faveur du *Clean Energy Package* et notamment du Règlement 2019/943. Elle constitue désormais une condition d'approbation de tout mécanisme de capacité par la Commission, incluant donc le nouveau mécanisme de capacité français.

Pour rappel, la contribution des Etats voisins à la sécurité d'approvisionnement de la France peut, sur le plan technique, être prise en compte :

- **Implicitement**, en étant déduite du besoin de capacité à contractualiser au travers du mécanisme de capacité et en ne faisant dès lors l'objet d'aucune valorisation économique. Il s'agit d'une modalité de prise en compte simple et qui avait été privilégiée au sein du *design* initial de la première version du mécanisme de capacité (et qui a continué de s'appliquer pour la contribution de la Suisse à la sécurité d'approvisionnement française) ;
- Ou **explicitement**, en faisant l'objet d'une certification explicite au sein du mécanisme de capacité et d'une valorisation économique[70]. La capacité faisant l'objet de cette valorisation explicite est en principe une capacité de production ou de stockage étrangère (participation explicite approfondie), dans la limite de la contribution de chaque frontière à la sécurité d'approvisionnement française (*maximum entry capacity ou MEC*), calculée par RTE au sein de ses études d'adéquation[71].

La participation de type « approfondie » d'une capacité étrangère au mécanisme français n'est possible qu'à condition que RTE ait conclu un accord avec le GRT de l'Etat dans lequel se situe ladite capacité, aux termes duquel ce dernier s'engage à exercer diverses missions pour le compte de RTE (information, assistance, fourniture de données pour le contrôle de disponibilité, etc.). La nécessité de tels accords est consacrée par la règlementation européenne[72].

Le *design* envisagé pour le nouveau mécanisme, qui diffère très largement de celui de son prédécesseur, impose désormais de prévoir des modalités de participation transfrontalières

[69] RTE, rapport sur l'évolution des modalités de prise en compte de l'interconnexion au système européen dans le mécanisme de capacité français, avril 2018

[70] Une version simplifiée de la prise en compte explicite des contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement française consistait dans la 1ère version du mécanisme de capacité à certifier et à valoriser sur les enchères les interconnexions directement (et non pas les capacités de l'autre côté de la frontière). Elle ne fait toutefois pas l'objet d'une reconnaissance officielle par la règlementation européenne, et n'a donc pas été reconduite dans le nouveau mécanisme.

[71] Il convient de noter qu'au-delà des *maximum entry capacity* définies par RTE, Coreso publie chaque année depuis 2024 une recommandation à RTE de *maximum entry capacity* pour chaque frontière sur la base des résultats de l'ERAA, conformément à la réglementation européenne. RTE conserve toutefois la possibilité de s'en écarter – en le justifiant auprès du RCC – pour définir les *maximum entry capacity* du mécanisme.

[72] Un accord Elia/RTE pour les mécanismes belges et français a à ce titre d'ores et déjà été conclu. Des contacts avec les autres GRT en vue de conclure de tels accords ont également été initiés.

renouvelées et simplifiées afin qu'elles puissent à terme être effectivement mises en œuvre sans complexité excessive pour RTE ou ses homologues qui seront impliqués dans ces processus.

Dans ce contexte, le dispositif permettant une participation transfrontalière au sein du futur mécanisme consiste en synthèse à :

- Restreindre la participation transfrontalière explicite aux seules frontières pour lesquelles cette procédure est effectivement exigée par la règlementation européenne, c'est-à-dire les frontières de la France avec des Etats membres de l'Union européenne (Allemagne, Belgique, Italie et Espagne puis, à terme, l'Irlande) ;
- Privilégier des modalités de participation simplifiées, afin de favoriser leur mise en œuvre. Celles-ci reposent sur l'organisation de pré-sélections par frontières visant à sélectionner, dans la limite de la *maximum entry capacity*, un volume de capacités étrangères autorisées à être offertes aux côtés des capacités domestiques sur les enchères principales.

9.2 Une participation transfrontalière explicite limitée aux pays frontaliers membres de l'Union européenne

Aux termes de la réglementation européenne applicable, l'ouverture d'un mécanisme de capacité à la participation transfrontalière n'est requise qu'au titre des frontières de l'Etat concerné avec d'autres Etats membres de l'Union européenne. En d'autres termes, la conformité du mécanisme à ce principe est acquise dès lors que les contributions respectives de l'Allemagne, de la Belgique, de l'Italie, de l'Espagne et, à terme, de l'Irlande[73] sont explicitement prises en compte et donnent lieu à une participation transfrontalière (qui, à la cible, doit être de type « approfondie »). Aucune exigence ne pèse par conséquent sur les modalités à privilégier concernant la contribution de la Suisse, d'une part, et du Royaume-Uni, d'autre part.

Il est dès lors prévu de limiter la participation transfrontalière explicite aux seules frontières pour lesquelles la réglementation l'exige, dans une logique de simplification de la mise en œuvre du mécanisme. La participation transfrontalière explicite sera ainsi ouverte à terme à la Belgique, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne et l'Irlande.

Cette proposition conduit à mettre en extinction la valorisation explicite des interconnexions avec le Royaume-Uni et le partage des revenus qui en résulte avec NationalGrid. Eleclink, valorisé selon les mêmes modalités que les interconnexions régulées en tant qu'interconnexion dérogatoire, ne bénéficiera plus du revenu capacitaire.

[73] A compter de la mise en service de l'interconnexion Celtic en 2028, l'Irlande s'ajoutera en effet au nombre des Etats membres avec lesquels une participation transfrontalière devra être déployée.
Par ailleurs, bien qu'Etat membre, le Luxembourg est traité conjointement avec l'Allemagne au sein de l'actuel mécanisme et du mécanisme belge.

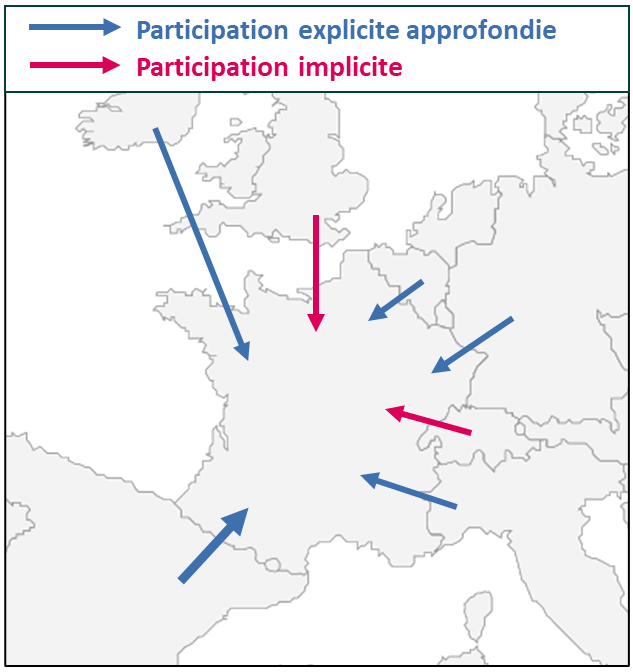


Figure 17 Modèle cible de participation transfrontalière

9.3 Modalités de participation transfrontalière

9.3.1 Modalités cible

A la suite des travaux de concertation, RTE a proposé un modèle de participation transfrontalière reposant sur une pré-sélection des capacités participantes, avant leur réintégration dans l'enchère principale où elles seront en compétition avec les capacités domestiques. Le processus décliné ci-dessous n'est applicable que dans le cas où la contribution transfrontalière est supérieure à 50 MW. Dans le cas contraire, la contribution sera jugée trop faible et sera prise en compte implicitement dans la courbe de demande.

Le processus complet se déroule de la manière suivante :

(i) Les capacités étrangères (issues des pays participant au mécanisme de capacité français) souhaitant participer au mécanisme se certifient au même titre que les capacités domestiques, pour l'enchère la plus lointaine de la période de livraison considérée[74].

(ii) Pour chaque frontière, une pré-sélection des capacités étrangères est organisée avant l'enchère principale[75]. Elle consiste à sélectionner les offres des capacités étrangères les plus compétitives jusqu'à atteindre la MEC de la frontière concernée.

Dans le cas où le volume de capacités étrangères offertes pour une frontière donnée ne permet pas d'atteindre la MEC, le volume résiduel non couvert est déduit de la courbe de demande de l'enchère principale. Autrement dit, ce volume résiduel est pris en compte implicitement dans le besoin en capacité.

Pour une frontière donnée, le prix d'offre de la dernière capacité étrangère présélectionnée constitue le prix marginal transfrontalier. Ce prix plafonne la

[74] L'enchère PL-4 en régime nominal et l'enchère PL-1 durant le régime transitoire.
[75] Ce processus, automatisé, se déroule en réalité quelques instants avant l'enchère principale.

rémunération des capacités étrangères issues de cette frontière, en plus du prix plafond intermédiaire.

(iii) Une potentielle faible participation de capacités étrangères au mécanisme pour une frontière donnée pourrait conduire à l'exercice d'un pouvoir de marché d'un nombre limité de capacités, augmentant le coût du dispositif pour le consommateur final. Afin de garantir la concurrence effective du processus, la présélection inclut une prise en compte normative des capacités disposant d'un dispositif de soutien dans le pays voisin et qui ne se sont pas certifiées auprès de RTE pour participer au mécanisme de capacité.

Cette prise en compte normative prend la forme d'une offre à tout prix, soumise par RTE, qui permet de refléter le *missing money* nul des capacités concernées. Sa méthodologie est approuvée par arrêté par le ministre chargé de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, sur la base du rapport de paramétrage établi par RTE.

La sélection de l'ordre normatif à l'issue de l'enchère ne vaut pas contractualisation au sens de la loi et ne donne donc pas lieu à rémunération, ni à pénalités en cas d'indisponibilité des capacités prises en compte normativement.

(iv) Les capacités étrangères présélectionnées sont réinjectées dans l'enchère principale, qui se tient sans faire de distinction entre capacités domestiques et étrangères. Si toutes les capacités étrangères d'une frontière donnée ne sont pas retenues sur l'enchère principale, le volume de MEC restant – appelé MEC résiduelle – est mis à disposition du marché secondaire (cf. point vii).

(v) Une capacité étrangère retenue sur l'enchère principale contracte un engagement de disponibilité vis-à-vis de RTE, dans les mêmes conditions qu'une capacité domestique, à l'exception du plafonnement de sa rémunération au prix marginal transfrontalier. La capacité sera donc rémunérée au prix minimum entre le prix de *clearing* de l'enchère, le prix plafond intermédiaire et le prix marginal transfrontalier de la frontière dont elle est issue.

(vi) Le contrôle de la disponibilité est effectué selon des conditions identiques à celles applicables aux capacités domestiques. Les données nécessaires et les procédures seront adaptées en tant que de besoin pour tenir compte des spécificités des systèmes électriques nationaux : ces enjeux seront régis par les accords GRT-GRT à conclure pour chaque frontière.

(vii) Les engagements de disponibilités contractés par des capacités étrangères peuvent être échangés librement sur le marché secondaire au même titre que ceux des capacités domestiques, tant que la contrainte de MEC de chaque frontière est respectée. Plus précisément, une transaction effectuée sur le marché secondaire qui conduirait à ce que la somme des volumes contractualisés des capacités issues d'une frontière donnée soit supérieure à la MEC de cette frontière, ne serait pas valide (et serait donc rejetée par RTE). La MEC résiduelle définie au point (iv) représente à chaque instant le volume disponible

de capacités pouvant être contractualisées sur le marché secondaire pour une frontière donnée.

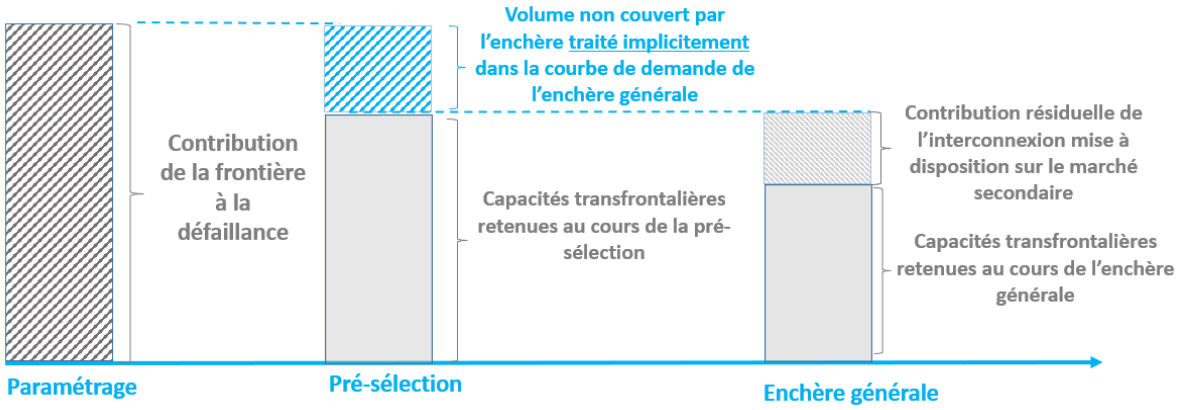


Figure 18 Schéma de principe des modalités de participation aux enchères des capacités étrangères

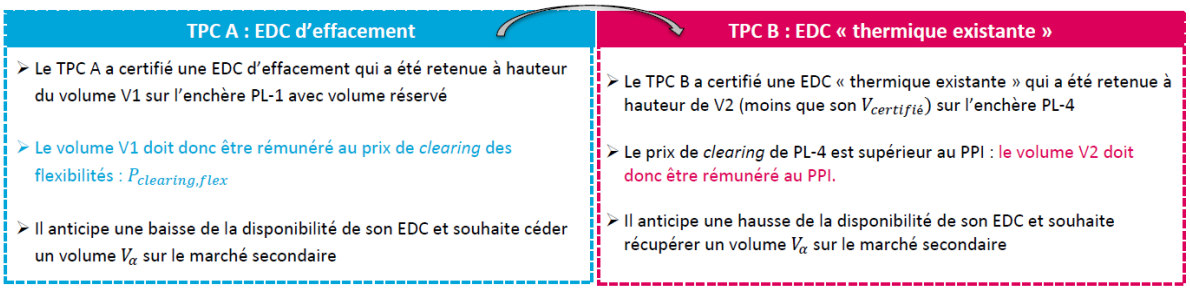
9.3.2 Modalités transitoires

La mise en œuvre d'une telle participation « approfondie » requérant la conclusion d'accords GRT-GRT complexes et dont l'élaboration s'inscrit dans un processus long, il est dès lors nécessaire de prévoir des modalités transitoires.

A la différence de la première version du mécanisme, en l'absence de participation « approfondie », les contributions transfrontalières seront prises en compte implicitement dans la courbe de demande, à l'instar du régime standard applicable au Royaume-Uni et à la Suisse.

Annexe - Gestion des rémunérations sur le marché secondaire

Illustration n°1 : une EDC d'effacement cède son engagement à une EDC « thermique existante »

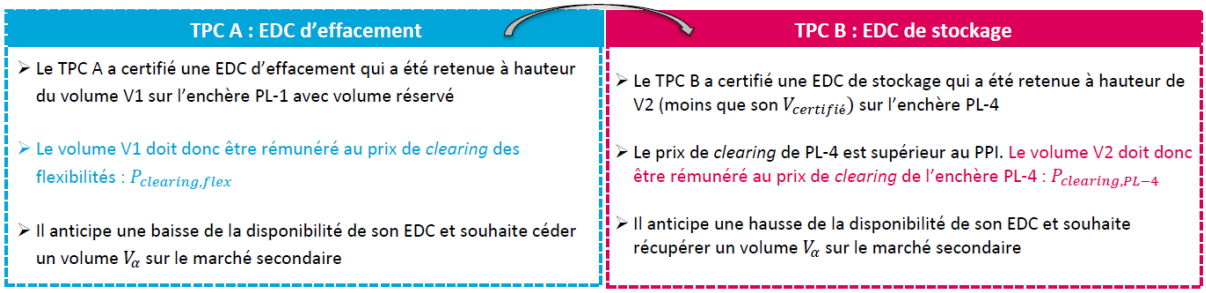


Comme expliqué en partie 5.2, la rémunération du volume V_α sera plafonnée au prix plafond intermédiaire à l'issue de la transaction sur le marché secondaire.

Dans ce cas, à l'issue de la transaction entre les TPC A et B sur le marché secondaire :

- Le TPC A sera engagé à hauteur de $V_1 - V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré au prix de *clearing* des flexibilités ;
- Le TPC B sera engagé à hauteur de $V_2 + V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré au PPI.

Illustration n°2 : une EDC d'effacement cède son engagement à une EDC stockage ayant obtenu une dérogation au PPI

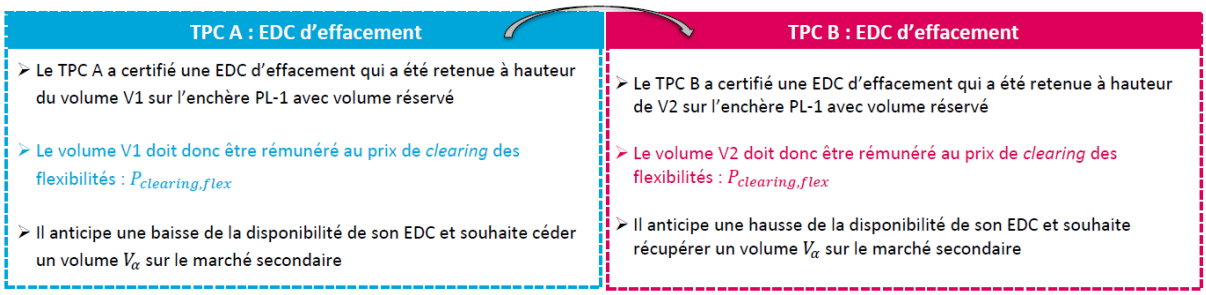


Comme expliqué en partie 5.2, la rémunération du volume V_α sera plafonnée au prix plafond intermédiaire à l'issue de la transaction sur le marché secondaire.

Dans ce cas, à l'issue de la transaction entre les TPC A et B sur le marché secondaire :

- Le TPC A sera engagé à hauteur de $V_1 - V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré au prix de *clearing* des flexibilités ;
- Le TPC B sera engagé à hauteur de $V_2 + V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré au prix de *clearing* de l'enchère PL-4 au titre de V_2, et au PPI au titre de V_α.

Illustration n°3 : une EDC d'effacement cède son engagement à une autre EDC d'effacement

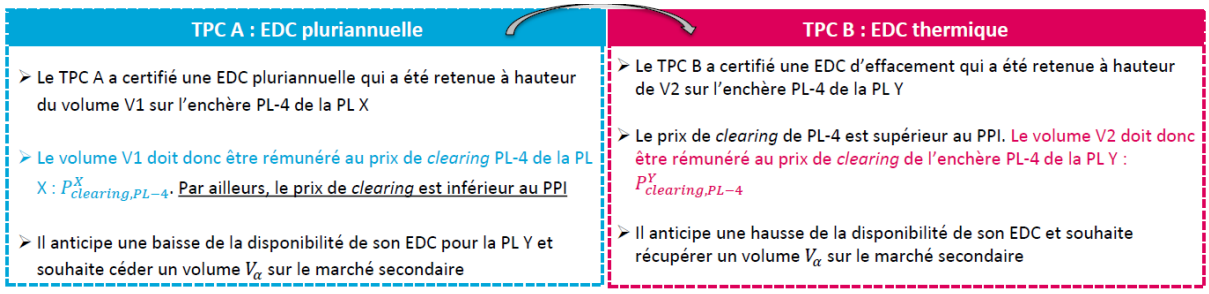


Comme expliqué en partie 5.2, la rémunération du volume V_α sera plafonnée au prix plafond intermédiaire à l'issue de la transaction sur le marché secondaire.

Dans ce cas, à l'issue de la transaction entre les TPC A et B sur le marché secondaire :

- Le TPC A sera engagé à hauteur de $V_1 - V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré au prix de *clearing* des flexibilités ;
- Le TPC B sera engagé à hauteur de $V_2 + V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré au prix de *clearing* des flexibilités au titre de V_2, et au PPI au titre de V_α.

Illustration n°4 : une EDC pluriannuelle cède son engagement à une EDC thermique ayant obtenu une dérogation au PPI



Comme expliqué en partie 5.2, la rémunération du volume V_α sera plafonnée au prix plafond intermédiaire à l'issue de la transaction sur le marché secondaire.

Dans ce cas, à l'issue de la transaction entre les TPC A et B sur le marché secondaire :

- Le TPC A sera engagé à hauteur de $V_1 - V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré au prix de *clearing* de l'enchère PL-4 de la PL X ;
- Le TPC B sera engagé à hauteur de $V_2 + V_\alpha$ envers la collectivité, et sera rémunéré au prix de *clearing* de l'enchère PL-4 de la PL Y au titre de V_2, et au prix de *clearing* de l'enchère PL-4 de la PL X au titre de V_α.