

Autorité
de la concurrence

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

L'Autorité de la concurrence (commission permanente),

Vu la lettre enregistrée le 26 septembre 2025 sous le numéro 25/0058 A, par laquelle le Gouvernement a saisi l'Autorité de la concurrence d'une demande d'avis concernant le projet de décret relatif au mécanisme de capacité ;

Vu le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne ;

Vu le livre IV du code de commerce ;

Vu le code de l'énergie ;

Vu le code des impositions sur les biens et services ;

Vu la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) n° 2025-236 du 16 octobre 2025 ;

Vu les autres pièces du dossier ;

Les représentants de la CRE entendus sur le fondement des dispositions du deuxième alinéa de l'article L. 463-7 du code de commerce ;

Les rapporteuses, la rapporteure générale adjointe, les représentants de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et le commissaire du Gouvernement entendus lors de la séance de l'Autorité de la concurrence du 2 décembre 2025 ;

Est d'avis de répondre à la demande présentée dans le sens des observations suivantes :

Résumé¹

Un mécanisme de capacité a été instauré en France par la loi NOME du 7 décembre 2010 et est entré en vigueur en 2017, afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité au niveau national, c'est-à-dire de garantir que la demande d'électricité puisse être satisfaite à tout moment, en particulier lors des pointes de consommation en hiver. À cette fin, il vise à rémunérer les installations de production, d'effacement et de stockage pour leur disponibilité, en ce compris les installations essentielles pour répondre aux pointes de consommation et qui ne couvrent pas leurs coûts sur les marchés de gros de l'électricité.

Jusqu'ici, le mécanisme de capacité était décentralisé, en ce que les fournisseurs d'électricité devaient se couvrir et anticiper pour répondre à la demande de leurs clients, en achetant des capacités auprès des exploitants. Ces achats avaient lieu à l'occasion d'une série d'enchères démarquant quatre ans avant l'année de livraison. Lors de chaque enchère, les offres formulées par les exploitants étaient sélectionnées, par ordre croissant de prix, jusqu'à ce que la demande soit couverte. Toutes les capacités participaient au mécanisme et étaient rémunérées au prix de clôture de l'enchère.

Compte tenu de la durée d'autorisation de dix ans du mécanisme, par la Commission européenne saisie sous l'angle des aides d'État, Réseau de Transport de l'Électricité a été chargée en 2022 de mener une concertation, aboutissant au constat d'une lisibilité imparfaite de la formation du prix et conduisant à remettre en cause le caractère décentralisé du mécanisme.

Dans ce contexte, en application de l'article 19 de la loi de finances pour 2025, le Gouvernement a préparé un projet de décret relatif au nouveau mécanisme de capacité dont l'Autorité de la concurrence a été saisie le 26 septembre 2025.

Le mécanisme de capacité sera désormais centralisé autour de RTE, qui anticipera la consommation de pointe nationale et organisera sa couverture en acquérant directement des garanties de capacité auprès des exploitants, à l'occasion de deux enchères. Ces acquisitions seront financées par une taxe affectée à RTE et facturée aux fournisseurs, en fonction de la consommation de pointe de leurs portefeuilles de clients.

Le mécanisme a ainsi fait l'objet d'un changement structurel qui a, entre autres, un impact potentiel sur les coûts qui seront supportés par le consommateur final. L'Autorité n'a disposé que d'un temps extrêmement réduit pour instruire la demande d'avis et n'a pu en apprécier tous les enjeux.

Elle appelle néanmoins l'attention du Gouvernement, au regard des règles de concurrence, sur plusieurs éléments constitutifs du mécanisme tels que, de façon non exhaustive, (i) la nécessaire surveillance de RTE, filiale d'EDF, occupant désormais un rôle central dans le mécanisme, à travers notamment le dimensionnement de la demande, et ainsi la mission essentielle de contrôle de la Commission de régulation de l'électricité, (ii) l'équilibre à rechercher entre transparence et risques concurrentiels, compte tenu de la présence d'un opérateur détenant une position significative – l'Autorité restera, à ce titre, attentive aux risques éventuels de non-respect du droit de la concurrence, (iii) la nécessaire justification à l'instauration de prix plafonds, qui implique la surveillance du marché et des transactions par la CRE, ainsi que les risques associés à la mise en place d'un prix plafond intermédiaire, bien que leur introduction soit de nature à limiter le coût pour le consommateur, et

¹ Ce résumé a un caractère strictement informatif. Seuls font foi les motifs de l'avis numérotés ci-après.

(iv) l'importance des contrats pluriannuels et les conséquences difficiles à anticiper de l'élargissement de leur champ d'application.

L'Autorité regrette, en outre, l'absence d'analyse des conséquences spécifiques de la fin de l'ARENH pour le mécanisme de capacité, ainsi que l'absence d'évaluation étayée et précise relative au surcoût du mécanisme à la charge du consommateur, notamment compte tenu des nouvelles règles de TVA. Le seul chiffre disponible fait état d'une estimation du coût du nouveau mécanisme à au moins deux milliards d'euros par an.

Par ailleurs, l'Autorité s'est interrogée sur les règles d'encadrement de l'opérateur détenant une position significative et, enfin, elle s'est intéressée aux flexibilités décarbonées (installations d'effacement et de stockage) et s'interroge sur l'équivalence, entre le mécanisme actuel et le nouveau, des volumes accessibles et des revenus en découlant pour les flexibilités décarbonées.

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	6
I. CONSTATATIONS	6
A. HISTORIQUE ET PRESENTATION DE L'ACTUEL MECANISME DE CAPACITE	6
1. BREF HISTORIQUE DE L'ACTUEL MECANISME DE CAPACITE.....	6
2. PRESENTATION DE L'ACTUEL MECANISME DE CAPACITE	8
B. PRESENTATION DU NOUVEAU MECANISME DE CAPACITE.....	14
1. REFLEXIONS AYANT CONDUIT A UN CHANGEMENT STRUCTUREL DU MECANISME DE CAPACITE	14
2. LE NOUVEAU MECANISME DE CAPACITE ET SON CADRE LEGAL	16
3. LES EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES ENVISAGEES DANS LE PROJET DE DECRET	
17	
II. ANALYSE CONCURRENTIELLE.....	18
A. LE CHAMP DE LA SAISINE	18
B. SUR LES PRINCIPALES DISPOSITIONS DU PROJET DE DECRET	19
1. LA NOUVELLE GOUVERNANCE CENTRALISEE.....	19
a) Le rôle central dévolu à RTE	19
b) La centralisation de la demande	20
<i>Le dimensionnement de la demande</i>	20
<i>La transparence associée</i>	22
2. LES PROCEDURES DE SELECTION CONCURRENTIELLES	24
a) Le nombre d'enchères et la répartition des volumes entre elles.....	25
b) Les caractéristiques des enchères et de la détermination du prix de marché.....	25
3. LES PLAFONDS DE PRIX	28
a) Le prix administré du mécanisme actuel	28
b) Les prix plafonds du nouveau mécanisme	28
c) La pertinence des prix plafonds envisagés et leur transparence	29
d) Le prix plafond global.....	30
e) Le prix plafond intermédiaire.....	31
4. LES CONTRATS PLURIANNUELS	33
a) Les AOLT du mécanisme actuel.....	33
b) Les contrats pluriannuels envisagés dans le nouveau mécanisme et leur pertinence.....	35
c) Le champ d'application des contrats pluriannuels.....	35

d) L'intégration des contrats pluriannuels dans les enchères	36
e) La durée des contrats pluriannuels	38
f) Les volumes réservés aux contrats pluriannuels.....	38
5. AUTRES POINTS D'ATTENTION.....	39
a) La mise en œuvre du mécanisme dans le cadre du post-ARENH	40
b) L'impact du nouveau mécanisme pour le consommateur final.....	42
c) L'encadrement du comportement de l'acteur détenant une position significative	44
d) Les flexibilités décarbonées dans le mécanisme de capacité	45
CONCLUSION.....	49

Introduction

1. Par lettre enregistrée le 26 septembre 2025 sous le numéro 25/0058 A, le Gouvernement a saisi l'Autorité de la concurrence (ci-après « l'Autorité ») d'une demande d'avis, en application des articles L. 462-1 et L. 462-2 du code de commerce, concernant le projet de décret relatif au mécanisme de capacité, pris en application de l'article 19 de la loi de finances pour 2025. Une nouvelle version de ce texte a été transmise le 20 novembre 2025.
2. Le présent avis concerne ce nouveau mécanisme de capacité. Il s'inscrit dans la lignée des avis n° 12-A-09² et n° 18-A-12³, lesquels portaient sur l'actuel mécanisme de capacité.

I. Constatations

3. L'actuel mécanisme de capacité sera présenté (A) avant d'aborder les modifications apportées par la loi de finances pour 2025 et la structure du projet de décret soumis à l'examen de l'Autorité (B).

A. HISTORIQUE ET PRESENTATION DE L'ACTUEL MECANISME DE CAPACITE

4. Après un bref historique (1), l'actuel mécanisme de capacité sera présenté (2).

1. BREF HISTORIQUE DE L'ACTUEL MECANISME DE CAPACITE

5. Le mécanisme de capacité a été instauré par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (ci-après « loi NOME ») avec pour principal objectif d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité en encourageant les investissements dans les capacités de production nécessaires pour garantir que la demande en électricité puisse être satisfaite à tout moment, en particulier lors de pics de consommation. Il se justifie par le fait que les marchés de l'énergie n'envoient pas des signaux économiques suffisants pour permettre d'assurer le niveau d'approvisionnement nécessaire lors des pointes de consommation électrique notamment en hiver pendant les vagues de froid.
6. Sans mécanisme de capacité, la seule rémunération possible – sur les marchés de gros de l'électricité – lors des périodes de pointe ne permettrait pas à ces centrales de couvrir leurs coûts d'investissements. Cette situation est communément appelée *missing money* (voir

² Avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité.

³ Avis n° 18-A-12 du 26 octobre 2018 concernant un projet de décret relatif au mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité.

paragraphes 26 et suivants ci-dessous). En rémunérant la simple existence d'une unité de production disponible, le mécanisme de capacité remédie ainsi à l'insuffisance des incitations existantes en évitant la mise sous cocon ou la fermeture de centrales qui ne fonctionnent que quelques heures par an mais dont l'existence est essentielle pour répondre aux pointes de consommation.

7. Le choix d'instaurer un mécanisme de capacité et la manière de construire ce mécanisme dépend du niveau de risque de défaillance que la collectivité accepte de supporter : il ne s'agit pas nécessairement d'assurer un risque zéro de « *black-out* » (i.e., disposer de capacités permettant de répondre à tout pic de demande même extrêmement improbable) mais d'en limiter la probabilité.
8. À la suite des avis rendus par la Commission de régulation de l'énergie (ci-après « CRE »)⁴ et par l'Autorité⁵, le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012⁶ a précisé le cadre légal et créé l'architecture du mécanisme de capacité français. L'arrêté du 22 janvier 2015⁷, pris après une nouvelle délibération de la CRE⁸, a détaillé les règles retenues pour le mécanisme de capacité français.
9. Le 13 novembre 2015, en parallèle à une enquête sectorielle⁹, la Commission européenne (ci-après « Commission ») a lancé une enquête approfondie ciblant le mécanisme mis en place par les pouvoirs publics en France. À la suite d'échanges intervenus au cours de l'année 2016, le gouvernement français s'est engagé à amender le mécanisme pour répondre aux préoccupations de la Commission et, en particulier, à :
 - instaurer des mesures destinées à garantir l'exercice d'une concurrence effective dans le cadre du fonctionnement de ce mécanisme ;
 - permettre la participation de capacités étrangères (ou interconnexions) au mécanisme français ; et,
 - créer un dispositif spécifique pour les nouvelles capacités afin d'assurer de la visibilité pour les nouveaux investissements au-delà d'une année et de faciliter l'entrée de nouveaux acteurs sur le marché, à travers les appels d'offres de long terme.

⁴ Délibération de la CRE du 29 mars 2012 portant avis sur le projet de décret pris pour application de l'article L. 335-6 du code de l'énergie relatif au dispositif de contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et instaurant un mécanisme de capacité.

⁵ Avis n° 12-A-09 précité.

⁶ Décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

⁷ Arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article 2 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

⁸ Délibération de la CRE du 28 mai 2014 portant avis sur le projet de règles du mécanisme d'obligation de capacité prévu par le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

⁹ Commission européenne, Rapport final de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, COM(2016) 752, 30 novembre 2016.

10. La Commission a, dès lors, clos la procédure le 8 novembre 2016 en déclarant compatible avec les règles en matière d'aides d'État le mécanisme de capacité français et en validant sa mise en œuvre pour dix ans¹⁰.
11. Les engagements ont été mis en œuvre par un arrêté du ministre chargé de l'énergie le 29 novembre 2016¹¹, à la suite de deux délibérations de la CRE¹² ainsi que par un décret du 15 novembre 2018¹³, après avis de la CRE¹⁴ et de l'Autorité¹⁵.

2. PRESENTATION DE L'ACTUEL MECANISME DE CAPACITE

12. Le mécanisme de capacité français, codifié aux articles L. 335-1 à L. 335-7 et R. 335-1 à R. 335-88 du code de l'énergie¹⁶, est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017.
13. Il est mis en œuvre au niveau national et oblige les fournisseurs d'électricité¹⁷ (entendus comme les « *acteurs obligés* ») à s'assurer de pouvoir répondre à la demande de leurs clients pendant les périodes de forte demande (obligation de capacité) en achetant auprès des producteurs d'électricité des capacités de production utilisables pendant les périodes de pic (garanties de capacité). Ce mécanisme, dit *market wide*, s'applique à l'ensemble des capacités du marché¹⁸. Les garanties de capacité doivent être préalablement certifiées par Réseau de Transport d'Électricité (ci-après « RTE ») afin de connaître la puissance électrique instantanée que l'exploitant sera en mesure de rendre disponible, ce pourquoi il est aussi possible de parler de « *marché des certificats* »¹⁹.
14. Coexistent, du côté de l'offre, d'une part, des producteurs d'électricité qui offrent des capacités de production et, d'autre part, des opérateurs d'effacement ou de stockage.
15. L'effacement de consommation électrique consiste à demander à des particuliers ou à des entreprises de réduire temporairement leur consommation d'électricité lors des pointes de consommation. Le stockage, quant à lui, désigne « *le report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette*

¹⁰ Décision de la Commission du 8 novembre 2016 concernant le régime d'aides SA.39621 2015/C.

¹¹ Arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article R. 335-2 du code de l'énergie.

¹² Délibérations de la CRE du 24 novembre 2016 portant avis sur le projet de règles du mécanisme d'obligation de capacité prévu par l'article R. 335-2 du code de l'énergie et du 1^{er} décembre 2016 portant décision sur la règle de calcul du prix de référence marché prévu par les règles du mécanisme de capacité.

¹³ Décret n° 2018-997 du 15 novembre 2018 relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

¹⁴ Délibération de la CRE du 27 septembre 2018 portant avis sur le projet de décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

¹⁵ Avis n° 18-A-12 précité.

¹⁶ Également aux articles L. 321-16 et L. 321-17 sur les missions de RTE, à l'article L. 131-2 sur les missions de la CRE et aux articles L. 134-25 et L. 134-29 sur les missions du Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDiS).

¹⁷ Ainsi que les gestionnaires de réseaux pour leurs pertes et les grands consommateurs gérant eux-mêmes leur approvisionnement.

¹⁸ Par opposition notamment aux réserves stratégiques.

¹⁹ Avis n° 12-A-09 précité, paragraphe 112 par exemple.

*énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant qu'autre vecteur d'énergie*²⁰. À la différence des producteurs, les opérateurs d'effacement ou de stockage n'offrent pas une capacité de production mais une garantie de réduction ou de déstockage de consommation de certains acteurs au profit des clients d'un fournisseur qui acquiert le certificat. Les grands consommateurs industriels peuvent également procéder à des effacements. RTE certifie préalablement la capacité d'effacement ou de stockage, qui est un engagement à ne pas consommer.

16. L'ensemble de ces offreurs sont appelés les « *exploitants* ».
17. L'offre de capacité comprend différentes filières, selon le type d'énergie utilisée.
18. À ce titre, les effacements et le stockage constituent des filières particulières (voir la partie dédiée) représentant toutefois, d'après les estimations de la CRE, très peu de capacités, respectivement 4 % et 1 % pour 2025. L'énergie nucléaire représente à elle seule la moitié des capacités certifiées estimées pour 2025, soit dix points de moins qu'en 2017. Les énergies renouvelables (hydraulique [17 %], éolien [4 %] et solaire [1 %]) représentent 22 % des capacités en 2025, soit une contribution relativement stable depuis plusieurs années (20 % en 2017).

Tableau 1 – principales filières de production de capacités d'énergie

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nucléaire	59 %	59 %	55 %	50 %	49 %	47 %	47 %	50 %	50 %
Hydraulique	17 %	17 %	17 %	19 %	19 %	19 %	19 %	18 %	17 %
Interconnexions	0 %	0 %	7 %	8 %	9 %	8 %	9 %	8 %	11 %
Gaz	9 %	9 %	9 %	9 %	9 %	10 %	10 %	9 %	9 %
Éolien	2 %	3 %	3 %	3 %	3 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Effacement	2 %	2 %	2 %	3 %	3 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Fioul	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Charbon	3 %	2 %	3 %	2 %	1 %	1 %	2 %	1 %	1 %
Batterie	0 %	0 %	<1 %	<1 %	<1 %	<1 %	1 %	1 %	1 %
Thermique renouvelable et déchets	<1 %	<1 %	<1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Solaire	<1 %	<1 %	<1 %	<1 %	<1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Multi-filière	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %
Autres	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %

Source : volume de certification par filières simplifiées - CRE

19. L'offre de capacité comprend plus de 200 acteurs, dont une vingtaine proposant pour tout ou partie des effacements.
20. Malgré ce nombre conséquent, la répartition des capacités par acteur est très hétérogène et le marché reste en réalité très concentré, d'autant plus que certaines entreprises peuvent appartenir à un même groupe²¹. Ainsi, selon les estimations de la CRE, le groupe EDF représente à lui seul 68 % des volumes de capacités certifiées en 2025²². Cette proportion

²⁰ Article L. 352-1 du code de l'énergie.

²¹ À titre illustratif, Toul Power et Compagnie Électrique de Bretagne sont deux entreprises distinctes appartenant au groupe TotalEnergies.

²² Hors capacités faisant l'objet de transactions internes au sein du groupe EDF.

est toutefois en légère baisse depuis 2020. TotalEnergies et Engie, bien que deuxième et troisième acteurs sur le marché en 2025, ne contribuent respectivement qu'à hauteur de 3 % et 2 % de l'ensemble des capacités. Seuls dix-huit groupes proposent chaque année des volumes supérieurs à 100 MW. Environ 200 autres petits acteurs offrent 2 % des capacités estimées restantes (tableau 2).

Tableau 2 – principaux exploitants de capacités²³

Acteurs	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EDF	83 %	82 %	83 %	80 %	81 %	78 %	76 %	77 %	78 %
<i>dont RTE²⁴</i>	0 %	0 %	7 %	8 %	9 %	8 %	8 %	7 %	10 %
TotalEnergies	1 %	2 %	1 %	2 %	2 %	3 %	3 %	3 %	3 %
Engie	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Compagnie Nationale du Rhône	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Eleclink	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	1 %	1 %	<1 %
Smart grid energy	<1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %
Energy Pool Developpement	<1 %	1 %	1 %	1 %	<1 %	<1 %	1 %	1 %	1 %
Gazel Energie Generation	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	<1 %	0 %
Autres	<1 %	1 %	<1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	1 %	2 %
TOTAL > 100MW	91 %	91 %	98 %	97 %	98 %	96 %	95 %	95 %	98 %
TOTAL unités < 100MW	9 %	9 %	2 %	3 %	2 %	4 %	5 %	5 %	2 %
TOTAL	100 %								

Source : estimations des volumes de capacités (certifiées) proposés par chaque acteur – CRE

21. Le mécanisme de capacité a pour ambition de reproduire une logique de marché, le prix de la capacité étant la résultante de l'équilibre entre l'offre des exploitants et la demande des fournisseurs, découlant des obligations mises en place par les pouvoirs publics. Il est décentralisé à la fois dans la définition du besoin et dans son mode de financement : les fournisseurs sont tenus d'anticiper annuellement les consommations de leurs clients pendant les périodes de pic et de se couvrir individuellement à hauteur de ces consommations. Ils répercutent le coût du mécanisme (i.e., le coût d'achat des capacités) sur la facture payée par leurs clients.
22. La demande de capacité est également marquée par la présence d'un acteur détenant une position significative. Si cela peut varier selon l'année de livraison considérée, en moyenne pour les enchères ayant concerné la période 2017-2025, EDF représente au moins 40 % des volumes achetés par les fournisseurs, hors cessions internes (tableau 3).

²³ Regroupements en cas d'actionnariat majoritaire.

²⁴ Les représentants de la DGEC ont précisé en séance que les capacités relatives à RTE correspondent à des capacités transfrontalières/interconnexions.

Tableau 3 – part moyenne pondérée par enchère d'EDF à l'achat (hors OA²⁵ et cession interne)

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
[40-50] %	[40-50] %	[40-50] %	[40-50] %	[40-50] %	[50-60] %	[50-60] %	[60-70] %	[40-50] %

Source : CRE

23. Sous le contrôle de la CRE, la bourse européenne de l'électricité EPEX Spot organise des enchères plusieurs fois par an permettant un échange de garanties de capacité entre les exploitants (offreurs) et les fournisseurs d'électricité (acheteurs). Celles-ci démarrent quatre ans avant l'année de livraison (ci-après « AL ») donnée (soit en AL - 4). Il est prévu que quinze enchères aient lieu avant le démarrage de l'année de livraison : une en AL - 4, quatre en AL - 3 et en AL - 2 et enfin six en AL - 1. Les exploitants et les fournisseurs peuvent également conclure des accords de capacité sur le marché à terme ou de gré à gré.
24. Le système d'enchères est dit inversé dans la mesure où chaque exploitant propose – pour chacune de ses unités de production – le prix à partir duquel il est prêt à fournir une capacité donnée. Ces offres sont alors agrégées de façon à construire une courbe d'offre de capacité (i.e., en appelant les capacités proposées par ordre croissant de prix).
25. Le prix du marché est alors déterminé par le prix de l'offre la plus élevée permettant d'équilibrer offre et demande de capacité : toutes les offres à un prix égal ou inférieur à ce prix de marché sont sélectionnées pour couvrir le besoin total. Toutes les capacités échangées le seront au prix unique ayant soldé le processus d'enchère, aussi dit prix de clôture : il s'agit ainsi d'un modèle *pay-as-clear*²⁶. De chaque enchère résulte le prix de la garantie de capacité certifiée.
26. Le mécanisme, comme l'explique la CRE²⁷, suppose que les exploitants cherchent à capter leur *missing money*, c'est-à-dire, pour une capacité donnée, le revenu nécessaire à son maintien en activité (si elle est existante), à sa construction (pour une nouvelle capacité) ou à l'effacement d'une consommation - revenu qui n'est pas apporté par le marché de l'énergie. Ceci a plusieurs conséquences :
 - le prix de l'offre dépend de la capacité associée ;
 - ce prix est lié aux revenus sur le marché de l'énergie ; et,
 - corollairement, les filières pour lesquelles le financement est assuré par ailleurs (sur les marchés de gros) devraient, théoriquement, offrir leur capacité à prix nul (notamment les filières hydraulique, solaire, éolien, voire nucléaire).
27. Entre 2017 et 2025, neuf enchères en moyenne ont été organisées pour une même année de livraison, le minimum s'établissant à quatre pour 2017 et le maximum à treize pour 2022. S'agissant des enchères pour l'année 2026, la neuvième enchère s'est clôturée le 23 octobre 2025. Cette diversité du nombre d'enchères, liée, d'après la CRE, à la complexité

²⁵ EDF Obligation d'Achat est une filiale du groupe EDF en charge de la gestion de l'obligation d'achat (des panneaux solaires ou des éoliennes, par exemple).

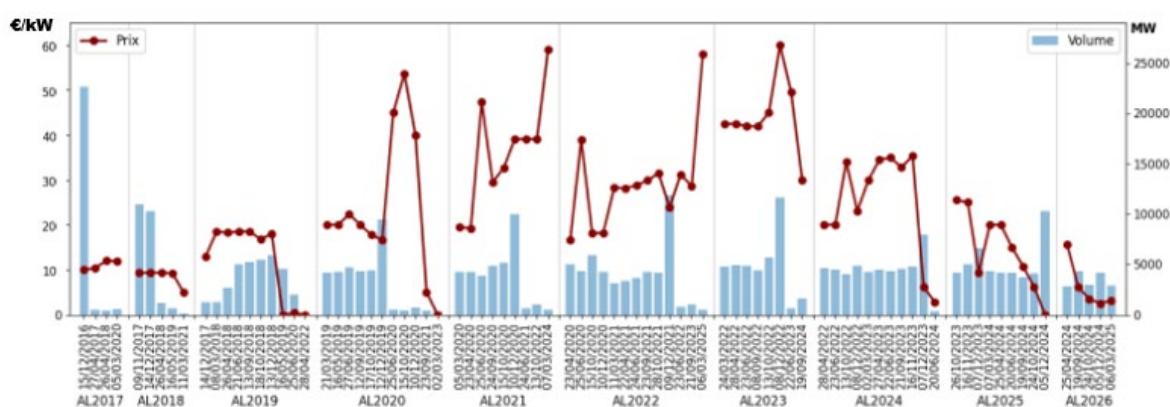
²⁶ Le *pay-as-clear* diffère du mécanisme *pay-as-bid* dans lequel chaque offreur serait rémunéré au prix de son offre, inférieur ou égal au prix ayant soldé le processus d'enchères.

²⁷ Rapport de surveillance sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, 2018, page 50.

opérationnelle du mécanisme et aux évolutions réglementaires sur la période, s'accompagne d'une volatilité des prix de clôture, à la fois pour les différentes années de livraison mais également entre les différentes enchères d'une même année de livraison (voir la figure 4 ci-dessous).

28. Pour les 91 enchères qui ont eu lieu depuis le 15 décembre 2016, le prix de clôture a été quatre fois nul et a atteint le plafond fixé à 60 euros par kW une seule fois (pour livraison en 2023). Sur la totalité de la période, la moyenne pondérée par les volumes des prix de clôture est de 21,5 euros par kW. Pour une même année de livraison, le prix de clôture le plus élevé a régulièrement été deux à trois fois supérieur au prix de clôture minimum. L'année de livraison de 2024 est, à ce titre, particulière, l'écart entre le prix de la neuvième et de la douzième enchère étant de l'ordre de 33 euros par kW. Cela pourrait s'expliquer par le délai de près de deux ans s'étant écoulé entre les deux enchères.

Figure 4 – évolution des prix de clôture et volumes de capacités par enchère et année de livraison en MW

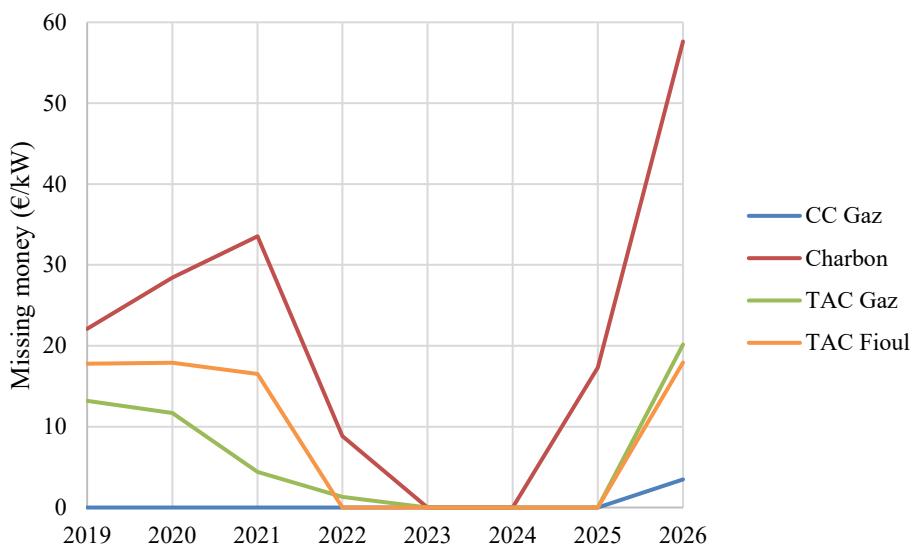


Source : CRE

29. À titre illustratif, la CRE a estimé le *missing money* des quatre filières thermiques (cycle combiné au gaz (ci-après « CCG »), turbines à combustion (ci-après « TAC ») au gaz ou au fioul et charbon) entre 2019 et 2026 en comparant le coût fixe de maintien en service (en euros par kW), par hypothèse constant dans le temps, au revenu de chaque filière selon le type de combustible (figure 5). En raison des revenus particulièrement élevés sur le marché de gros de l'électricité en 2023 et 2024, la CRE estime qu'il n'y avait pas de *missing money* durant ces deux années, mettant en évidence le lien direct entre le marché de gros et celui des capacités (voir paragraphe 26 ci-dessus). Il apparaît également que, parmi les filières thermiques, celle du charbon a le *missing money* le plus important, estimé à 58 euros par kW pour 2026 (et entre 20 et 35 euros par kW entre 2019 et 2021 par exemple), suivie de la filière TAC entre 18 et 20 euros par kW et enfin de la filière CCG dont le *missing money* varie significativement selon les sites concernés mais est estimé en moyenne autour de 3 euros par kW pour 2026. Ces estimations sont à mettre en regard avec les prix de clôture des enchères, dont la moyenne pondérée est de l'ordre de 21,5 euros par kW. Par ailleurs, d'après RTE, dans son bilan prévisionnel de 2023, les batteries et les effacements représenteraient les capacités pour lesquelles l'absence de rentabilité est certaine à défaut de mécanisme de capacité²⁸.

²⁸ RTE, Bilan prévisionnel 2023, page 83.

Figure 5 – estimations du *missing money* moyen des filières thermiques



Source : estimations CRE

30. 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, est effectué et permet de calculer les écarts (i) de disponibilité, pour les exploitants de capacité et (ii) de couverture de l'obligation, pour les acteurs obligés, afin d'appliquer des pénalités financières, le cas échéant.
31. Afin, d'une part, d'améliorer la transparence du dispositif et, d'autre part, de limiter *a priori* le pouvoir de marché de tout acteur qui disposerait d'une influence significative sur le marché de capacité, l'arrêté précité de 2016 prévoit notamment : (i) la publication, dans le registre des garanties de capacité tenu par RTE, des prix des cessions effectuées au sein d'un acteur intégré ; (ii) la déclaration à la CRE par les acteurs intégrés de la manière dont ils répercutent le prix de la capacité dans leur offre de fourniture ; et (iii) l'obligation pour l'opérateur dominant (EDF) de proposer plus de 10 GW de garanties de capacité lors des enchères organisées chacune des quatre années précédant l'année de livraison, afin d'éviter toute rétention susceptible de faire augmenter les prix à son bénéfice.
32. Dans son avis n° 18-A-12, l'Autorité a relevé que « *ce cadre réglementaire répond à plusieurs des recommandations qu'elle avait adressées aux pouvoirs publics dans son avis n° 12-A-09 précité* »²⁹.
33. Enfin, afin de répondre aux autres préoccupations de la Commission, le décret précité de 2018 a encadré la participation des capacités transfrontalières au mécanisme français³⁰ et créé un dispositif spécifique pour les nouvelles capacités, à travers des appels d'offres de long terme, garantissant un revenu capacitaire stable de sept ans au titre de contrats pluriannuels³¹.
34. Dans son avis n° 18-A-12, l'Autorité s'était interrogée sur cette durée de sept ans qui « *ne reflète pas la durée de vie des nouvelles capacités de production* ». Elle avait également

²⁹ Paragraphe 35.

³⁰ Articles R. 335-9 à R. 335-23 du code de l'énergie.

³¹ Articles R. 335-71 à R. 335-88 du code de l'énergie.

estimé que le dispositif « *pourrait conduire les acteurs du marché à privilégier les nouvelles capacités, au risque de conduire à la fermeture d'anciennes capacités non subventionnées et donc moins rentables, bien qu'aussi efficaces* » et invité la CRE et RTE à suivre le fonctionnement du dispositif pour le corriger, le cas échéant. Enfin, elle avait recommandé un maximum de transparence sur la courbe de demande administrée, autrement dit sur la manière dont les capacités pluriannuelles sont prises en compte dans le mécanisme³².

B. PRESENTATION DU NOUVEAU MECANISME DE CAPACITE

35. Après un rappel des réflexions ayant abouti aux évolutions du mécanisme (1), le nouveau mécanisme de capacité sera présenté (2).

1. REFLEXIONS AYANT CONDUIT A UN CHANGEMENT STRUCTUREL DU MECANISME DE CAPACITE

36. Dès 2018, une réflexion s'est engagée sur le mécanisme de capacité français³³ et, notamment, sur son caractère décentralisé. Si la France a été la première à instaurer un mécanisme de capacité parmi les États membres, ces derniers ont plutôt fait le choix, par la suite, d'un modèle centralisé dans lequel le gestionnaire du réseau public de transport se substitue aux fournisseurs dans l'anticipation et l'organisation de la couverture de la consommation de pointe.
37. À la demande du Gouvernement, RTE a mené une concertation avec les parties prenantes depuis 2022, aboutissant notamment à un retour d'expérience (ci-après « REX ») portant sur les années 2017 à 2019. L'évaluation préalable de l'article du projet de loi de finances pour 2025 le résume comme suit :
- du point de vue économique, un « *consensus [existe] autour de la nécessité du maintien d'un dispositif de rémunération de la capacité [et de] la contribution réelle du mécanisme de capacité à l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement* ». Le mécanisme aurait également « *permis de conférer une valeur de référence à la sécurité d'approvisionnement (~15 k€/MW/an avant la crise COVID et ~30-40 k€/MW/an par la suite)* » pour un coût moyen pour le consommateur de 1,2 à 2 centimes d'euros par kWh³⁴, le mécanisme étant considéré comme « *financé par les consommateurs à hauteur de leur contribution à la pointe électrique* ». Ce montant correspond à la fourchette anticipée lors de la mise en place du mécanisme (1 à 2 centimes d'euros par kWh) pour un coût total estimé par RTE à 400 à 900 millions d'euros par an depuis 2017³⁵ et se situe dans la moyenne des États membres disposant d'un mécanisme de capacité ;

³² Paragraphes 62 à 64.

³³ RTE et la CRE ont ainsi lancé, le 25 juillet 2018, une consultation auprès des acteurs du secteur : Concertation sur les nouvelles règles du mécanisme de capacité – Appel à contributions relatif au fonctionnement du marché des garanties de capacité.

³⁴ En comparaison de la part variable des tarifs réglementés de vente à l'électricité qui était fixée à 0,0901 centimes d'euros (0,1466 centimes d'euros TTC) par kWh en 2017 et à 0,1343 centimes d'euros HT (0,1952 centimes d'euros TTC) par kWh aujourd'hui (base de données publique).

³⁵ RTE, Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français, page 69.

- du point de vue de l'architecture du mécanisme, la pertinence du caractère *market-wide* du mécanisme a été validée. En revanche, l'absence de plus-value d'un système décentralisé par rapport à un système centralisé pour l'anticipation de la demande³⁶ et la lisibilité imparfaite de la formation du prix³⁷ (du fait de la multiplicité des enchères, d'après la Direction générale de l'énergie et du climat (ci-après « DGEC »)) ont été relevées.
38. La Cour des comptes a également souligné ce dernier point : *la multiplicité des enchères « a conduit certains acteurs à offrir leurs garanties de capacité non pas selon leur « missing money » mais directement au niveau d'un prix « de réserve » correspondant à leur estimation du prix d'équilibre qui se formerait dans le cadre d'une enchère unique rassemblant toute l'offre et toute la demande. Cette pratique a conduit la CRE à faire état dès 2018 d'une difficulté à surveiller la formation des prix de marché sur le mécanisme de capacité »*³⁸. Elle a également relevé (i) le caractère intégré d'EDF et ses conséquences en termes de transferts internes au groupe, qui a réduit les volumes transitant par les enchères³⁹ ; et (ii) le traitement des capacités attribuées aux volumes ARENH⁴⁰ (voir paragraphes 153 et suivants ci-dessous), susceptibles d'expliquer la lisibilité imparfaite des prix.
39. Enfin, la CRE a expliqué que le mécanisme actuel ne permettait pas de soutenir le développement des effacements : « [l]es dernières années ont démontré que le développement des effacements dépend principalement de dispositifs ad hoc (NEBEF⁴¹,

³⁶ La DGEC a précisé qu'il pouvait être délicat pour les acteurs obligés « *d'avoir de la visibilité sur le prix de la capacité, l'obligation qu'ils auront, etc.* » dans un système décentralisé.

³⁷ Projet de loi de finances pour 2025, Évaluations préalables des articles du projet de loi, pages 70-71.

³⁸ Cour des comptes, Rapport public thématique, L'organisation des marchés de l'électricité, juillet 2022, page 125. Dès 2018, la CRE mettait en avant ces mêmes difficultés : « *le cadre théorique s'éloigne nettement du fonctionnement actuel du mécanisme en raison, notamment, de la possibilité pour la demande de se matérialiser librement sur les différentes enchères ou sur le marché de gré à gré. À cette liberté, s'ajoute la temporalité du mécanisme, qui autorise les acteurs à se couvrir en garanties de capacité sur une durée de 8 ans.*

Cette incertitude, quant à la rencontre efficace de l'offre et de la demande sur chacune des enchères, a fait redouter à certains acteurs que les enchères de capacité fixent un prix sensiblement différent de celui qui aurait été déterminé dans le cadre d'une enchère unique. Cela les a conduits à proposer leur garantie de capacité aux enchères à des prix plancher (ou prix de réserve) au niveau de leur estimation du « prix théorique » » (Rapport de surveillance 2018 sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel). Elle a réitéré ce constat dans les rapports de surveillance de 2019, de 2020 et de 2021.

³⁹ Cour des comptes, Rapport public thématique de 2022 précité, page 125 : « *Ainsi, seul l'équivalent d'une quinzaine de GW est proposé au marché par EDF chaque année (hors capacités des EnR sous obligation d'achat), alors que le parc de production d'EDF génère entre 60 et 80 GW de certificats de capacité selon les années. Cette forte limitation des volumes d'échanges aux enchères pose la question de son impact sur les prix d'équilibre obtenus* ».

⁴⁰ Cour des comptes, Rapport public thématique de 2022 précité, page 126 : « *Le traitement de ces capacités, à la fois en ce qui concerne leur valorisation lors de cessions internes ou à travers des achats-reventes lors des enchères, pose aussi une question spécifique quant à l'impact qu'il aurait sur la formation du prix d'équilibre des capacités, alors même qu'il ne modifie en rien les fondamentaux de la sécurité d'approvisionnement* ».

⁴¹ « NEBEF » pour Notification d'Échanges de Blocs d'EFFacement permet à des opérateurs agréés de vendre des effacements, contractualisés avec les consommateurs qui acceptent de réduire leur consommation, la veille pour le lendemain et en infrajournalier.

Appel d'offres effacement) et non du mécanisme de capacité⁴². Le caractère décentralisé du mécanisme n'apparaît pas essentiel au développement des effacements explicites. Par ailleurs, le mécanisme n'a pas non plus permis de stimuler les effacements implicites, qui diminuent depuis 2017⁴³ »⁴⁴.

40. La concertation de RTE a abouti au nouveau mécanisme proposé, dont les modalités d'application ont ensuite donné lieu à une consultation publique menée du 14 février au 28 mars 2025. Une synthèse des contributions a été rendue publique⁴⁵.
41. D'après la lettre de saisine, le nouveau mécanisme a pour objectif de « *corriger les principales imperfections du mécanisme actuel, à savoir d'une part, son caractère décentralisé qui conduit les fournisseurs à minimiser leur obligation de couverture en garanties de capacité et, d'autre part, la lisibilité imparfaite de la formation du prix de ces garanties de capacité* ».
42. La réforme s'inscrit également en anticipation de la fin prévue du régime d'aide d'État en novembre 2026. Elle tient notamment compte des récents textes de l'Union européenne portant sur les mécanismes de capacité.
43. Enfin, dans le contexte national, la réforme coïncide avec la fin du dispositif de l'ARENH (voir la partie dédiée ci-dessous).

2. LE NOUVEAU MECANISME DE CAPACITE ET SON CADRE LEGAL

44. La nécessité d'un mécanisme de capacité est soutenue par le Gouvernement. Elle doit être justifiée par des difficultés d'adéquation des ressources à l'échelle nationale, en application des articles 20 et 21 du règlement n° 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité⁴⁶ (ci-après « le règlement n° 2019/943 »)⁴⁷. Ce point central sera analysé par la Commission dans sa future décision en matière d'aides d'État sur le mécanisme français.

⁴² L'appel d'offres effacement (AOE), approuvé en 2018 par la CE au titre de la règlementation relative aux aides d'État, a sélectionné 1,5 GW d'effacements explicites pour l'année de livraison 2021, pour 2,8 GW certifiés sur le registre du 14 septembre 2021.

⁴³ RTE, Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français, Chapitre 5.

⁴⁴ Délibération n° 2021-292 du 23 septembre 2021 portant communication sur le mécanisme de capacité.

⁴⁵ DGEC, « Projet de réforme du mécanisme de capacité : Restitution de la consultation publique », juillet 2025.

⁴⁶ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (JO L 158 du 14.6.2019, pp. 54–124).

⁴⁷ Le point 1 de l'annexe I de la communication de la Commission relative à l'encadrement des aides d'État visant à soutenir le pacte pour une industrie propre (C/2025/3602) précise : « *a) les derniers scénarios centraux de référence disponibles pour l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne (ERA)*⁴⁷ qui sont approuvés par l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) doivent constituer la base pour déterminer la nécessité d'introduire un mécanisme de capacité. La norme de fiabilité, calculée comme le ratio coût qu'un nouvel entrant doit couvrir (CONE)/coût de l'énergie non distribuée (VOLL)⁴⁷, ne doit pas être respectée dans l'État membre concerné au moins à partir de la première échéance de livraison (voir critère 18 ci-dessous) au cours de la période d'approbation; et

*b) tous les paramètres calculés pour évaluer la disponibilité, parmi lesquels un éventuel facteur de réduction, doivent être conformes aux hypothèses et aux résultats de l'ERA*⁴⁷ ».

45. L'article 19 de la loi de finances pour 2025⁴⁸ instaure ainsi, aux articles L. 316-1 à L. 316-13 du code de l'énergie, les principes généraux d'un nouveau mécanisme de capacité, destiné à assurer la sécurité d'approvisionnement à partir de l'hiver 2026/2027.
46. Le mécanisme de capacité devient centralisé, à la fois dans la définition du besoin et dans son mode de financement : RTE, le gestionnaire du réseau public de transport, est tenu, pour chaque année, d'anticiper la consommation de pointe nationale et d'organiser sa couverture en acquérant directement, « *dans le cadre de procédures concurrentielles, sur la base de critères transparents et non discriminatoires* »⁴⁹, des garanties de capacité auprès des exploitants. La centralisation est financée au moyen d'une taxe⁵⁰ affectée à RTE, facturée aux fournisseurs et calculée au prorata de la consommation de pointe de leurs portefeuilles de clients. Comme dans le mécanisme actuel, l'ensemble des capacités du marché sont concernées (*market wide*) et ces dernières devront être préalablement certifiées par RTE. Le modèle proposé s'inspire de dispositifs déjà mis en place en Belgique, en Irlande et en Italie.
47. Une étape préalable, nouvelle par rapport au mécanisme en vigueur, est celle de l'estimation des besoins nationaux en électricité pour une période donnée. Ce besoin est estimé au moyen d'une courbe de demande définie par RTE puis proposée par la CRE au ministre chargé de l'énergie qui l'approuve (voir paragraphes 66 et suivants ci-dessous).
48. Comme dans le mécanisme actuel, (i) RTE devra tenir la comptabilité des engagements de disponibilité et assurer le calcul des écarts entre les engagements et la disponibilité effective des capacités et (ii) des sanctions pécuniaires pourront être prononcées par le comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE pour méconnaissance des règles du mécanisme de capacité (article L. 316-10 du code de l'énergie). Est introduite la possibilité de nouvelles sanctions pécuniaires pour tout acteur qui « *[s]e rend coupable d'une opération d'initiés, d'une manipulation de marché ou d'une tentative de manipulation de marché se rapportant à des produits du mécanisme de capacité* » ou « *[o]met de publier les informations privilégiées qu'il détient* » (1° et 2° de l'article L. 316-11 du code de l'énergie).

3. LES EVOLUTIONS REGLEMENTAIRES ENVISAGEES DANS LE PROJET DE DECRET

49. Le projet de décret soumis pour avis, qui abroge les dispositions réglementaires du mécanisme actuel (article 2) et détermine les règles du nouveau mécanisme de capacité (article 1), est celui prévu par l'article L. 316-13 du code de l'énergie. Il se réfère régulièrement aux « *règles du mécanisme de capacité français* », lesquelles seront approuvées par arrêté du ministre chargé de l'énergie, sur proposition de RTE, après avis de la CRE.

⁴⁸ Loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025.

⁴⁹ Article L. 316-6 du code de l'énergie, lequel dispose également que ces procédures « *peuvent prévoir l'obligation pour les exploitants d'offrir un volume minimal de capacité, qui peut dépendre des caractéristiques et de la capacité totale de leurs installations, ou d'offrir l'intégralité de leur capacité disponible prévisionnelle* », « *peuvent prévoir des modalités spécifiques pour les nouvelles capacités [...], y compris en intégrant une rémunération pluriannuelle pour leur disponibilité* » et également « *des modalités plus favorables pour les installations de stockage et d'effacement de consommation dans le but d'atteindre les objectifs nationaux de développement de ces moyens fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie* ».

⁵⁰ Articles L. 322-5 et suivants du code des impositions des biens et services.

50. Le chapitre VI relatif au mécanisme de capacité introduit par le projet de décret contient les sections suivantes :
- section 1 : définitions ;
 - section 2 : évaluation et définition du besoin en capacités de production, de stockage et d’effacement de consommation ;
 - section 3 : contributions transfrontalières à la sécurité d’approvisionnement en France ;
 - section 4 : certification des capacités et des interconnexions ;
 - section 5 : procédure de sélection des capacités et des interconnexions ;
 - section 6 : écarts et règlements financiers ;
 - section 7 : dispositif de contractualisation pluriannuelle.
51. Dans ce qui suit, l’Autorité introduit puis analyse les principales évolutions du mécanisme qui lui paraissent pertinentes dans le cadre d’une évaluation concurrentielle.

II. Analyse concurrentielle

52. Après des observations liminaires dont l’objectif est de rappeler le champ de son analyse (**A**), l’Autorité formulera des remarques sur les principales évolutions du mécanisme de capacité, telles qu’elles ressortent du projet de décret (**B**).

A. LE CHAMP DE LA SAISINE

53. À titre liminaire, il doit être souligné que l’Autorité a disposé d’un temps extrêmement réduit pour instruire la demande d’avis, d’autant plus court qu’une version amendée du projet lui a été envoyée une semaine avant la séance. Cette situation est d’autant plus regrettable que le projet de décret soumis à son examen aboutit à un changement structurel du mécanisme de capacité français, qui emporte des conséquences pour les coûts supportés par les consommateurs finals.
54. L’Autorité préconisait, dans son avis n° 18-A-12, d’expertiser les règles mises en place, notamment pour vérifier le fonctionnement de la concurrence en matière de mécanisme de capacité et pour analyser le caractère soutenable à court et moyen terme de la complexité du système⁵¹. Elle indiquait également : « *[i]l est par ailleurs permis de se demander, comme le fait la CRE, si les modèles de marché de capacité centralisés apparus entre temps dans plusieurs pays voisins n’apparaitront pas bientôt plus efficaces, notamment dans l’optique d’une harmonisation probablement nécessaire à l’échelon européen des procédures et du fonctionnement du marché de capacité* »⁵².

⁵¹ Avis n° 18-A-12 précité, paragraphes 48 et 50.

⁵² Avis n° 18-A-12 précité, paragraphe 51.

- 55. Les réflexions menées et leur traduction à travers le nouveau mécanisme aboutissent ainsi à un modèle centralisé que l’Autorité évoquait déjà en 2018, par référence au fonctionnement d’autres États membres.
- 56. Sur cette base, l’Autorité est amenée, d’une part, à vérifier que les mesures réglementaires proposées ne sont pas de nature à modifier l’équilibre opéré par le législateur entre plusieurs objectifs, dont celui de la libre concurrence. D’autre part, elle peut également vérifier que le texte qui lui est soumis établit un cadre cohérent de nature à permettre d’atteindre les objectifs présentés. Le délai dans lequel l’Autorité a dû se prononcer n’est néanmoins pas suffisant pour apprécier toutes les implications d’une modification aussi significative du mécanisme de capacité.
- 57. En outre, le projet de décret soumis à examen renvoie à de très nombreuses reprises aux « *règles du mécanisme de capacité* » pour déterminer les paramètres et les mesures d’application, sans lesquels il n’est pas possible de mener une analyse approfondie du nouveau mécanisme. L’Autorité n’étant pas saisie de ce futur texte, qui sera approuvé par arrêté du ministre chargé de l’énergie, sur proposition de RTE après avis de la CRE, elle ne peut donc qu’appeler l’attention du Gouvernement sur certains points qui pourraient y figurer.

B. SUR LES PRINCIPALES DISPOSITIONS DU PROJET DE DECRET

- 58. Les points mis en avant dans la lettre de saisine de l’Autorité seront successivement abordés : la nouvelle gouvernance centralisée (1), les procédures de sélection concurrentielles (2), les plafonds de prix (3) et les contrats pluriannuels (4).
- 59. Au-delà de la saisine, dans une dernière partie, l’Autorité traitera d’autres points identifiés comme susceptibles de susciter des interrogations sur certains choix opérés dans la mise en œuvre du nouveau mécanisme (5).

1. LA NOUVELLE GOUVERNANCE CENTRALISEE

- 60. Le nouveau mécanisme de capacité devient centralisé, autour de RTE (a), chargé notamment de l’estimation de la demande (b).

a) Le rôle central dévolu à RTE

- 61. RTE joue un rôle central dans le nouveau mécanisme de capacité puisqu’il est dorénavant chargé de l’estimation de la demande, de la sélection des capacités afin de répondre à cette demande, de la perception du produit de la taxe imposée aux fournisseurs et du versement de la rémunération des exploitants. Comme dans le mécanisme actuel, RTE reste, par ailleurs, chargé de la certification des capacités ou encore du règlement des écarts.
- 62. De manière générale, il doit être rappelé que RTE est une filiale du groupe EDF (50,1 %), aux côtés de la Caisse des dépôts et consignations (29,9 %) et de CNP Assurances (20 %). En tant que gestionnaire du réseau de transport (ci-après « GRT ») d’électricité français, il a pour principales missions l’exploitation, la maintenance et le développement du réseau. Les règles applicables aux GRT leur imposent une « *indépendance vis-à-vis des intérêts des autres parties de l’entreprise verticalement intégrée exerçant une activité de production ou*

de fourniture » (article L. 111-11 du code de l'énergie). D'autres mesures s'appliquent également afin de respecter cette indépendance (article L. 111-9 et suivants du même code). RTE est certifié en tant que GRT par la CRE, qui vérifie la conformité de ses pratiques avec ses obligations d'indépendance⁵³.

63. Dans son avis n° 18-A-12, l'Autorité a déjà rappelé que le rôle du GRT pouvait le placer « *dans une situation ambiguë* » par rapport aux autres acteurs du marché, dans la mesure où il est lui-même acheteur sur les marchés de l'énergie. Elle a ainsi préconisé de mettre en place des règles claires de séparation entre les différents services de RTE, de garantir un maximum de transparence sur les études dont RTE aura la charge, et de renforcer le contrôle de RTE par la CRE⁵⁴.
64. Sans changement entre l'actuel et le nouveau mécanisme, l'article L. 131-2 du code de l'énergie dispose que la CRE surveille notamment « *les transactions effectuées* », « *la cohérence des offres, y compris au titre du mécanisme de capacité* » et veille au respect des règles du mécanisme de capacité. L'article 19 de la loi de finances pour 2025 a toutefois ajouté, dans le champ des règles édictées par la CRE, « [l']étendue et les modalités de l'obligation incombant au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité de lui communiquer les documents, les données et les informations nécessaires à l'accomplissement des missions prévues à l'article L. 134-9-1 »⁵⁵, cet article prévoyant la compétence de la CRE « pour constater les paramètres de la taxe de répartition des coûts du mécanisme de capacité ».
65. Par ailleurs, le projet de décret prévoit qu'un certain nombre de règles soient prises par arrêté, sur proposition de RTE, après avis de la CRE, notamment les périodes de livraison et de tension, les méthodes/le niveau de certification ou encore les méthodes de calculs des écarts. Il prévoit également la tenue d'un compte spécifique par RTE pour la mise en œuvre du mécanisme (projet d'article R. 316-36 du code de l'énergie).

Au regard de ces éléments, l'Autorité accueille favorablement le renforcement envisagé des règles d'encadrement de RTE par la CRE. Compte tenu du rôle multiple du GRT dans l'élaboration, le fonctionnement et la surveillance du mécanisme, elle souligne une nouvelle fois l'importance du rôle de surveillance de la CRE.

b) La centralisation de la demande

66. En ce qui concerne l'estimation de la demande, les répondants à la consultation publique de la DGEC étaient nombreux à mettre en avant (i) le risque de surdimensionnement de la demande par RTE et (ii) le besoin de transparence sur la courbe de demande.

i. Le dimensionnement de la demande

67. Le projet d'article R. 316-3 du code de l'énergie prévoit qu'une proposition motivée de courbe de demande sera faite, pour chaque enchère, par la CRE, sur la base du rapport de paramétrage établi par RTE, qui pourra lui-même être modifié après intervention de la CRE.

⁵³ Voir, par exemple, le rapport annuel de la CRE à la Commission, juillet 2025, pages 10-12 et le rapport de la CRE 2021-2022 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, mai 2023.

⁵⁴ Avis n° 18-A-12 précité, paragraphes 55 à 59.

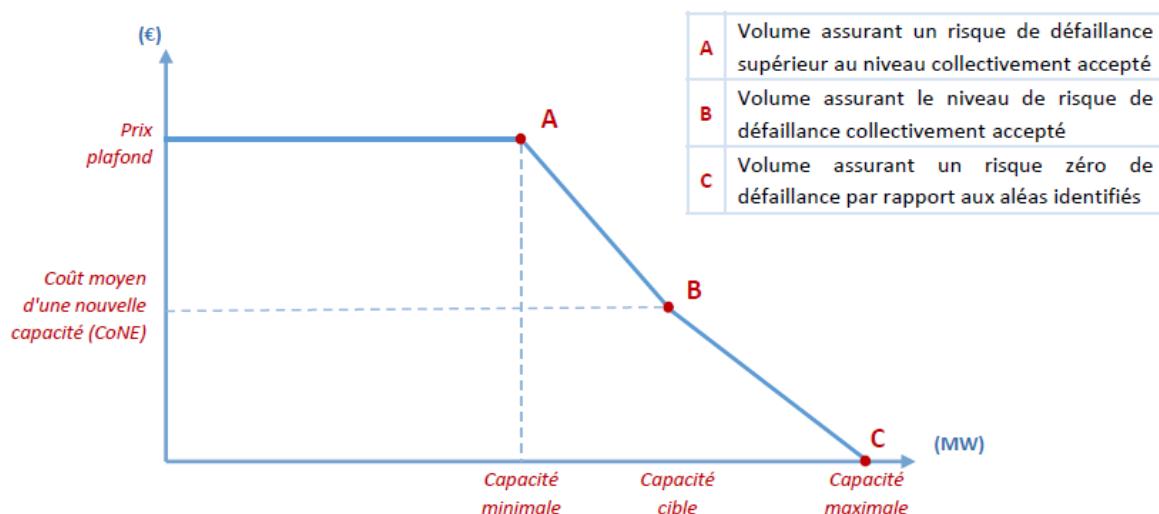
⁵⁵ Article L. 134-1 du code de l'énergie.

La DGEC a confirmé que RTE ne serait pas décisionnaire. La méthodologie d'élaboration de la courbe et de ses paramètres sera également approuvée par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE, sur la base d'un rapport de RTE.

68. D'après les éléments fournis par la DGEC au cours de l'instruction, l'estimation de la demande suivra les préconisations de la Commission⁵⁶ et dépendra de quatre paramètres principaux :

- le prix plafond global (en euros par MW) au-delà duquel la demande est nulle, prix construit comme un multiple du coût supporté par un nouvel entrant. RTE propose l'utilisation d'un coefficient multiplicateur, qui sera défini dans le rapport de paramétrage, voir point A sur le graphique ci-dessous ;
- le coût supporté par un nouvel entrant (ci-après « CoNE » pour « cost of new entrant ») ayant servi à définir le critère de sécurité d'approvisionnement, au sens de l'article 25 du règlement n° 2019/943 précité, qui est aujourd'hui établi à 60 euros par kW et par an et fixé par arrêté ministériel, voir point B sur le graphique ci-dessous ;
- le volume de capacité à contractualiser pour faire face aux périodes de tension du système électrique sans aucune défaillance, voir point C sur le graphique ci-dessous ;
- la pente de la courbe, i.e., l'élasticité de la demande, autrement dit une estimation de l'arbitrage entre la durée de défaillance et son bénéfice en termes de coût pour la collectivité. Cette courbe aux contours précis est simplifiée en trois segments de droite.

Figure 6 – représentation schématique de l'estimation de la demande centralisée



Source : RTE

69. Dans sa délibération n° 2025-236, la CRE note d'ailleurs que « [d]ans un mécanisme centralisé, l'élaboration de la courbe de demande est un élément essentiel. Cette courbe se substitue à l'agrégation des besoins des fournisseurs, grands consommateurs et gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, et influe ainsi sur le coût du mécanisme de capacité »⁵⁷.

⁵⁶ Point 9 de l'annexe I précitée.

⁵⁷ Délibération n° 2025-236 du 16 octobre 2025 portant avis sur le projet de décret pris en application de l'article L. 316-13 du code de l'énergie, page 4.

L’efficacité du dispositif dépendra donc des paramètres utilisés pour construire la courbe, lesquels ne figurent pas dans le projet de décret. La CRE estime néanmoins que, sur le fondement des éléments transmis par RTE, qui devront, d’après ses recommandations, aboutir à au moins trois projets de courbes de demande, elle sera « *en mesure de proposer un choix cohérent* ». L’Autorité appelle l’attention du Gouvernement sur le rôle essentiel de la courbe de demande dans le mécanisme, en tant que déterminant primordial de son coût, et donc sur l’importance de sa définition et de ses paramètres. Compte tenu du rôle attribué à la CRE, l’Autorité estime que le risque de surdimensionnement de la demande est *a priori* limité.

ii. La transparence associée

70. Le projet de décret prévoit que la courbe soit rendue publique en amont de l’enchère, « *dans un délai suffisant* » et que le rapport de paramétrage de RTE soit publié. L’Autorité souligne que rendre publique la courbe de demande (ou certains de ses paramètres) améliore la transparence et la prévisibilité du mécanisme mais que cela peut aussi accroître le risque de comportements anticoncurrentiels si cette transparence n’est pas correctement encadrée.
71. Dans le mécanisme français, tout comme dans le modèle belge, la courbe de demande établit la quantité de capacité à acquérir et le prix maximal accepté. Rendre cette courbe publique permet aux acteurs d’estimer le volume visé par le régulateur, d’anticiper le prix d’équilibre probable ainsi que le prix maximal et donc d’adapter leurs stratégies d’enchères. Cette situation pourrait faciliter des pratiques de collusion et/ou l’exercice d’un pouvoir de marché par une entreprise dominante et ainsi engendrer des risques inflationnistes.
72. S’agissant des risques de collusion, la communication de la demande, parce qu’elle augmente la transparence sur le marché, accroît les possibilités de coordination entre exploitants. De plus, lorsque la demande est publique et stable dans le temps, les acteurs peuvent observer plus facilement les effets de leurs offres sur l’équilibre de marché, ce qui facilite la détection et la punition des éventuelles déviations entre entreprises. Les enchères rapprochées et répétées dans le temps sont ainsi susceptibles de rendre la coordination plus durable. Enfin, ces risques sont accentués dans des marchés concentrés. L’Autorité considère toutefois, sur cet aspect que bien que le marché français soit très concentré (voir paragraphes 19 et 20 ci-dessus), la situation des exploitants est trop asymétrique pour qu’une collusion soit raisonnablement envisageable.
73. La Commission suggère par ailleurs la mise en place de plusieurs garde-fous qui pourraient remédier à ces risques, parmi lesquels (i) un calendrier strict⁵⁸ ; (ii) une surveillance *ex post*⁵⁹ ; (iii) une participation des capacités étrangères et (iv) une diversité technologique⁶⁰.

⁵⁸ Ivaldi et al., 2003, *The Economics of Tacit Collusion*, Final Report for the DG Competition. Par exemple : publication peu avant l’enchère, pour limiter le temps disponible pour une coordination tacite entre producteurs, introduire une incertitude stratégique et renforcer la pression concurrentielle au moment de l’enchère.

⁵⁹ Rapport final de l’enquête sectorielle précitée, pages 45-46. Au Royaume-Uni, par exemple, le régulateur du secteur (Ofgem) et la *Competition and Markets Authority* mènent des analyses *ex post* sur les enchères de capacité depuis 2018 qui consistent à examiner les profils d’offre individuels pour détecter si des entreprises se sont alignées sur les prix-clefs. Si aucun cas formel de collusion n’a été prouvé, les rapports *ex post* ont servi à ajuster les règles.

⁶⁰ Rapport final de l’enquête sectorielle précitée, pages 38-40. Plus il y a d’acteurs et d’hétérogénéité entre acteurs par des environnements réglementaires, technologiques ou de coûts différents, plus le risque de collusion diminue.

74. En l'espèce, (i) il est prévu que le calendrier soit arrêté au moins huit mois avant l'enquête ; (ii) la CRE est chargée de la surveillance du marché (voir notamment paragraphe 64 ci-dessus) ; (iii) la participation des capacités transfrontalières est prévue dans le nouveau mécanisme ; et (iv) les éléments présentés aux paragraphes 14 à 20 montrent la diversité des opérateurs sur le marché.
75. S'agissant de l'exercice d'un pouvoir de marché, l'Autorité considère que la connaissance d'éléments détaillés de la demande est susceptible de produire des effets ambivalents. D'un côté, par rapport à une situation d'incertitude sur la demande pour tous les exploitants, apporter à l'ensemble des offreurs une information identique permet d'homogénéiser leurs connaissances et ainsi de réduire l'avantage concurrentiel dont bénéficie un acteur détenant une position significative, à la fois du côté de l'offre et de la demande, comme cela pourrait être le cas pour le groupe EDF (voir paragraphes 19 et 22). La communication des informations relatives à la demande, en permettant à tous les acteurs d'adapter leur offre sur la base d'une information commune, est ainsi de nature pro-concurrentielle à la fois pour les exploitants concurrents et les entrants potentiels.
76. Selon la DGEC, les répondants à sa consultation publique, dans leur grande majorité et quelle que soit leur position sur le marché, ont souligné « *le besoin de publicité et d'actualisation fréquente des informations* », parmi lesquelles : le besoin en capacité et les paramètres utilisés pour le déterminer, les plafonds de prix, le volume certifié, les prix et les volumes contractualisés après chaque enchère ou encore le volume et la durée des contrats pluriannuels conclus. D'après la CRE, assurer une transparence maximale sur les paramètres du mécanisme est de nature à donner de la visibilité aux acteurs sur leur plan d'affaires. Elle ajoute que « *le besoin de transparence est également justifié par la nature d'aide d'Etat de ce dispositif, induisant un transfert financier de l'ordre [de] plusieurs milliards d'euros entre consommateurs et exploitants* ».
77. Or, la communication à un acteur détenant une position significative, dont l'offre de capacité est indispensable au fonctionnement du marché, d'informations détaillées concernant la demande qui s'adresse à lui, telles que le prix au-delà duquel la demande sera nulle (prix plafond), permet à celui-ci de se comporter comme un acteur en quasi-monopole. En connaissant, par exemple, le prix plafond, cet acteur serait en mesure d'ajuster parfaitement le prix de son offre à ce prix plafond, entraînant ainsi un accroissement du coût du mécanisme supporté par le consommateur.
78. Ce risque est plus élevé lorsque l'offre de capacité de l'exploitant en position significative est peu segmentée. À ce titre, la CRE confirme que plusieurs couples prix-quantité sont proposés pour une enchère donnée dans le cadre du mécanisme actuel. L'Autorité considère qu'il ne peut être exclu que, dans le cadre du nouveau mécanisme, des quantités indivisibles soient susceptibles d'être proposées. Dans l'hypothèse où l'acteur en position significative ne proposerait que des lots de capacité conséquents, dont une grande partie est indispensable au marché, l'Autorité s'interroge sur le risque d'exclusion des concurrents. Le fonctionnement précis des enchères est amené à être encadré par les « *règles du mécanisme de capacité* ». L'Autorité considère que les dispositions énoncées dans la décision de la Commission en matière d'aide d'Etat⁶¹, portant sur l'obligation d'offrir un certain volume de capacités aux différentes enchères pour tout acteur détenant un volume excédant 3 GW de capacités, devraient être renouvelées dans les textes à venir et adaptées au nombre d'enchères du nouveau mécanisme afin de limiter ce risque (voir paragraphes 171 et suivants ci-dessous).

⁶¹ Décision du 8 novembre 2016 précitée, paragraphe 164.

79. Dans l'hypothèse où l'acteur détenant une position significative aurait déjà acquis une connaissance approfondie de la demande, notamment en tant que principal fournisseur, communiquer ses caractéristiques pourrait permettre d'homogénéiser l'information pour l'ensemble du marché. En revanche, le passage au mécanisme centralisé et l'estimation de la demande globale par RTE pourraient garantir qu'aucun acteur ne soit mieux à même qu'un autre d'en identifier les paramètres – là où, dans un mécanisme décentralisé, chaque fournisseur estimait son besoin, y compris l'acteur en position significative, lequel disposait ainsi de davantage d'informations que ses concurrents dans la mesure où il représente à lui seul la majeure partie de l'offre et de la demande. Dans cette hypothèse, en communiquer la forme complète ne poserait pas un problème d'accès à l'information entre acteurs mais créerait plutôt une situation d'information parfaite qui pourrait conduire à l'exploitation du pouvoir de marché par l'opérateur en position significative.
80. La Commission a suggéré, pour éviter les risques de collusion, un garde-fou qui pourrait également s'appliquer en l'espèce : la publication partielle ou agrégée⁶² de la demande. Dans ce cadre, seuls les points principaux seraient publiés en intégrant un intervalle ou des moyennes. Ni la forme complète, ni les hypothèses internes ne seraient ainsi communiquées.
81. Toutefois, en l'espèce, le rapport de paramétrage de RTE, qui sera publié, contiendra, « *pour une ou plusieurs périodes de livraison, et pour chaque vision prospective du système électrique retenue : a) [l]a courbe de demande ; b) [l]es paramètres économiques nécessaires à l'organisation de l'enchère ; c) [l]es paramètres techniques permettant d'établir le niveau de certification des capacités* ». Ainsi, la courbe de demande sera publiée dans sa forme complète ainsi que les hypothèses sous-jacentes. L'Autorité tient à souligner les risques associés à une telle publication en présence d'un acteur en position significative sur le marché.
82. Si le Gouvernement décidait que le rapport de paramétrage pourrait être publié dans une version moins complète, l'Autorité appelle l'attention de la CRE sur son rôle de surveillance de l'indépendance du GRT à l'égard d'EDF. Il ne faudrait pas, en effet, que l'opérateur en position significative dispose, via sa filiale, d'une information que le Gouvernement aurait estimée ne pas devoir rendre publique pour se prémunir des risques décrits ci-dessus attachés à la position d'EDF et dont les autres opérateurs ne disposeraient pas.

Compte tenu de ce qui précède, le risque de collusion apparaît limité, la situation des exploitants étant trop asymétrique.

L'Autorité considère que des dispositions spécifiques d'encadrement du comportement de l'opérateur détenant une position significative devraient être prévues, à l'instar de celles qui existaient dans le mécanisme actuel (obligation d'offrir un certain volume de capacités aux différentes enchères pour tout acteur détenant un volume excédant 3 GW de capacités).

Enfin, elle recommande au Gouvernement de s'interroger sur le degré d'information donnée aux exploitants et sur son uniformité afin d'assurer un équilibre entre transparence et risques concurrentiels, s'agissant notamment de la publication de la courbe de demande dans sa forme complète et de ses hypothèses sous-jacentes.

2. LES PROCEDURES DE SELECTION CONCURRENTIELLES

⁶² Rapport final de l'enquête sectorielle précitée, pages 42-44.

83. D'après le projet de décret, pour chaque période de livraison, RTE organisera les enchères et sélectionnera les engagements de disponibilité. Par rapport au mécanisme actuel, la temporalité de ces procédures est réduite : seules deux enchères sont prévues (une enchère quatre ans avant la période de livraison et une enchère un an avant la période de livraison) au lieu des quinze théoriques actuelles (**a**). D'après la DGEC, les caractéristiques des enchères et la détermination du prix de marché demeurent inchangées (paragraphes 24 et 25 ci-dessus). Même si ces caractéristiques ne figurent pas dans le projet de décret, l'Autorité estime toutefois nécessaire de procéder à leur analyse, en l'état des éléments portés à sa connaissance (**b**).

a) Le nombre d'enchères et la répartition des volumes entre elles

84. La DGEC a indiqué avoir suivi les préconisations de la Commission⁶³ avec « *une enchère suffisamment en amont et centralisant la majorité des volumes pour assurer un signal prix capacitaire*[⁶⁴] *lisible et permettant le développement de nouveaux actifs ainsi qu'une enchère plus proche de la période de livraison permettant des ajustements pour tenir compte d'une mise à jour de la situation de sécurité d'approvisionnement* ». La répartition des volumes figurera dans le rapport de paramétrage de RTE.
85. Le point 10 de l'annexe I précitée indique, en effet, que « [l] *'une des principales procédures de mise en concurrence pour 75 %- 90 % de la demande cible estimée requise pour l'échéance de livraison doit avoir lieu 4-6 ans avant l'échéance de livraison. Des procédures de mise en concurrence d'ajustement peuvent être organisées à une période plus proche de la livraison, en tenant compte du délai nécessaire pour développer la participation active de la demande et le stockage* ». L'article 22-1c) du règlement n° 2019/943 dispose, par ailleurs, que « *les mécanismes de capacité ne dépassent pas ce qui est nécessaire pour traiter les difficultés d'adéquation des ressources* ».
86. La DGEC a ensuite précisé qu'un volume inférieur ou égal à 25 % du volume total sera proposé à la seconde enchère, qui sera considérée comme une enchère d'ajustement.
87. Le passage à deux enchères a été globalement bien accueilli par les répondants à la consultation publique de la DGEC. Par ailleurs, comme évoqué aux paragraphes 37 et 38 ci-dessus, le nombre élevé d'enchères dans le mécanisme actuel est susceptible d'être l'une des causes d'une formation imparfaite du prix.
88. La CRE a exprimé un avis favorable à l'organisation de deux enchères : la seconde, de moindre volume, permettant de mobiliser les technologies d'effacement tout en garantissant la possibilité d'ajuster les prévisions menées quatre ans auparavant⁶⁵.

Au regard de ces éléments, l'Autorité n'a pas identifié, dans le délai imparti, de risque concurrentiel lié à la réduction du nombre d'enchères. La question des volumes réservés aux effacements/stockage lors de la seconde enchère est étudiée dans les développements dédiés ci-dessous.

b) Les caractéristiques des enchères et de la détermination du prix de marché

⁶³ Point 10 de l'annexe I précitée.

⁶⁴ Un prix équilibrant l'offre et demande sans manipulation.

⁶⁵ Délibération n° 2025-236 précitée, page 8.

89. L’Autorité ne s’était pas prononcée dans ses précédents avis sur les caractéristiques des enchères et la nature de la détermination du prix de marché. Le nouveau mécanisme est inchangé sur ces points (*pay-as-clear* et *market wide*).
90. Pour certains répondants à la consultation publique, le recours à un mécanisme *pay-as-clear* et *market-wide*, qui conduit à rémunérer l’ensemble des capacités du marché au prix le plus élevé ayant soldé la demande, évite de favoriser ou discriminer une technologie spécifique et respecte donc le principe de neutralité technologique⁶⁶. Pour d’autres, le *pay-as-bid*, rémunérant chaque offre au prix de son offre, serait davantage justifié du fait de l’hétérogénéité du *missing money* entre technologies : l’utilisation du *pay-as-bid* éviterait une situation dans laquelle les exploitants dont la rentabilité du modèle économique est déjà assurée sur le marché de l’énergie (i.e., qui n’ont pas de *missing money*), capturent une rente infra-marginale sur le marché des capacités (i.e., l’écart entre le prix de marché *pay-as-clear* et leur offre sur l’ensemble de la capacité fournie). Selon eux, le *pay-as-bid* diminuerait ainsi le coût global du mécanisme pour les consommateurs.
91. Pour la Cour des comptes, « [d]eux objectifs opérationnels [au caractère *market-wide*] étaient affichés à l’appui de cette approche : encourager la mobilisation de toutes les capacités en mesure de participer à l’équilibre du système en période de pointe, et faire émerger une valeur « marché » de la sécurité d’approvisionnement par une confrontation large de l’offre et de la demande de capacités »⁶⁷. Elle note néanmoins que « [l]e choix d’un mécanisme « capacity wide » confère au dispositif une assiette financière importante et conduit donc à la facturation au consommateur d’un coût potentiellement élevé »⁶⁸.
92. À l’instar de la DGEC, il est permis de considérer qu’en situation d’information parfaite, lorsque les participants au marché peuvent anticiper le futur prix d’équilibre du marché dans le cadre de la procédure *pay-as-clear*, une règle de tarification *pay-as-bid* aboutit au même prix de marché, puisque les offreurs sont incités à enchérir au prix d’équilibre anticipé en *pay-as-clear* (i.e., l’offre est plate). Dans cette situation, en théorie, le coût global du mécanisme est donc le même.
93. Toutefois, cette comparaison doit être réalisée en prenant en compte les conditions réelles de marché, marquées par l’incertitude et les éléments complémentaires au mécanisme, décrits dans les parties suivantes, qui, eux, sont susceptibles d’évoluer.
94. D’abord, il ressort des textes de l’Union, comme l’a indiqué la DGEC, que la participation de toutes les capacités disponibles est prévue à l’article 22-1h) du règlement n° 2019/943. En outre, la DGEC considère que la détermination du prix en *pay-as-clear* est imposée par le point 14 de l’annexe I précitée de la Commission, lequel indique : « [l]es bénéficiaires doivent être identifiés au moyen d’une procédure de mise en concurrence, les offres étant classées en fonction uniquement de leur prix par unité de capacité disponible réduite par an, et de l’aide versée en fonction du prix d’équilibre⁶⁹ ».

⁶⁶ Point 343 des lignes directrices de la Commission concernant les aides d’État au climat, à la protection de l’environnement et à l’énergie pour 2022 : « La mesure d’aide devrait être ouverte à tous les bénéficiaires ou projets à même, sur le plan technique, de contribuer efficacement à la réalisation de l’objectif de sécurité d’approvisionnement. Cela inclut la production, le stockage et l’adaptation de la demande, ainsi que le regroupement de petites unités de capacités de ce type en ensembles plus grands ».

⁶⁷ Cour des comptes, Rapport public thématique de 2022 précité, page 119.

⁶⁸ RTE, Retour d’expérience sur le mécanisme de capacité français, Synthèse, page 8.

⁶⁹ Si des exigences en matière de flexibilité sont incluses (voir critère n° 22), des ressources plus coûteuses peuvent être sélectionnées avant une ressource moins chère si nécessaire pour satisfaire à l’exigence fixée, et un prix d’équilibre distinct est établi pour les ressources qui satisfont à l’exigence de flexibilité.

95. Pourtant, l'Autorité observe que la Belgique, dont le mécanisme a également été approuvé par la Commission au titre du contrôle des aides d'État⁷⁰ utilise un système de détermination du prix en *pay-as-bid*. La Belgique justifie ce choix par un certain degré d'incertitude et d'imprévisibilité sur le marché conduisant les producteurs à agir de manière plus prudente qu'en situation d'information parfaite afin d'éviter le risque de ne pas être sélectionnés. En présence d'incertitudes, les prix proposés seraient ainsi moins élevés et le mécanisme *pay-as-bid* se révèlerait moins coûteux. La Belgique souligne toutefois que cette incertitude ne s'applique qu'aux premières enchères et s'est laissé la possibilité de changer de mécanisme par la suite. À ce jour, après quatre années d'existence, les études d'impact n'ont pas encore conduit la Belgique à opter pour un changement de mécanisme.
96. Par ailleurs, bien que le système *pay-as-clear* puisse ne pas être le plus économique, il présente l'avantage, comme le souligne la DGEC, d'inciter les acteurs à révéler leur *missing money*, ce qui est l'un des objectifs de la création du mécanisme de capacité. En ce sens le système *pay-as-clear* se révèle être plus efficace qu'un système *pay-as-bid* en termes de révélation de l'information. Ainsi, des offres à prix nul ont pu être observées sur le marché, ce que la CRE considère comme pertinent en l'absence de *missing money*.

L'Autorité constate que les deux mécanismes (*pay-as-clear* et *pay-as-bid*) présentent chacun des avantages et des inconvénients. Tout comme elle n'avait pas formulé de remarque particulière à l'égard du mécanisme choisi dans ses précédents avis, elle considère qu'il n'y a pas, dans le délai qui lui a été imparti, d'élément d'analyse supplémentaire lui permettant de se prononcer en faveur de l'un ou l'autre de ces deux mécanismes.

⁷⁰ Décisions du 27 août 2021, SA.54915, du 29 septembre 2023, SA.104336 et du 17 septembre 2024, SA.114003.

Si le système de détermination du prix en France n'est pas amené à évoluer lors du passage à la centralisation, l'Autorité considère que de nouveaux éléments qui, eux, vont entrer en vigueur, sont de nature à pouvoir modérer le désavantage théorique du système *pay-as-clear* en termes de coût. En ce sens, l'Autorité accueillerait favorablement tout élément qui, dans le cadre du système *pay-as-clear*, favoriserait la réduction du coût supporté par le consommateur.

3. LES PLAFONDS DE PRIX

97. Un prix administré existe dans le cadre du mécanisme actuel (**a**) et sera remplacé par deux prix plafonds dans le nouveau mécanisme (**b**). L'Autorité s'interrogera sur leur pertinence (**c**) puis analysera successivement le prix plafond global (**d**) et le prix plafond intermédiaire (**e**).

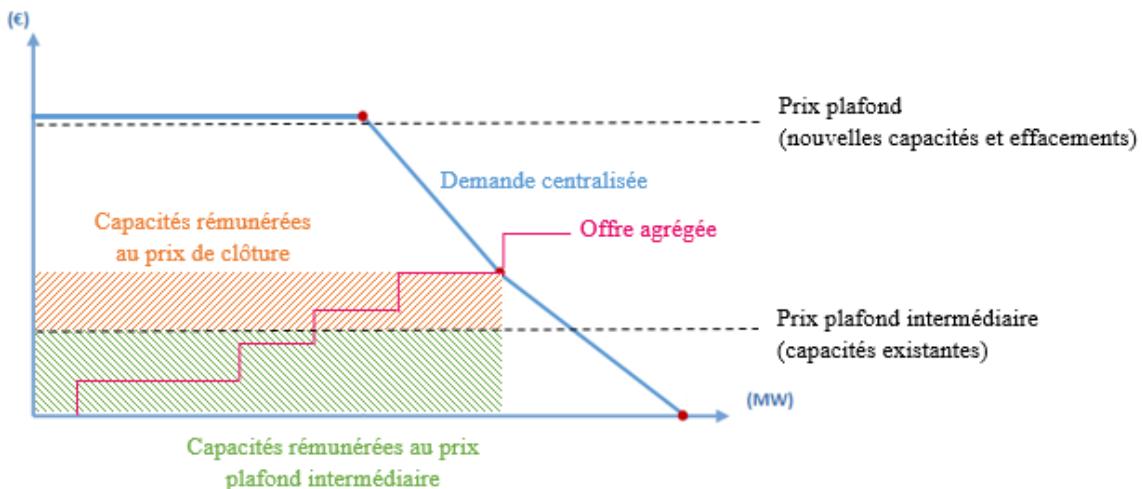
a) Le prix administré du mécanisme actuel

98. Dans le mécanisme actuel, un prix administré existait déjà en application du deuxième alinéa de l'article R. 335-57 du code de l'énergie, assimilable, d'après la DGEC, à un prix plafond : « [l]e prix plafond est inférieur à un prix maximal déterminé en référence au coût de la construction d'une nouvelle capacité de pointe permettant de réduire le risque de défaillance. Le prix plafond est fixé, pour chaque année de livraison, par la Commission de régulation de l'énergie sur la base d'une proposition du gestionnaire de réseau de transport français ».

b) Les prix plafonds du nouveau mécanisme

99. Le nouveau mécanisme prévoit deux plafonds de prix, calculés pour chaque période de livraison :
- un prix plafond global, « *au-delà duquel aucun ordre de vente ne peut être soumis aux enchères* » et qui doit être défini (projet d'article R. 316-27 du code de l'énergie) ;
 - un prix plafond intermédiaire (ci-après « PPI »), c'est-à-dire « *un plafonnement de la rémunération de capacités existantes retenues lors des enchères* » qui peut être défini (demande de dérogation possible auprès de la CRE) (projet d'article R. 316-28 du code de l'énergie).
100. La méthodologie de calcul et le niveau de ces prix plafonds seront définis par arrêtés, sur proposition de la CRE, sur la base du rapport de paramétrage de RTE. La DGEC a indiqué, au cours de l'instruction, avoir suivi les préconisations de la Commission. Le point 9 de l'annexe I précitée indique : « [d]es plafonds d'offre peuvent être introduits. Si c'est le cas, ceux-ci doivent: (a) être fixés à un niveau qui évitera une fermeture anticipée inefficiente des actifs existants sur la base d'une estimation détaillée des coûts et des recettes par projet de référence; et (b) s'accompagner d'un processus par lequel les différentes ressources peuvent justifier auprès de l'ARN une dérogation au plafond tarifaire sur la base de leurs coûts spécifiques ».

Figure 7 – représentation schématique des prix plafond



Source : RTE

c) La pertinence des prix plafonds envisagés et leur transparence

101. L'Autorité a rappelé à de nombreuses reprises⁷¹ que, dans le cadre d'une économie de marché, les prix sont librement fixés par les opérateurs à partir de multiples facteurs tels que les coûts propres de l'entreprise concernée, la structure du marché, le niveau de la demande et l'intensité de la concurrence.
102. Le premier alinéa de l'article L. 410-2 du code de commerce dispose, à ce titre, que, sauf disposition contraire, « *les prix des biens, produits et services [...] sont librement déterminés par le jeu de la concurrence* ». Le contrôle des prix par les pouvoirs publics ne doit, dès lors, être envisagé que dans le cadre de situations exceptionnelles, caractérisées notamment par une défaillance de marché. Le second alinéa de l'article L. 410-2 du code de commerce prévoit ainsi qu'une telle éventualité ne doit s'envisager que « *dans les secteurs ou les zones où la concurrence par les prix est limitée en raison soit de situations de monopole ou de difficultés durables d'approvisionnement, soit de[s] dispositions législatives ou réglementaires* ».
103. L'Autorité a ainsi régulièrement constaté, pour des marchés très différents, qu'un plafond tarifaire entraîne un alignement naturel des prix des concurrents sur ce plafond⁷² : « *les entreprises pratiquant habituellement des prix inférieurs au prix plafond sont incitées à aligner leur prix sur le plafond, gonflant ainsi leurs marges, au détriment des consommateurs finals. Par conséquent, le prix plafond s'analyserait, pour les acteurs du secteur, comme un prix de référence, de sorte que les prix pratiqués ne résulteraient plus d'une mise en concurrence mais d'un alignement tarifaire homogène* »⁷³.

⁷¹ Voir, par exemple, avis n° 20-A-09 du 28 octobre 2020 relatif à un projet de décret portant sur la tarification des déchets admis par les installations de stockage des déchets non dangereux et avis n° 20-A-01 du 14 janvier 2020 concernant un projet de décret pris pour l'application de l'article 10-1 de la loi n° 65-557 du 10 juillet 1965 modifiée fixant le statut de la copropriété des immeubles bâtis.

⁷² Avis n° 20-A-01 précité, paragraphes 94 à 98 (dans le secteur de la distribution des médicaments à usage humain remboursables, dans le secteur des produits pétroliers commercialisés dans les départements d'Outre-mer, dans le secteur des courses de taxis).

⁷³ Avis n° 20-A-09 précité, paragraphe 66.

104. Par ailleurs, sur la méthode de fixation du plafond, l’Autorité a déjà indiqué « *qu’une approche fondée sur les coûts garantit aux opérateurs « le recouvrement des coûts encourus auxquels est ajoutée une marge raisonnable afin de rémunérer le coût du capital », et ainsi de favoriser les investissements. Une telle approche impliquerait, en principe, d’orienter les tarifs pratiqués sur les coûts d’un opérateur efficace sur le marché, plutôt que vers le coût moyen réellement observé, qui peut lui être supérieur* »⁷⁴.
105. En pratique, le niveau du prix administré du mécanisme actuel, fixé au niveau du CoNE, a évolué comme suit :

Année de livraison	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Prix administré (€/kW)	20	40	40	60	60	60	60	60	60

106. Il ressort de ce tableau et de la figure 4 ci-dessus que les enchères n’ont que rarement abouti à un niveau de prix proche du prix administré – ce qui semble exclure toute stratégie d’alignement tarifaire au niveau du prix administré. En tout état de cause et compte tenu spécifiquement de l’existence de prix plafonds, l’Autorité souligne l’importance de la surveillance du marché et des transactions par la CRE.
107. Par ailleurs, sur la transparence de ces prix plafonds, les répondants à la consultation publique de la DGEC ont mis en avant la nécessité de connaître les prix plafonds en amont de l’enchère. Les prix plafonds faisant partie intégrante de la courbe de demande et du rapport de paramétrage qui sera publié, il est renvoyé aux paragraphes 70 à 82 ci-dessus pour l’analyse. L’Autorité considère toutefois que le PPI, dans l’hypothèse où il s’appliquerait aux capacités existantes d’un opérateur dont la position est significative, serait de nature à limiter ses incitations à enchérir à des prix trop proches du plafond global, d’où l’importance de porter une attention particulière à son calibrage.

d) Le prix plafond global

108. L’Autorité rappelle que l’instauration d’un prix plafond doit être justifiée par une défaillance de marché. À défaut, une telle mesure est susceptible d’entraîner des distorsions de concurrence. Les éléments fournis par la DGEC ne documentent pas ces points.
109. L’instauration d’un prix plafond global dans le nouveau mécanisme de capacité devrait *a priori* permettre de protéger le consommateur d’imprévus liés aux enchères, comme l’exploitation d’un pouvoir de marché par des participants. Compte tenu de la position d’EDF sur le marché (voir paragraphe 20 ci-dessus) et de son éventuelle capacité à influencer le prix de marché au-delà du prix concurrentiel, un plafond de prix pourrait donc être justifié par une telle situation.
110. Il convient de relever que ce plafond ne devrait, le cas échéant, pas être fixé à un niveau trop élevé afin de limiter la possibilité de surpris qui résulterait de l’exercice du pouvoir de marché de l’opérateur dominant mais ne doit pas être fixé non plus à un niveau trop bas pour ne pas dissuader l’émergence de nouvelles capacités nécessaires pour assurer la sécurité d’approvisionnement.

⁷⁴ Avis n° 20-A-09 précité, paragraphe 72. Voir aussi avis n° 20-A-01 précité, paragraphes 117 et suivants.

111. Sur ce dernier point, la DGEC a expliqué que le prix plafond global de l'actuel et du nouveau mécanisme est similaire, à la seule différence de « *l'introduction d'un facteur de sécurité dans la définition* ». Les documents transmis par la DGEC font également état d'un lien direct entre le besoin de nouvelles capacités et le réajustement du prix plafond global, permettant de couvrir le coût d'investissement annualisé de la dernière nouvelle capacité nécessaire – lequel est susceptible d'être plus élevé que le prix administré du mécanisme actuel⁷⁵.

L'Autorité rappelle que l'instauration d'un prix plafond doit demeurer exceptionnelle et être justifiée par une défaillance de marché. Elle considère qu'une fixation du prix plafond global en référence au CoNE, lui-même encadré par les textes européens, semble *a priori* pertinente. Elle n'a pas pu mener d'analyse approfondie sur les conséquences de l'introduction d'un facteur de sécurité, dont la définition exacte n'est pas précisée, ni sur la pertinence de cette introduction pour encourager le développement de nouvelles capacités. Elle note néanmoins que les contrats pluriannuels visent déjà à encourager l'émergence de nouvelles capacités (voir la partie suivante).

e) Le prix plafond intermédiaire

112. S'agissant du PPI, qui ne s'appliquerait qu'aux capacités existantes, la majorité des exploitants répondants à la consultation publique de la DGEC estime qu'un système sans PPI est souhaitable ou considère qu'une possibilité de dérogation doit exister en cas d'instauration d'un PPI, afin de permettre aux capacités existantes d'être rémunérées à hauteur de leur *missing money* réel. Le risque mis en avant est celui du démantèlement des capacités existantes en cas de revenus capacitaires insuffisants. De leur côté, les fournisseurs sont favorables à l'instauration d'un PPI voire, pour certains, d'un PPI par filière.
113. Dans sa délibération n° 2024-10, la CRE recommandait « *la mise en place d'un plafond de rémunération spécifique pour les unités concernées* [celles ayant des besoins de financement plus faibles que les nouvelles capacités], *plafond qui serait inférieur à celui appliqué aux nouvelles capacités* » mais permettant le maintien opérationnel des capacités existantes, avec l'introduction de dérogations possibles⁷⁶. Ces points ayant été repris dans le projet de décret, la CRE accueille favorablement ces dispositions et recommande de prévoir des délais de demande de dérogation compatibles avec les autres délais du mécanisme⁷⁷.
114. Interrogée au cours de l'instruction, la DGEC a souligné « *la pertinence du PPI pour réduire le coût du mécanisme de capacité porté par les consommateurs et limiter les rentes inframarginales des actifs existants* ».
115. Compte tenu du mécanisme *market wide*, en *pay-as-clear* et de la diversité des technologies concernées avec des niveaux de *missing money* hétérogènes, l'Autorité accueille favorablement l'introduction d'un PPI afin de limiter les effets d'aubaine susceptibles d'exister du fait de rentes inframarginales des filières existantes, déjà rentables sur les marchés de gros de l'énergie, et de limiter *in fine* le coût pour le consommateur.
116. Toutefois, elle appelle l'attention sur deux effets potentiellement néfastes.

⁷⁵ Voir, par exemple, RTE, GT 11, diapositive 18.

⁷⁶ Délibération n° 2024-10 portant sur le projet de loi relatif à la souveraineté énergétique, page 15.

⁷⁷ Délibération n° 2025-236 précitée, page 8.

117. Premièrement, l'Autorité souligne que l'introduction du PPI, qui n'existe pas dans le mécanisme actuel, peut entraîner un impact négatif pour les exploitants qui auraient investi, à un moment où le cadre réglementaire ne prévoyait pas de PPI, dans la mesure où leurs revenus d'investissement seraient, avec l'entrée en vigueur du nouveau mécanisme, limités par le PPI. Cela pourrait ainsi affecter négativement les incitations des acteurs privés à investir dans de nouvelles capacités à l'avenir, en raison d'un accroissement de l'incertitude de l'environnement réglementaire lié à ce changement.
118. Deuxièmement, l'Autorité s'interroge sur l'adéquation entre le PPI et le principe de neutralité technologique dans la mesure où le PPI instaure une différence de traitement entre les capacités existantes et les nouvelles.
119. Cette réflexion s'applique également à l'éventuelle création d'un PPI par filière, qui permettrait de cibler les technologies à encourager et de les rémunérer au *pay-as-clear* tout en limitant, grâce au plafond, la rente inframarginale des technologies déjà rentables, chacune à un niveau leur permettant une couverture des coûts. La CRE considère, qu'en théorie, des PPI par filière limiteraient le coût du mécanisme mais qu'en pratique, ils aboutiraient à une situation qui ne serait pas technologiquement neutre – point également soulevé par la Commission.
120. L'Autorité considère que le PPI, qu'il soit ou non défini par filière, emporte des risques de non-respect de la neutralité technologique et de fragmentation en sous-groupes des capacités offertes lors des enchères. Elle rejoint également la CRE en ce que des PPI par filière emporteraient une fragmentation accrue en sous-groupes de volumes significativement plus restreints « *en fonction du degré de granularité utilisé pour la définition des filières* », qu'avec le seul PPI. L'Autorité estime également que la fixation d'un PPI par filière est susceptible d'aboutir à la fixation de prix administrés et rappelle que la libre fixation des prix devrait demeurer la norme (voir paragraphe 102 ci-dessus). L'objectif de limitation du coût pour le consommateur est néanmoins pertinent.
121. En tout état de cause, il devra être porté une attention particulière à la méthodologie de calcul de ces prix plafonds. D'après les éléments transmis par la DGEC, le PPI est susceptible d'être calculé à partir de données de coûts existantes. L'Autorité rappelle ici que ce standard n'est pas nécessairement le plus approprié pour fixer un plafond de prix (voir paragraphe 104).
122. Enfin, le projet de décret prévoit une procédure de dérogation, dont la demande doit être formulée à la CRE, préalablement à l'ouverture du guichet de certification. Les éléments constituant la demande ainsi que les modalités d'approbation seront définis par arrêtés du ministre, sur proposition de la CRE sur la base d'un rapport du GRT.
123. L'Autorité considère qu'il est pertinent de prévoir une telle possibilité de déroger au PPI afin de ne pas conduire à la fermeture anticipée d'actifs mais regrette le renvoi à un futur arrêté sur la méthodologie qui sera suivie. L'Autorité s'interroge par ailleurs sur les délais alloués à cette procédure, notamment le délai d'instruction laissé à la CRE pour analyser les niveaux de revenus et de coûts des capacités sollicitant la dérogation. En l'état du texte, la réception de la demande de dérogation (« *au plus tard un mois avant la date d'ouverture du guichet de certification* ») est simultanée à la notification des volumes éligibles à une telle dérogation (« *au moins trente jours avant l'ouverture du guichet de certification* »).

L'Autorité accueille favorablement l'introduction d'un PPI afin de limiter les effets d'aubaine et, *in fine*, de limiter le coût pour le consommateur. Toutefois, elle appelle l'attention du Gouvernement sur les conséquences des modifications envisagées pour les investissements futurs compte tenu de l'évolution de l'encadrement réglementaire et

d'adéquation entre l'existence du PPI et le principe de neutralité technologique. Elle rappelle l'attention à porter à la méthodologie de calcul des prix plafonds et considère qu'il est pertinent de prévoir une procédure de dérogation au PPI tout en s'interrogeant sur les délais encadrant cette procédure.

4. LES CONTRATS PLURIANNUELS

124. Les appels d'offres de long terme (ci-après « AOLT ») du mécanisme actuel **(a)** seront remplacés par des contrats pluriannuels, lesquels seront analysés au regard de leur pertinence **(b)**, de leur champ d'application **(c)**, de leur intégration aux enchères **(d)**, de leur durée **(e)** et de leurs volumes réservés **(f)**.

a) Les AOLT du mécanisme actuel

125. Le mécanisme actuel prévoyait la mise en place d'AOLT⁷⁸, introduits à la suite de la décision en matière d'aides d'État de la Commission, afin de favoriser l'investissement dans de nouvelles capacités. Les AOLT étaient fondés sur une courbe de demande administrée (soumise à la CRE⁷⁹ par RTE puis au ministre chargé de l'énergie⁸⁰), qui reflète l'intérêt pour la collectivité de l'ajout d'une capacité supplémentaire⁸¹, aboutissant à des contrats d'une durée de sept ans.
126. Quatre AOLT ont été organisés en 2019 pour les périodes 2020 à 2026, 2021 à 2027, 2022 à 2028 et 2023 à 2029 et ont abouti, pour les périodes 2021-2027 et 2022-2028⁸², à la sélection de 377 MW de capacités (253 MW de batteries et 124 MW d'effacement) parmi les 1,6 GW de capacités candidates.

⁷⁸ Articles R. 335-71 à R. 335-88 du code de l'énergie.

⁷⁹ La CRE a pu noter que la réalité des volumes proposés et retenus s'éloigne de ceux issus des estimations de RTE (CRE, Rapport de surveillance 2019 précité, page 70).

⁸⁰ Voir la délibération de la CRE du 14 novembre 2019 portant approbation des courbes de demande administrée relatifs au dispositif de contractualisation pluriannuelle dans le cadre du mécanisme de capacité.

⁸¹ GT 8, slide 20 : « [L'AOLT] repose sur l'élaboration d'une courbe de demande complexe sur le plan calculatoire et une optimisation poussée visant à estimer non seulement le besoin de nouvelles capacités pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement mais également le bénéfice collectif (welfare) procuré par leur émergence ».

⁸² Pour l'appel d'offres 2020-2026, un coefficient d'abattement a été appliqué dans la mesure où « le délai entre la désignation des lauréats et la mise en service des capacités n'était pas compatible avec les délais de construction de nouvelles capacités » (CRE, Rapport de surveillance 2019 sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel, page 68). En outre, les capacités candidates ont toutes proposé un prix supérieur à la courbe de demande administrée (RTE, rapport de synthèse sur les appels d'offres long terme organisés en 2019, Juin 2020, page 11). Pour l'appel d'offres 2023-2029, aucun candidat n'a été retenu « car l'intérêt pour la collectivité de contractualiser des capacités est plus faible sur cette période et le prix moyen des offres plus élevé » (CRE, Rapport de surveillance 2019 précité, page 69). De nouveau, les capacités candidates ont toutes proposé un prix supérieur à la courbe de demande administrée (RTE, rapport de synthèse précité, page 15).

127. Les contrats offraient des prix garantis (constants sur la période) au prix de l'offre la plus élevée parmi les offres retenues dans les AOLT⁸³. Le prix garanti était de 29 euros par kW pour la période 2021-2027 et de 28 euros par kW pour la période 2022-2028. Ainsi, la CRE explique, sans conclure sur le coût final, « [qu'a]vec l'hypothèse d'un prix de marché de la capacité qui se maintiendrait à 16,5 k€/MW dans les années à venir, le versement du complément de rémunération pourrait représenter un coût de 5 M€/an pour le consommateur à partir de 2022⁸⁴. Néanmoins, l'AOLT fonctionne sur la base d'un contrat pour différence avec pour référence le prix des enchères organisées. Les lauréats sont ainsi fortement incités à offrir leur capacité à prix nul sur les enchères classiques, ce qui devrait contribuer à faire diminuer le prix de la capacité »⁸⁵.
128. Les AOLT existaient ainsi en parallèle aux enchères organisées pour chaque année de livraison. RTE explique, dans son REX, que ce dispositif « *a pu ajouter un niveau de complexité supplémentaire [...] dans la mesure où le mécanisme de capacité, entendu au sens large, comprend désormais depuis 2019 un mécanisme de marché et un dispositif d'appel d'offres administré relevant du soutien public, à la temporalité et au fonctionnement différents* »⁸⁶.
129. De manière générale, la CRE indiquait, en 2019, que les éléments à retenir au moment du lancement des AOLT étaient les suivants :
- « • *le mécanisme concerne principalement l'effacement diffus⁸⁷ et les batteries, car les nouvelles centrales au gaz sont interdites en France et les ENR non compétitives* ;
 - *les batteries sont compétitives car elles cumulent les revenus de l'AOLT et des services système* ;
 - *une différence importante est observée entre les gisements théoriques et les offres proposées.*

Sur le dernier point, une partie de l'écart pourrait s'expliquer par les caractéristiques du mécanisme : la durée de contractualisation de 7 ans serait trop importante pour les acteurs de l'effacement industriel et la période de livraison serait trop éloignée (4 ans) pour les projets d'effacements diffus et les batteries »⁸⁸.

⁸³ CRE, délibération n° 2019-267 du 4 décembre 2019 portant décision sur le calcul du prix de référence utilisé pour la compensation des exploitants lauréats au dispositif de contractualisation pluriannuelle dans le cadre du mécanisme de capacité.

⁸⁴ RTE a précisé, sur ces mêmes éléments : « *Ceci représente de l'ordre de 0,05 k€ par MW d'obligation ou 0,01 €/MWh (pour un consommateur moyen)* » (RTE, rapport de synthèse précité, page 17).

⁸⁵ CRE, Rapport de surveillance 2019 précité, page 69.

⁸⁶ RTE, Retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français, pages 192-193.

⁸⁷ Et très peu l'effacement industriel : CRE, Rapport de surveillance 2019 précité, page 70. Point également soulevé par RTE (rapport de synthèse sur les appels d'offres long terme organisés en 2019, Juin 2020, page 9).

⁸⁸ CRE, Rapport de surveillance 2019 précité, pages 70-71.

b) Les contrats pluriannuels envisagés dans le nouveau mécanisme et leur pertinence

130. Les AOLT seront remplacés par les contrats pluriannuels prévus à la section 7 du projet de décret, dont les exploitants bénéficiaires sont intégrés au nouveau mécanisme (projets d'articles R. 316-17 et R. 316-33 du code de l'énergie).
131. Sur le principe même de ces contrats pluriannuels, la majorité des répondants à la consultation publique de la DGEC estime que les contrats de long terme sont essentiels pour encourager l'émergence de nouvelles capacités. Certains mettent également en avant leur nécessité pour les capacités existantes qui auraient d'importants besoins d'investissement. La CRE est, elle, favorable « *à ce que les nouvelles capacités puissent obtenir des contrats pluriannuels* » tout en rappelant que leurs modalités d'attribution « *doivent éviter tout surcoût pour les consommateurs* », ce que prévoit, comme l'indique la CRE, le projet de décret (contrats pluriannuels accessibles aux nouvelles capacités réalisant des investissements au-delà d'un certain seuil, durée proportionnée à l'amortissement, plafond en volume)⁸⁹.
132. Le point 17 de l'annexe I précitée prévoit la possibilité de proposer de tels contrats de longue durée⁹⁰, voire de les imposer pour pouvoir bénéficier de l'examen rapide par la Commission du mécanisme de capacité : « *[d]ans les États membres où les trois plus grands producteurs d'électricité sur le territoire couvert par le mécanisme de capacité contrôlent (directement ou indirectement, exclusivement ou conjointement) au moins 75 % de la capacité nationale installée affectée d'un facteur de réduction au cours de l'année au cours de laquelle la procédure de mise en concurrence a lieu, des contrats de capacité d'au moins 10 ans doivent être disponibles pour des projets dépassant un seuil de dépenses d'investissement égal ou supérieur à 375 000 EUR/MW réduit* ».

Au regard de ces éléments, pour les mêmes raisons qu'en 2018, le principe même des contrats pluriannuels semble justifié afin d'encourager, lorsqu'elle est nécessaire, l'émergence de nouvelles capacités en offrant aux opérateurs une visibilité sur plusieurs années.

c) Le champ d'application des contrats pluriannuels

133. Les contrats pluriannuels seront accessibles, de la même façon que les AOLT, à certaines capacités, qui ne bénéficient pas déjà d'un mécanisme de soutien public⁹¹ – toutes devant respecter une valeur limite en termes de bilan d'émissions de dioxyde de carbone par kWh⁹², à savoir les installations de production, de stockage et d'effacement⁹³.
134. Si les AOLT visaient également « *les installations de production qui se voient délivrer une nouvelle autorisation administrative d'exploiter du fait d'une augmentation de leur*

⁸⁹ Délibération n° 2025-236 précitée, pages 12 et 13.

⁹⁰ En précisant : « *Pour chaque tranche de 25 000 EUR / MW réduit, une année supplémentaire peut être proposée. Les actifs de production alimentés par des combustibles fossiles ne peuvent jamais faire l'objet de contrats de capacité de plus de 15 ans* ».

⁹¹ Projet d'article R. 316-40.

⁹² Projet d'article R. 316-42.

⁹³ Projet d'article R. 316-41.

puissance installée d'au moins 20 % ou d'une modification de leur source d'énergie primaire », le projet de décret prévoit désormais une éligibilité des installations « réalisant une augmentation de puissance » (sans seuil), celles « réalisant des investissements de réduction d'émissions de dioxyde de carbone par [kWh] » et celles « prolongeant leur durée de fonctionnement ».

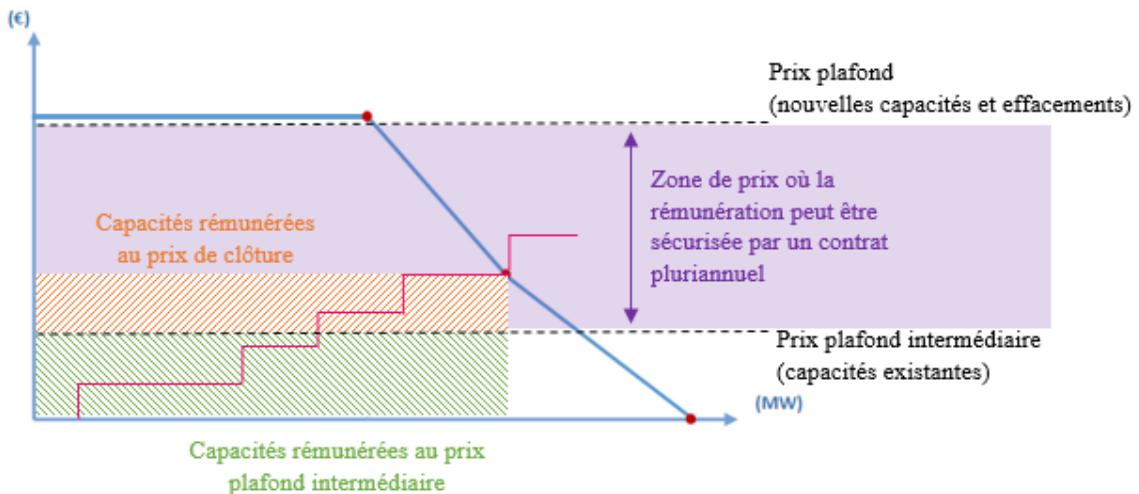
Au regard de ces éléments, le champ d'application des contrats pluriannuels apparaît élargi avec notamment la disparition du seuil de 20 % d'augmentation de puissance. À demande constante, cet élargissement pourrait aboutir à des parts moindres pour les effacements et le stockage, qui étaient, en pratique, les bénéficiaires des AOLT, sans qu'il soit possible, à ce stade, d'en mesurer précisément les conséquences.

d) L'intégration des contrats pluriannuels dans les enchères

135. À la différence des AOLT qui correspondaient à des appels d'offres en parallèle aux enchères, répondant à une courbe de demande spécifique, les capacités entrant dans le champ d'application des contrats pluriannuels du nouveau mécanisme seront pleinement intégrées aux enchères du mécanisme principal (figure 8 ci-dessous). Elles devront, au préalable, suivre une procédure de préqualification devant le GRT, dont le calendrier et les modalités sont renvoyés aux « *règles du mécanisme de capacité* », puis obtenir une autorisation, de la part de la CRE (sauf opposition du ministre), de participer au mécanisme, pour une unique enchère (celle en PL-4), après certification, sur la base de critères d'éligibilité fixés dans le rapport de paramétrage (projets d'articles R. 316-43 et R. 316-44 du code de l'énergie).
136. La durée des contrats est encadrée par le projet d'article R. 316-39 du code de l'énergie qui dispose que la « *rémunération pluriannuelle offerte [...] ne peut excéder ni 15 ans, ni la durée de d'amortissement prévisionnelle des installations* [concernées]
137. Le projet de décret prévoit que les « *règles du mécanisme de capacité* » apporteront des précisions sur ces durées et que le rapport de paramétrage du GRT contiendra « *la liste des charges d'investissement à considérer pour un projet de capacité pour déterminer le respect des critères définis* ». Une fois sélectionnées, les capacités pluriannuelles participent, de façon intégrée, à l'enchère et ainsi à la formation d'un prix unique – le prix plafond s'appliquant également aux capacités pluriannuelles. Le prix auquel l'enchère est close constitue le prix de la capacité pour toute la durée du contrat pluriannuel.
138. La DGEC a, en effet, précisé que « *[l]e mécanisme interclassera directement les capacités existantes et nouvelles sur la base de leur prix d'offre ce qui devrait permettre de retenir les capacités au meilleur coût pour le consommateur final* »⁹⁴. Elle a également indiqué que « *[l]es volumes sélectionnés pourront se substituer les uns aux autres sur la base du prix de l'offre (en particulier le 5 ans peut remplacer du 10 et du 15 ans et le 10 ans remplacer du 15 ans)* ». Ainsi, « *lors de l'enchère PL-4 les capacités sollicitant un contrat pluriannuel pour satisfaire le besoin de la PL resteront interclassées uniquement sur la base de leur prix d'offre, indépendamment de la durée de contrat pluriannuel sollicitée* ».

⁹⁴ Elle a également indiqué que « *[l]es volumes sélectionnés pourront se substituer les uns aux autres sur la base du prix de l'offre (en particulier le 5 ans peut remplacer du 10 et du 15 ans et le 10 ans remplacer du 15 ans)* ». Ainsi, « *lors de l'enchère PL-4 les capacités sollicitant un contrat pluriannuel pour satisfaire le besoin de la PL resteront interclassées uniquement sur la base de leur prix d'offre, indépendamment de la durée de contrat pluriannuel sollicitée* ».

Figure 8 – représentation schématique des contrats pluriannuels



Lecture : la zone violette représente le prix de première enchère et le point rose le prix de clôture postérieur à la première enchère.

Source : à partir d'un schéma de RTE

139. Il ressort de ce qui précède qu'il apparaît *a priori* plus simple et compréhensible de remplacer un dispositif parallèle par une intégration des capacités bénéficiant de contrats pluriannuels aux enchères, notamment pour la lisibilité du prix (sous réserve de ce qui précède sur la courbe de demande et de ce qui suit).
140. L'Autorité s'interroge, en revanche, sur le projet d'article R. 316-44 du code de l'énergie qui dispose : « [l]es règles du mécanisme de capacité français peuvent prévoir des modalités de rémunération et des prescriptions particulières aux lauréats d'un contrat pluriannuel, notamment pour refléter l'évolution dans le temps de leur valeur pour la sécurité d'approvisionnement. Elles tiennent compte des spécificités des filières en matière de contribution effective à la sécurité d'approvisionnement et incluent à cet égard des modalités adéquates pour limiter le risque d'éviction de capacités existantes, ainsi que le risque d'éviction de nouvelles capacités de filières plus adaptées aux enjeux de sécurité d'approvisionnement. Si elle considère que les modalités de rémunération des lauréats d'un contrat pluriannuel prévues dans les règles du mécanisme de capacité nuisent significativement à la transparence des offres soumises lors des enchères, la [CRE] en informe le ministre chargé de l'énergie et fournit une analyse détaillée des effets observées ».
141. L'Autorité déplore le renvoi aux règles du mécanisme de capacité pour déterminer des modalités de rémunération et prévoir des « *prescriptions particulières* ». N'étant pas saisie de ces règles, l'Autorité n'est pas en mesure de se prononcer à cet égard, alors même qu'elles relèvent d'un objectif lié à une préoccupation de concurrence, à savoir la limitation de « *risques d'éviction* ». Si l'objectif semble *a priori* louable, la prise en compte « *des spécificités des filières* » soulève des interrogations, compte tenu du principe de neutralité technologique régulièrement mis en avant par les pouvoirs publics.

L’Autorité estime que l’intégration des capacités bénéficiant de contrats pluriannuels aux enchères apparaît *a priori* bénéfique mais déplore le renvoi aux règles du mécanisme de capacité pour en fixer les modalités, qui ne lui permet pas de se prononcer de manière plus spécifique.

e) La durée des contrats pluriannuels

142. L’Autorité avait considéré en 2018 que la durée de sept ans des AOLT ne reflétait pas nécessairement celle des nouvelles capacités de production⁹⁵. Comme exposé précédemment, la CRE a également pu considérer qu’une durée de sept ans pouvait être trop importante pour les acteurs de l’effacement industriel.
143. La DGEC a indiqué que « [l’]*allongement de la durée permet d’avoir un traitement plus équitable des capacités ayant des durées d’amortissement longues par rapport à celles ayant des durées courtes d’amortissement. En permettant aux acteurs d’avoir un contrat sur leur durée d’amortissement, dans la limite de 15 ans, cette disposition permet également de réduire le prix des offres déposées aux enchères du mécanisme de capacité et donc son coût global au bénéfice des consommateurs finals* ».
144. La Commission a pu fournir de son côté des indications sur la durée des contrats pluriannuels⁹⁶ : des contrats plus longs diminuent l’incertitude, ce qui peut réduire le coût de financement d’un nouveau projet, lui permettre d’être compétitif face à des capacités existantes et réduire le prix de la capacité.
145. En revanche, ils sont susceptibles de réduire la concurrence pour les enchères suivantes (les bénéficiaires de contrats pluriannuels n’y participant pas), de transférer le risque au consommateur (en cas de baisse future du prix des capacités et si les capacités contractualisées sur le long terme ne sont finalement pas nécessaires) et d’augmenter les coûts de transition vers un futur mécanisme dont l’architecture serait modifiée.

L’Autorité considère qu’une durée justifiée par celle de l’amortissement des investissements apparaît proportionnée afin de favoriser l’émergence de nouvelles capacités, en réduisant l’incertitude qui s’y rattache tout en évitant de les soutenir pendant une durée trop longue, au risque que les acteurs du marché privilégient les nouvelles capacités au détriment de capacités existantes efficaces⁹⁷ et en évitant un transfert de risques trop important vers le consommateur. La fixation d’une durée spécifique à chaque projet semble, en outre, justifiée par des profils d’amortissement des coûts qui leur sont propres. L’Autorité rappelle ainsi la nécessité d’un examen approfondi des projets soumis à la CRE, justifiant les durées prévisionnelles d’amortissement ainsi qu’une définition objective et non-discriminatoire des conditions d’éligibilité qui figureront dans les « *règles du mécanisme de capacité* ».

f) Les volumes réservés aux contrats pluriannuels

146. Pour chaque période de livraison et pour la première enchère uniquement, un volume maximal total de nouvelles capacités est fixé afin de ne pas conduire à la fermeture des

⁹⁵ Avis n° 18-A-12 précité, paragraphe 62.

⁹⁶ Compte rendu du groupe de travail sur les mécanismes de capacité du 14 avril 2015 précité.

⁹⁷ Voir aussi, en ce sens, avis n° 18-A-12 précité, paragraphe 63.

capacités existantes rentables, en raison de l'encouragement à la création de nouvelles. Il est proposé par RTE dans le rapport de paramétrage déjà évoqué notamment au paragraphe 70 ci-dessus.

147. La DGEC a indiqué que ce volume « sera cohérent avec le volume de nouvelles capacités dont il apparaît nécessaire de soutenir l'émergence pour la sécurité d'approvisionnement par rapport aux études de RTE ». L'Autorité renvoie ainsi à son analyse relative à la courbe de demande aux paragraphes 67 à 69 ci-dessus, laquelle intègrera l'estimation de la demande liée aux contrats de long terme.
148. Enfin, le projet de décret prévoit que le volume réservé aux contrats pluriannuels pourra être complété par des volumes maximaux par filières : « [p]our chaque période de livraison [...] [c]ette contrainte de volume maximal total peut être complétée par une contrainte de volume maximal spécifique à certaines filières au regard de leur contribution effective à la sécurité d'approvisionnement sur les horizons temporels considérés, afin d'éviter le risque d'éviction de capacités existantes, ainsi que le risque d'éviction de nouvelles capacités de filières plus adaptées aux enjeux de sécurité d'approvisionnement » (ces volumes seront précisés dans le rapport de paramétrage).
149. La CRE est réservée sur ces plafonds en volume par filière dans la mesure où la contribution par filière est déjà reflétée dans son rapport de paramétrage et que de tels plafonds seraient en contradiction avec le principe de neutralité technologique⁹⁸.
150. La DGEC a, en outre, indiqué qu'il n'était « pas prévu qu'un volume par filière soit fixé ». Elle a ensuite précisé : « [a]vec le développement des énergies renouvelables et du stockage, en France et en Europe, le profil de risque de la défaillance se modifie - quand bien même le critère de sécurité d'approvisionnement est respecté en espérance. Ainsi, à l'horizon 2030, les situations de défaillance correspondront pour plus de la moitié à des situations de défaillance longue matérialisées par un déficit durable d'énergie, plusieurs heures durant et excédant dix heures dans certains cas. La disposition [...] vise donc à donner la faculté de réserver une part du volume à des nouvelles capacités à même d'être disponibles pendant ces défaillances longues ».

L'Autorité s'interroge de nouveau sur l'équilibre entre la neutralité technologique et la nécessité, via des volumes par filières au sein des contrats pluriannuels, de favoriser certains types de capacités en cas de modifications des situations de défaillance.

5. AUTRES POINTS D'ATTENTION

151. L'Autorité s'interroge également sur plusieurs points non mentionnés dans la lettre de saisine, tels que la mise en œuvre du nouveau mécanisme de capacité dans le cadre du post-ARENH (**a**), son impact pour le consommateur final (**b**), les marges de manœuvre de l'opérateur détenant une position significative (**c**) et les conséquences pour les flexibilités décarbonées (**d**). Ces points ne sont toutefois pas exhaustifs compte tenu des délais contraints dans lesquels il a été demandé à l'Autorité de se prononcer.

⁹⁸ Délibération n° 2025-236 précitée, pages 12 et 13.

152. L’Autorité souligne que, dans le délai imparti, de nombreux autres sujets n’ont pas pu donner lieu à une analyse approfondie au regard des règles de concurrence, parmi lesquels :

- la participation des capacités transfrontalières : l’Autorité renvoie ici à la délibération n° 2025-236 de la CRE ainsi qu’à la future décision de la Commission en matière d’aides d’État ;
- la pertinence des dispositions transitoires : celles-ci figureront dans les « *règles du mécanisme de capacité* ». L’Autorité rappelle en tout état de cause que les règles transitoires devront être élaborées de façon à prévenir tout effet d’aubaine lié à l’introduction du nouveau mécanisme ;
- les modifications dans la méthode de certification : l’Autorité renvoie à la délibération n° 2025-236 de la CRE et rappelle que la méthode de certification ne doit ni aboutir à l’exclusion de capacités disponibles, ni constituer un frein à l’effectivité du mécanisme (réduction des fenêtres de certification, coûts engendrés par la certification notamment⁹⁹) ;
- le règlement des écarts : l’Autorité renvoie à la délibération n° 2025-236 de la CRE et estime qu’une procédure de règlement des écarts est nécessaire pour assurer le fonctionnement effectif et incitatif du mécanisme de capacité ; et,
- le fonctionnement du marché secondaire : les règles de fonctionnement de ce marché étant renvoyées aux « *règles du mécanisme de capacité* », l’Autorité rappelle en tout état de cause que la transparence et la surveillance du marché secondaire doivent être assurées.

a) La mise en œuvre du mécanisme dans le cadre du post-ARENH

153. Pour rappel, le dispositif ARENH a été instauré par la loi NOME précitée pour une période allant du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2025. Il consiste à reconnaître aux fournisseurs d’électricité alternatifs un droit d'accès, à un tarif régulé de 42 euros par MWh, à l’énergie électrique de production nucléaire d’EDF, dans la limite d’un volume global annuel de 120 TWh¹⁰⁰.

154. Or le tarif de ces volumes ARENH intègre à la fois l’énergie et les capacités associées¹⁰¹, de sorte que les capacités associées à ces volumes, acquis par les fournisseurs alternatifs, sont considérées comme gratuites. En ordre de grandeur, « *l’existence du dispositif ARENH a des effets sur le coût de couverture de plus d’un tiers de l’obligation portée par les fournisseurs* »¹⁰².

155. Il est ainsi loisible de s’interroger sur les conséquences de la quasi-simultanéité de la fin de l’ARENH et de l’entrée en vigueur du nouveau mécanisme de capacité sur (i) l’offre, (ii) la

⁹⁹ RTE, Retour d’expérience sur le mécanisme de capacité français, page 58.

¹⁰⁰ Article L. 336-2 du code de l’énergie.

¹⁰¹ L’article R. 335-69 du code de l’énergie dispose que « *le produit cédé dans le cadre de l’[ARENH] comprend la garantie de capacité. Pour chaque année de livraison, la Commission de régulation de l’énergie calcule et notifie à chaque fournisseur ayant demandé à bénéficier de l’ARENH le montant de garanties de capacité cédé par la société EDF dans ce cadre. La Commission de régulation de l’énergie notifie à la société EDF le montant global de garanties de capacité ainsi cédé aux fournisseurs [...]*

¹⁰² Projet de loi de finances pour 2025, Évaluations préalables des articles du projet de loi, page 76.

demande et (iii) le prix des capacités. L’Autorité regrette qu’aucune analyse n’ait été menée sur ces éléments par les pouvoirs publics.

156. La DGEC a confirmé que la part de capacité qui correspondait au volume d’ARENH va intégrer le futur mécanisme de capacité mais n’anticipe pas, à ce titre, de bouleversement de l’équilibre actuel.
157. Le lien entre le mécanisme de capacité et l’ARENH semble pourtant prégnant, comme l’attestent certains supports de groupes de travail de RTE, réunis dans le cadre de la concertation (par exemple, lors du groupe de travail n° 2 : « [p]our limiter le coût du mécanisme, l’introduction concomitante du dispositif ARENH a permis d’assurer la redistribution des revenus capacitaires de la filière nucléaire »). Le REX de RTE expose de nouveau ce lien : « l’ARENH et le mécanisme de capacité ont été introduits de pair par le même texte législatif (loi NOME), et constituent en ce sens un tout cohérent dont les interactions sont évaluées par la présente analyse »¹⁰³. La Cour des comptes l’a également souligné¹⁰⁴.
158. Selon l’Autorité, toutes choses égales par ailleurs, la fin de l’ARENH se traduira par le retour sur le marché du flux négociable de garanties de capacité équivalent au volume de l’ARENH, lorsqu’il est utilisé par les fournisseurs alternatifs (i.e., lorsque le prix de l’ARENH est plus compétitif que le prix de marché de l’électricité). En pratique, une hausse de l’offre d’EDF ainsi qu’une hausse simultanée de la demande émanant des fournisseurs concurrents d’un niveau maximal identique de 100 TWh/an seront observées.
159. Dans le cadre du mécanisme centralisé, cet accroissement de la demande devrait être calculé et anticipé au stade de l’estimation de la demande par RTE. Selon la CRE, le CoNE et le prix plafond du nouveau mécanisme ne sont pas modifiés par la réintroduction de ces volumes. En revanche, d’après elle, les capacités minimales, maximales et cibles qui définissent la courbe de demande (voir paragraphe 68 et figure 6) intègrent cette augmentation. Ces niveaux auraient été inférieurs en l’absence de prise en compte de la disparition de l’ARENH dans l’estimation centralisée.
160. L’accroissement de l’offre devrait se concrétiser par une augmentation du volume proposé par EDF lors des enchères PL-1 et PL-4. L’Autorité relève que le prix de marché pourrait être influencé par le prix proposé par EDF lors des enchères. Sur ce point, l’Autorité renvoie aux éléments d’analyse exposés aux paragraphes 75 et suivants ci-dessus. Compte tenu du mécanisme *pay-as-clear*, l’intégration de ces capacités se traduira par une hausse du coût.
161. Enfin, le versement nucléaire universel (ci-après « VNU »), instauré en remplacement, pour partie, de l’ARENH, se fonde sur le partage des revenus de l’exploitation des centrales électronucléaires historiques. La CRE a précisé que « [l]es revenus capacitaires, qu’ils proviennent de transactions sur le mécanisme de capacité ou de la fourniture de services systèmes, ne sont donc pas pris en compte dans l’assiette de taxation », en ajoutant que

¹⁰³ RTE, Retour d’expérience sur le mécanisme de capacité français, page 66. Voir aussi pages 67 et suivantes.

¹⁰⁴ Cour des comptes, Rapport public thématique de 2022 précité, page 119 : « Toutefois, en France, ce choix s’est accompagné d’un traitement particulier des capacités associées aux volumes d’ARENH, afin d’éviter un coût supplémentaire pour l'accès à la production nucléaire historique. Cette exception est fondée sur le fait que le tarif de l’ARENH est censé inclure la rémunération des capacités associées, ce qui revient à dire que le coût de la disponibilité de ces capacités lors des périodes de pointes est présumé être couvert par la rémunération de l'énergie au prix de l'ARENH. Par cohérence avec les principes d'empilement et de réPLICATION (cf. supra), cette décision a également induit la valorisation à coût nul des « équivalents ARENH » sous-jacents à la tarification des TRV et des offres de marché d'EDF. La prise en compte particulière de ces volumes a ainsi permis de limiter le coût du dispositif pour les consommateurs français ».

« [d]ans la mesure où les revenus capacitaires contribuent à la santé financière d'EDF, et dans une logique de taxation des revenus d'EDF issus de la vente d'électricité nucléaire, nets des revenus capacitaires, ces revenus pourraient indirectement être pris en compte par le Gouvernement dans la fixation des tarifs »¹⁰⁵. En première analyse, le VNU n'introduirait donc pas de nouvelles dispositions relatives aux capacités. L'Autorité ne dispose néanmoins pas de toutes les données et de suffisamment de temps pour se prononcer sur les conséquences du VNU sur le mécanisme de capacité.

L'Autorité regrette l'absence d'analyse spécifique, dans l'étude d'impact, sur les conséquences de la fin de l'ARENH sur les capacités. Elle estime que l'effet sur le prix de marché dépendra en grande partie du prix proposé par EDF lors des enchères. Enfin, elle souligne qu'elle n'a disposé ni du temps ni des données nécessaires pour se prononcer sur les conséquences du VNU sur le mécanisme de capacité.

b) L'impact du nouveau mécanisme pour le consommateur final

162. D'après l'évaluation préalable associée au nouveau mécanisme de capacité dans le projet de loi de finances pour 2025, « *la taxe supportée par les fournisseurs sera égale à la charge financière actuellement supportée dans le cadre du mécanisme de capacité* » (hors considération de TVA)¹⁰⁶. « *[C]ompte tenu de la disparition programmée de l'ARENH et de l'électrification croissante des usages, et bien que le prix de la capacité ne soit pas fixe (il résulte d'enchères, dont le prix augmente si les tensions sur la sécurité d'approvisionnement sont fortes, diminue dans le cas contraire), en ordre de grandeur, le coût du mécanisme est estimé à 2,5 Mds€ par an* »¹⁰⁷.
163. La DGEC a précisé que « *[l]e prix de la capacité résulte d'enchères concurrentielles, dont le prix varie en fonction de plusieurs facteurs [...] En conséquence, le budget ne peut être connu à l'avance ni annuellement ni sur l'ensemble de la période* ». Elle a néanmoins fourni une estimation du coût à 2 milliards d'euros par an (pour 100 GW à un coût moyen de 20 euros par kW) et une estimation maximale à 7,2 milliards d'euros par an (100 GW au prix plafond global).
164. L'Autorité s'interroge sur l'absence d'analyse chiffrée précise et étayée, dans la fiche d'impact, relative au coût/surcoût du nouveau mécanisme de capacité. Si le coût dépend de multiples critères et paramètres, il n'en demeure pas moins qu'une telle évaluation aurait été nécessaire pour mener une analyse complète du nouveau mécanisme.
165. L'Autorité note également que le choix qui a été fait est celui d'une libre répercussion par les fournisseurs de la taxe qu'ils paieront aux consommateurs résidentiels – ce qui rejoint la manière dont le coût des capacités est répercuté aux consommateurs dans le mécanisme actuel. Sans avoir pu mener une analyse approfondie sur la question des incitations, l'Autorité comprend donc que les fournisseurs ne semblent pas tenus de transmettre le

¹⁰⁵ CRE, Évaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028, septembre 2025, page 208. Voir page 207 sur le fonctionnement de la taxe et la fixation de ces tarifs.

¹⁰⁶ Projet de loi de finances pour 2025, Évaluations préalables des articles du projet de loi, page 76. Conséquemment : « *Le dispositif prévoit que les montants versés à RTE par les fournisseurs sont égaux aux montants prélevés. Il conduit ainsi à un accroissement des dépenses et des recettes de RTE, d'une ampleur équivalente. Il en résulte une absence d'impact sur le budget de l'État* » (page 76).

¹⁰⁷ Projet de loi de finances pour 2025, Évaluations préalables des articles du projet de loi, page 76.

signal-prix de la capacité aux consommateurs finals, lesquels ne sont donc *a priori* pas incités, par les dispositions législatives et réglementaires relatives au mécanisme de capacité, à réduire leur consommation en période de pointe. Dans la synthèse des réponses à sa consultation publique, la DGEC a précisé que « *le Gouvernement envisage[ait] que les principaux fournisseurs soient tenus de communiquer régulièrement à la CRE leur méthodologie de répercussion du prix de la capacité* » et l'Autorité estime important de prévoir une telle mesure et, sur cette base, de prévoir d'analyser les conséquences du nouveau mécanisme sur le comportement des consommateurs finals.

166. En tout état de cause, l'Autorité renvoie à la partie sur l'impact des caractéristiques des procédures de sélection concurrentielles et des prix plafonds sur la formation et le niveau du prix et à la partie ci-dessus s'agissant des conséquences de la fin de l'ARENH sur le prix du mécanisme.
167. S'agissant spécifiquement de la TVA, la centralisation du mécanisme introduit une modification non négligeable du point de vue du coût supporté par le mécanisme, également confirmée par la CRE. Dans le mécanisme décentralisé, les exploitants collectaient puis déduisaient la TVA concernant l'achat de capacité. Le consommateur supportait *in fine* le coût du mécanisme sur sa facture d'électricité, dont 20 % de TVA.
168. Si la centralisation ne modifie pas les règles fiscales en elles-mêmes, elle attribue un nouveau rôle à RTE qui, à la différence des fournisseurs, ne peut pas déduire la TVA payée aux exploitants. Dans le nouveau mécanisme, il est donc nécessaire de répercuter la TVA dans le montant à prélever aux fournisseurs afin de couvrir l'ensemble des coûts. La DGEC a ainsi confirmé que « *[l]orsque les fournisseurs refactureront le coût du mécanisme aux consommateurs, ceux-ci paieront à leur tour une TVA qui se sera donc vue [sic] payée deux fois* ». Le surcoût estimé par rapport au mécanisme décentralisé est directement proportionnel à la TVA, soit 20 %.
169. S'il n'est pas exclu que le projet de loi de finances pour 2026 neutralise cette hausse par une autre mesure fiscale¹⁰⁸, celle-ci devrait être reproduite chaque année pour assurer une neutralisation pérenne. En l'état des éléments disponibles, il n'est donc pas garanti que ce surcoût soit évité.
170. Enfin, s'agissant des tarifs réglementés de vente de l'électricité (ci-après « TRVE »), ces derniers incluent une part liée à l'ARENH (avec des capacités associées à coût nul) et une composante relative au coût d'approvisionnement en garanties de capacité¹⁰⁹, établi à partir des références de prix issues du mécanisme de capacité. En l'absence d'analyse du coût total induit par le nouveau mécanisme, il ne peut, en l'état, être exclu que le niveau des TRVE augmente, dans le cas où le prix des capacités est amené à augmenter également au regard des points exposés ci-dessus.

¹⁰⁸ L'article 18 du *projet de loi de finances pour 2026* prévoit « *la compensation frottements fiscaux (rémanences de TVA) induits par la réforme du mécanisme de capacité adoptée en loi de finances pour 2025. Ainsi, conformément aux engagements pris à l'occasion de cette adoption, la réforme sera neutre pour les consommateurs. Cette compensation intégrale prend la forme d'une baisse d'accise sur l'électricité dont le montant est, pour les tarifs normaux, de 0,9 €/MWh étalée sur deux ans (-0,5 €/MWh en 2026 et -0,4 €/MWh additionnels en 2027) et, pour les tarifs réduits, de 2 €/MWh en 2026 portée à 4,5 €/MWh pour les entreprises exposées à la concurrence internationale, sous réserve du respect des minima européens. Cette différence dans les modalités de compensation s'explique, d'une part, par la capacité de lisser les effets de la réforme pour les particulier via les tarifs réglementés de ventes et, d'autre part, par la nécessité d'éviter tout va-et-vient dans les niveaux d'impositions des entreprises industrielles, pour lesquelles le bouclier fiscal prend fin le 1^{er} janvier 2026* ».

¹⁰⁹ Article L. 337-6 du code de l'énergie.

L'Autorité estime qu'une évaluation précise et étayée du coût/surcoût du mécanisme de capacité, pour le consommateur, aurait été nécessaire et, en particulier, s'agissant de la TVA supplémentaire applicable. L'Autorité n'est, en outre, pas certaine que les consommateurs finals seront incités à réduire leur consommation en période de pointe, dans la mesure où les fournisseurs ne sont pas tenus, par les règles envisagées, de transmettre le signal-prix de la capacité. Elle encourage des analyses ultérieures sur la base de la communication régulière par les principaux fournisseurs à la CRE de leur méthodologie de répercussion aux consommateurs finals du prix de la capacité.

c) L'encadrement du comportement de l'acteur détenant une position significative

171. Comme indiqué aux paragraphes 20 et 22 ci-dessus, EDF détient une large majorité des capacités du marché et une position centrale, tant du côté des exploitants qu'en tant que fournisseur d'électricité. Un tel pouvoir de marché présente des risques au regard du droit des pratiques anticoncurrentielles, notamment des risques de rétention de capacités¹¹⁰.
172. Le mécanisme actuel prévoyait des garde-fous (voir paragraphe 31 ci-dessus).
173. Dans le nouveau mécanisme, la DGEC a indiqué que la certification des capacités était obligatoire et que le volume certifié devait obligatoirement être présenté à l'enchère. Il ressort effectivement de l'article L. 316-8 du code de l'énergie que tout exploitant de capacités doit en demander la certification – obligation sanctionnable par la CRE.
174. Par ailleurs, l'article L. 316-6 du même code prévoit la possibilité d'imposer une obligation de proposer aux enchères un volume minimal ou l'intégralité de ses capacités et le projet d'article R. 316-18 précise que le dossier de demande de certification comprend notamment « [l] engagement ferme d'offrir la disponibilité [prévisionnelle] lors de l'enchère à laquelle se rapporte le guichet de certification durant lequel le dossier de demande de certification est déposé ». La DGEC a indiqué « [qu'à] l'instar du mécanisme de capacité actuel, l'obligation sera précisée dans les règles du mécanisme de capacité ».
175. L'Autorité rappelle ici l'importance de ces dispositions et rejoint l'analyse formulée lors du groupe de travail n° 14 de RTE : « [l] obligation de soumettre son volume certifié à l'enchère est une contrainte nécessaire pour se prémunir de situations d'abus de rétention de capacités. Si un acteur n'a pas vendu toute sa capacité à l'enchère PL-4 : il n'est pas tenu de proposer son volume restant à l'enchère PL-1, mais a la possibilité de le faire. Si cet acteur se recertifie à la hausse en PL-1, alors il doit soumettre l'ensemble du volume certifié non contractualisé »¹¹¹.
176. En outre, la DGEC a précisé que le volume faible de la seconde enchère et l'existence du PPI qui « 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 [l']excèderait » limiteront le risque de rétention de capacités.

¹¹⁰ Avis n° 12-A-09 précité : « L'Autorité tient à rappeler qu'une rétention de capacité de production, lorsqu'elle est le fait d'un opérateur en position dominante ou de plusieurs concurrents agissant de manière coordonnée, et en l'absence de justifications objectives, est contraire au droit de la concurrence » (paragraphe 126).

¹¹¹ Diapositive 42.

177. Enfin, comme recommandé par la CRE¹¹², son contrôle a été élargi aux manipulations de marché avec un pouvoir de sanction du CoRDiS. La CRE a précisé que : « [d]ès lors, des offres de capacité à des prix manifestement décorrélés des revenus capacitaires indispensables pour permettre le maintien en service, ou le développement des capacités en question, peuvent être considérés comme une tentative de manipulation de marché. C'est par exemple le cas si ces offres donnent des « indications fausses ou trompeuses en ce qui concerne l'offre [...] ou le prix » des produits capacitaires, ou bien si ces offres conduisent à « fixer [...] le prix [du produit capacitaire] à un niveau artificiel » (article 2, 2), a), i) et ii) du règlement n°1227/2011 ».

Au regard de ces éléments et de ceux exposés précédemment (paragraphes 70 et suivants ci-dessus), l'Autorité considère que les dispositions envisagées sont pertinentes et qu'en tout état de cause, elle restera attentive aux risques de non-respect du droit de la concurrence.

d) Les flexibilités décarbonées dans le mécanisme de capacité

178. Dans le nouveau mécanisme de capacité, les installations d'effacement et de stockage seront éligibles aux contrats pluriannuels, comme ils l'étaient aux AOLT du mécanisme en vigueur. En parallèle, le projet d'article R. 316-30 du code de l'énergie prévoit la possibilité de volumes réservés à ces installations lors de l'enchère en PL-1 : « [d]ans le but d'atteindre les objectifs nationaux de développement des installations de stockage et d'effacement de consommation, la dernière enchère organisée pour une période de livraison donnée peut inclure un volume offert exclusivement aux installations de stockage et d'effacement¹¹³ de consommation. [...] Les modalités de sélection, de rémunération et de contrôle de ces capacités prioritaires sont définies dans les règles du mécanisme de capacité français ».
179. Par ailleurs, afin de soutenir le développement de l'effacement, l'article L. 271-4 du code de l'énergie dispose que des appels d'offres « effacement » peuvent être lancés par le Gouvernement pour répondre aux objectifs publics de développement de la filière. Cet appel d'offres « effacement » (ci-après « AOE ») est ensuite devenu l'appel d'offres « flexibilités décarbonées » (ci-après « AOFD »), incluant ainsi les effacements implicites et les sites de stockage, pour des volumes en 2025 et au premier trimestre 2026, dans l'attente de la réforme du mécanisme de capacité. Ces appels d'offres, apportant une rémunération complémentaire à celle issue du mécanisme de capacité, prennent fin le 31 décembre 2025, en application des décisions de la Commission qui les ont autorisés¹¹⁴.
180. Ces appels d'offres étaient justifiés par le besoin de développer ces flexibilités « *afin d'en disposer d'un volume suffisant pour faire face à la variation de consommation nette journalière, qui s'accroît significativement avec le déploiement des énergies renouvelables intermittentes* ». Ce développement « *est indispensable pour poursuivre l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et la fermeture des dernières centrales électriques*

¹¹² Délibération n° 2024-10 précitée, la CRE recommandait de « *prévoi[r] la possibilité pour le CoRDiS de sanctionner les exploitants offrant leurs capacités à un prix manifestement décorrélé des revenus capacitaires nécessaires pour permettre le maintien en service ou le développement des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement* » (page 16).

¹¹³ La DGEC a précisé que les effacements indissociables de la fourniture pourront dorénavant participer au mécanisme, hormis ceux issus des TRV.

¹¹⁴ Voir les décisions de la Commission européenne : décision SA.48490 (2017/N) du 7 février 2018 sur les AOE ; décision SA.62006 (2021/NN) du 29 octobre 2021 sur les AOE et décision SA.107352 (2023/N) du 21 décembre 2023 sur les AOFD.

dont la source d'énergie primaire est une énergie fossile. De ce point de vue également, la mesure contribue ainsi à l'atténuation du changement climatique »¹¹⁵.

181. Ils ont donné lieu aux volumes¹¹⁶ suivants :

MW	AOE 2018	AOE 2019	AOE 2020	AOE 2021	AOE 2022	AOE 2023	AOE 2024	AOFD 2025	AOFD 2026
Volume offert	849	971	863	1785	2792	2811	2922	3033	3536
Volume retenu	733	590	770	1366	1982	2702	2922	2372	2803

182. Sur la place des flexibilités décarbonées dans le mécanisme, l'Autorité a déjà souligné le rôle des effacements dans le mécanisme de capacité : « [à] court terme, les effacements permettent d'éviter la mise en marche d'une centrale de production électrique ou, à tout le moins, de réduire momentanément la production issue de ces centrales, lorsqu'il est moins coûteux de réaliser un effacement que de produire. À plus long terme, si les effacements sont mobilisables de manière fiable et pérenne, ils permettront d'éviter la construction de centrales de pointe (ce sont les centrales construites pour répondre aux pics de demande qui n'ont lieu que quelques heures par an) »¹¹⁷. Ces constats demeurent pertinents et le sont également pour les installations de stockage. Comme exposé précédemment (paragraphe 29 ci-dessus), ces installations ont des niveaux de *missing money* rendant nécessaire leur participation au mécanisme de capacité.
183. Jusqu'ici, les AOLT du mécanisme en vigueur ont soutenu le développement des flexibilités décarbonées (voir paragraphe 126 ci-dessus) qui avaient en parallèle, accès aux AOFD, dispositif à propos duquel la Cour des comptes indique qu'il « *n'a pas pour seul objectif la sécurité d'approvisionnement mais vise aussi à atteindre les objectifs de développement d'effacement fixés par la PPE, ce qui peut conduire en théorie à octroyer des niveaux de revenu capacitaire supérieurs à la « valeur capacitaire » de la sécurité d'approvisionnement qui émerge du marché des capacités* »¹¹⁸.
184. Si l'Autorité n'est pas saisie sur la disparition des AOFD en tant que telle, elle note néanmoins que les flexibilités décarbonées n'auront plus accès à des appels d'offres spécifiques, susceptibles d'avoir des caractéristiques différentes (des prix plafonds différents, par exemple) et apportant une rémunération complémentaire à celle du mécanisme de capacité. Elles continueront à avoir accès à des contrats pluriannuels, lesquels voient leur champ d'application *a priori* élargi (voir paragraphes 133 et 134 ci-dessus).
185. L'Autorité constate ainsi que la participation des flexibilités décarbonées au mécanisme de capacité se justifie par l'objectif de sécurité d'approvisionnement et que l'objectif de leur développement est également pris en compte. L'Autorité rejoue sur ce point les réserves de

¹¹⁵ Décision SA.107352 précitée, paragraphes 11 et 12.

¹¹⁶ RTE, Rapport de synthèse sur l'appel d'offres pour 2019, page 9 ; RTE, Résultats de l'AOE 2022, diapositive 3 et RTE, Résultats de l'Appel d'Offres Flexibilités Décarbonées, diapositive 3.

¹¹⁷ Avis n° 16-A-22 précité, paragraphe 7. Voir aussi les précédents avis de l'Autorité : avis n° 12-A-19 du 26 juillet 2012 concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité et avis n° 13-A-25 du 20 décembre 2013 concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité.

¹¹⁸ Cour des comptes, Rapport public thématique précité, page 120.

la CRE sur l'opportunité de fusionner les dispositifs, bien que cette possibilité soit prévue par les textes européens, comme il sera développé ci-après.

186. Ainsi, sans pouvoir être conclusive, l'Autorité s'interroge sur l'espace économique accordé aux flexibilités décarbonées, c'est-à-dire sur l'équivalence des volumes qui étaient disponibles pour les flexibilités décarbonées dans le cadre des AOFD et du mécanisme de capacité, à travers les AOLT notamment, et ceux qui le seront dans le cadre du nouveau mécanisme, à travers notamment des nouveaux contrats pluriannuels et des volumes réservés à l'enchère PL-1 ainsi que sur l'équivalence des revenus en découlant. L'Autorité recommande un suivi particulier du nouveau mécanisme de capacité sur ce point, en vue d'atteindre l'objectif de développement des flexibilités décarbonées.
187. Les volumes réservés font l'objet d'un accueil mitigé, selon les contributions à la consultation publique de la DGEC. Ainsi, « *un grand nombre d'acteurs* » seraient défavorables à une telle priorité qui « *nuirait à la lisibilité de la formation du prix* » et soulignent que ce soutien devrait passer par un mécanisme dédié, alors « *[qu']un autre grand nombre d'acteurs* » y serait favorable. Certains répondants soulèvent, par ailleurs, le caractère tardif, pour les installations de stockage, des volumes réservés dans le mécanisme en PL-1. Certains estiment qu'un prix de *clearing* distinct devrait être prévu sur ce volume réservé alors que d'autres considèrent que cela serait contraire à la neutralité technologique.
188. La DGEC a expliqué la logique sous-jacente à ces volumes réservés, notamment par rapport à l'objectif des contrats pluriannuels : « *[s]i un projet de nouvelle capacité n'a pas été sélectionné avec un contrat pluriannuel en PL-4, il peut effectivement tenter d'obtenir un contrat annuel en PL-1, au sein de l'éventuel volume réservé aux effacements de consommation et au stockage s'il est concerné ou au sein du volume « market-wide » pour toutes les technologies. Les contrats pluriannuels et le volume réservé ne visent pas le même objectif. Les contrats pluriannuels servent à faciliter l'émergence des nouveaux actifs nécessaires à l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement, en toute neutralité technologique. Le volume réservé aux effacements et aux stockages sert à atteindre l'objectif national de développement des flexibilités décarbonées si celles-ci sont insuffisamment compétitives lors de l'enchère PL-4* ».
189. En tout état de cause, le point 22 de l'annexe I précitée prévoit : « *[s]i un État membre applique à la fois un mécanisme de capacité et une mesure de flexibilité, ou s'il a déjà mis en place une mesure de flexibilité, pour éviter les obstacles au marché ou les risques de surcompensation:*

 - a) *la capacité doit faire l'objet d'une passation conjointe de marché; ou*
 - b) *les États membres peuvent inclure dans leurs mécanismes de capacité des exigences en matière de flexibilité non fossile recensées dans l'évaluation des besoins de flexibilité [conformément à l'article 19 sexies, paragraphe 2, point c), du règlement sur l'électricité], par exemple en exigeant un volume minimal de capacités de flexibilité non fossile fournissant des services d'accélération et de décélération à court terme; ou*
 - c) *les ressources ne peuvent participer qu'à une seule mesure, soit le régime d'aide à la flexibilité non fossile, soit le mécanisme de capacité. La demande cible de chaque mesure devrait être adaptée afin de tenir compte de la participation à l'autre mesure* ».

190. La DGEC a indiqué avoir choisi la solution b). Ainsi, le volume réservé sera « *fixé sur la base de l'objectif indicatif national de flexibilité (article 19f) fixé lui-même sur la base du rapport prévu à l'article 19e de la réforme du règlement européen sur les marchés de l'électricité* » et « *[l]a logique est qu'à l'issue de l'enchère PL-4 lors de laquelle toutes les capacités sont en compétition, les autorités françaises constateront le volume de flexibilité* ».

décarbonées sélectionnées et si l'objectif indicatif national n'est pas atteint, elles réserveront lors de l'enchère PL-1 un volume prioritaire à hauteur du delta (interclassement prioritaire et prix de clearing distinct). Cette mécanique permet de maximiser la sélection des flexibilités décarbonées compétitives et de rémunérer au prix de clearing distinct de l'enchère PL-1 réservée aux flexibilités que le volume de capacité manquant pour atteindre l'objectif».

191. Le règlement n° 2019/943 prévoit une évaluation des besoins de flexibilité, selon une méthodologie définie par l'ACER¹¹⁹, effectuée tous les deux ans. Cet objectif chiffré apparaît ainsi comme une base objective de calcul du volume réservé aux flexibilités décarbonées.
192. Ce volume réservé est, en outre, susceptible d'aboutir à un prix de *clearing* distinct en PL-1. Cette possibilité est prévue par le point 14 de l'annexe I précitée qui indique : « [l]es bénéficiaires doivent être identifiés au moyen d'une procédure de mise en concurrence, les offres étant classées en fonction uniquement de leur prix par unité de capacité disponible réduite par an, et de l'aide versée en fonction du prix d'équilibre » et dont la note de bas de page précise : « [s]i des exigences en matière de flexibilité sont incluses (voir critère n° 22), des ressources plus coûteuses peuvent être sélectionnées avant une ressource moins chère si nécessaire pour satisfaire à l'exigence fixée, et un prix d'équilibre distinct est établi pour les ressources qui satisfont à l'exigence de flexibilité ».
193. Dans sa délibération n° 2025-236, la CRE met en avant « des difficultés en termes de complexité et de lisibilité » aboutissant notamment à amoindrir la qualité du « signal-prix capacitaire » (une seule courbe de demande exprimant à la fois l'objectif de sécurité d'approvisionnement et celui de développement des filières en lien avec les objectifs nationaux ; obligations différencier pour les flexibilités décarbonées qui amoindrit la comparabilité des offres)¹²⁰.

L'Autorité rejoint les réserves de la CRE sur l'opportunité de fusionner les dispositifs de soutien aux flexibilités décarbonées, bien que le dispositif envisagé entre dans le champ des possibilités offertes par le droit de l'Union. Elle s'interroge sur l'équivalence, entre le mécanisme actuel et le nouveau, des volumes accessibles et des revenus en découlant pour les flexibilités décarbonées et recommande un suivi particulier du nouveau mécanisme, en vue d'atteindre leur objectif de développement. Elle regrette, de nouveau, le renvoi aux « règles du mécanisme de capacité » pour fixer les « [l]es modalités de sélection, de rémunération et de contrôle de ces capacités prioritaires ».

¹¹⁹ Agence de l'UE pour la coopération des régulateurs de l'énergie.

¹²⁰ Délibération n° 2025-236 précitée, page 9.

Conclusion

194. L’Autorité a été saisie du projet de décret relatif au nouveau mécanisme de capacité le 26 septembre 2025 et a reçu une nouvelle version du texte le 20 novembre 2025. Elle tient ainsi à souligner qu’elle a disposé d’un temps extrêmement réduit pour instruire la demande d’avis alors même que le projet de décret aboutit à un changement structurel du mécanisme de capacité qui a, entre autres, un impact potentiel sur les coûts qui seront supportés par le consommateur final. Ce délai ne lui a pas permis d’apprécier tous les enjeux d’une modification aussi significative, d’autant que de nombreux paramètres du mécanisme sont renvoyés aux futures « *règles du mécanisme de capacité* », qui seront adoptées par arrêté. C’est dans ce contexte et sous toute réserve que l’Autorité émet un avis favorable au projet de décret.
195. L’Autorité formule toutefois plusieurs points d’attention ou commentaires, non exhaustifs :
- sur la centralisation du mécanisme autour de RTE, si l’Autorité accueille favorablement le renforcement envisagé des règles d’encadrement de RTE par la CRE, elle souligne l’importance du rôle de surveillance de la CRE, compte tenu du rôle multiple du GRT dans l’élaboration, le fonctionnement et la surveillance du mécanisme ;
 - l’Autorité, tout en soulignant le rôle déterminant attribué à la CRE, appelle l’attention du Gouvernement sur le rôle essentiel de la courbe de demande dans le mécanisme, comme déterminant primordial de son coût, et donc sur l’importance de sa définition et de ses paramètres ;
 - l’Autorité estime que le risque de collusion entre exploitants apparaît limité compte tenu de leur situation asymétrique. Elle considère que des dispositions spécifiques d’encadrement du comportement de l’opérateur détenant une position significative devraient être prévues, à l’instar de ce qui existait dans le mécanisme actuel (obligation d’offrir un certain volume de capacités aux différentes enchères pour tout acteur détenant un volume excédant 3 GW de capacités) et recommande au Gouvernement, compte tenu de la structure du marché, de s’interroger sur le degré d’information donnée aux exploitants et sur son uniformité, afin d’assurer un équilibre entre transparence et risques concurrentiels, risques d’exploitation par l’opérateur détenant une position significative principalement, s’agissant notamment de la publication de la courbe de demande dans sa forme complète et de ses hypothèses sous-jacentes ;
 - l’Autorité n’a pas identifié, dans le délai imparti, de risques concurrentiels liés à la réduction du nombre d’enchères et n’a pu se prononcer en faveur de caractéristiques du mécanisme plutôt que d’autres (*pay-as-clear* et *pay-as-bid*). Elle accueille néanmoins favorablement tout élément qui, à système *pay-as-clear* donné, favoriserait la réduction du coût supporté par le consommateur ;
 - l’Autorité rappelle que l’instauration de prix plafonds doit rester exceptionnelle et être justifiée par une défaillance de marché, en l’espèce non étayée. En tout état de cause, elle considère qu’une fixation du prix plafond global en référence au CoNE, lui-même encadré par les textes européens, semble *a priori* pertinente, sans avoir pu mener d’analyse approfondie sur la pertinence et les conséquences de l’introduction d’un facteur de sécurité, dont les détails ne sont pas connus, pour calculer ce prix plafond global. S’agissant du PPI, l’Autorité accueille favorablement son introduction afin de limiter les effets d’aubaine et *in fine* le coût pour le consommateur. Elle appelle toutefois l’attention du Gouvernement sur les conséquences des modifications envisagées pour les

investissements futurs compte tenu de l'évolution de l'encadrement réglementaire et sur l'adéquation entre l'existence du PPI et le principe de neutralité technologique. Elle rappelle l'attention à porter à la méthodologie de calcul des prix plafonds et considère qu'il est pertinent de prévoir une procédure de dérogation au PPI tout en s'interrogeant sur les délais encadrant cette procédure ;

- l'Autorité considère que le principe même des contrats pluriannuels semble justifié afin d'encourager, lorsqu'elle est nécessaire, l'émergence de nouvelles capacités offrant aux opérateurs une visibilité sur plusieurs années. Elle s'interroge en revanche sur les conséquences du champ d'application de ces contrats pluriannuels qui apparaît élargi, notamment pour les flexibilités décarbonées. L'Autorité estime, par ailleurs, que l'intégration des capacités bénéficiant de contrats pluriannuels aux enchères apparaît *a priori* bénéfique mais déplore le renvoi aux règles du mécanisme de capacité pour en fixer les modalités. L'Autorité estime proportionnée la durée prévue pour ces contrats pluriannuels, en ce qu'elle ne peut excéder ni 15 ans, ni la durée d'amortissement prévisionnelle des installations. Elle rappelle la nécessité d'un examen approfondi des projets soumis à la CRE et s'interroge sur l'équilibre entre la neutralité technologique et le souhait du Gouvernement de favoriser certains types de capacités ;
- l'Autorité regrette l'absence d'analyse spécifique des conséquences de la fin de l'ARENH sur les capacités dans l'étude d'impact et estime que l'effet sur le prix de marché des capacités dépendra en grande partie du prix proposé par EDF lors des enchères. Elle souligne également qu'elle n'a disposé ni du temps, ni des données nécessaires pour se prononcer sur les conséquences du VNU sur le mécanisme de capacité ;
- l'Autorité estime qu'une évaluation précise et étayée du coût/surcoût du mécanisme de capacité, pour le consommateur, aurait été nécessaire et, en particulier, s'agissant de la TVA supplémentaire applicable. L'Autorité n'est, en outre, pas certaine que les consommateurs finals seront incités à réduire leur consommation en période de pointe, dans la mesure où les fournisseurs ne sont pas tenus, par les règles envisagées, de transmettre à ceux-ci le signal-prix de la capacité. Dès lors, l'Autorité encourage des analyses ultérieures sur la base de la communication régulière par les principaux fournisseurs à la CRE de leur méthodologie de répercussion du prix de la capacité ;
- l'Autorité souligne qu'elle restera attentive aux risques de non-respect du droit de la concurrence, compte tenu de la présence d'un opérateur ayant une position significative ;
- compte tenu de la disparition des AOVD et de l'introduction de volumes réservés lors de la seconde enchère, l'Autorité rejoint les réserves de la CRE sur l'opportunité de fusionner les dispositifs de soutien aux flexibilités décarbonées, bien que le dispositif envisagé entre dans le champ des possibilités offertes par le droit de l'Union. Elle s'interroge sur l'équivalence, entre le mécanisme actuel et le nouveau, des volumes accessibles et des revenus en découlant pour les flexibilités décarbonées et recommande un suivi particulier du nouveau mécanisme, en vue d'atteindre leur objectif de développement. Elle regrette, de nouveau, le renvoi aux « *règles du mécanisme de capacité* » pour fixer les paramètres précis relatifs aux flexibilités décarbonées.

Délibéré sur le rapport oral de Mme Alice Delavergne et Mme Morgane Cure, rapporteuses, et l'intervention de Mme Laure Gauthier, rapporteure générale adjointe, par Mme Anne Wachsmann-Guigon, vice-présidente, présidente de séance, Mme Fabienne Siredey-Garnier, M. Thibaud Vergé et M. Vivien Terrien, vice-présidents.

La chargée de séance,

La présidente de séance,

Claire Villeval

Anne Wachsmann-Guigon

© Autorité de la concurrence