

DÉLIBÉRATION N°2025-261

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 novembre 2025 portant avis sur un projet d'arrêté relatif à l'application des II. et IV. C de l'article 175 de la loi de finances pour 2025

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

1. Contexte et saisine de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courriel reçu le 17 septembre 2025 d'un projet d'arrêté relatif à l'application des II. et IV. C de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. Une saisine rectificative a été reçue par la CRE par courriel daté du 31 octobre 2025.

Un premier arrêté¹, paru le 8 septembre 2025, décline déjà plusieurs des dispositions prévues par la loi de finances pour 2025, pour tous les contrats d'obligation d'achat (OA) ou de complément de rémunération (CR) déjà conclus, dans le cadre d'un guichet ouvert ou d'une procédure concurrentielle, ainsi que pour les futurs contrats dont la demande complète a été déposée ou dont l'avis d'appel d'offres sera publié avant le 31 décembre 2026. Ces dispositions portent notamment sur la possibilité pour les installations sous OA de participer aux mécanismes d'équilibrage du système électrique, le versement du soutien sur l'énergie corrigée des activations sur les mécanismes d'équilibrage pour les contrats d'OA et de CR, ainsi que diverses mesures relatives au calcul de la prime pour prix négatifs perçue par les installations sous contrat de CR lors de périodes de prix négatifs.

Par ailleurs, la CRE a rendu le 6 novembre 2025 un avis sur un projet de décret permettant notamment d'appliquer les dispositions de l'arrêté du 8 septembre 2025 susmentionné aux contrats conclus via un arrêté tarifaire et ceci sans limite dans le temps². S'agissant des futurs contrats conclus à la suite d'un appel d'offres (post-31 décembre 2026), les cahiers des charges applicables devront être modifiés afin d'intégrer ces mesures.

Le présent projet d'arrêté porte, lui, sur les modalités de mise en œuvre des dispositions de la loi de finances pour 2025 prévoyant :

- d'une part, à compter de l'entrée en vigueur de l'arrêté, d'autoriser les co-contractants des contrats d'OA en électricité à demander aux producteurs une baisse de leur production durant les épisodes de prix négatifs : le projet d'arrêté précise notamment la liste et les caractéristiques techniques des installations qui seraient soumises à ces demandes, ainsi que les conditions de mises en œuvre de telles baisses de production et les modalités de compensation des producteurs. Il convient de noter que les installations éoliennes en mer commerciales en service (parcs de Saint-Nazaire, Saint-Brieuc et Fécamp) reçoivent déjà depuis avril 2025 des consignes d'arrêts ou de limitations de puissance de leur acheteur obligé EDF OA, en

¹ La CRE a rendu un avis sur cet arrêté dans sa délibération n°2025-186 de la CRE du 16 juillet 2025 portant avis sur un projet d'arrêté pris en application de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 précisant les modalités de modulation de la production des installations d'énergies renouvelables soutenues.

² Délibération n°2025-241 du 6 novembre 2025 portant avis sur un projet de décret portant diverses dispositions relatives aux énergies renouvelables électriques.

application d'un avenant à leur contrat d'obligation d'achat signé début 2025. Le présent projet d'arrêté viendrait se substituer à ces avenants. ;

- de modifier les références de prix de marché pour le calcul du CR et de prévoir les cas de figure où les différents NEMO³ opérant sur le marché français de l'électricité pour livraison le lendemain présentent des prix différents, et ceci à compter de l'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire pour les installations dont les demandes complètes de contrat ont été déposées avant le 31 décembre 2026 et pour les installations lauréates d'appels d'offres dont l'avis a été publié avant le 31 décembre 2026. Le cadre réglementaire actuel permet déjà la reprise de telles dispositions pour les futurs arrêtés et cahiers des charges.

La mise en œuvre opérationnelle de ces dispositions (liste des acheteurs obligés mettant en œuvre ces dispositions, rythme de sollicitation des installations entrant dans le champ de l'arrêté au démarrage du dispositif, niveau des prix proposés par les acheteurs obligés sur le marché spot...) sera précisée par la CRE, notamment dans le cadre de la délibération méthodologique relative à l'évaluation des CSPE, les dispositions du présent arrêté ayant un lien direct avec le montant des CSPE qui sont versées aux cocontractants (le corpus législatif/réglementaire ne prévoit pour le moment qu'une possibilité pour les acheteurs obligés de mettre en place des arrêts/limitations).

2. Arrêt des installations bénéficiant d'un contrat d'achat lors des épisodes de prix négatifs

2.1. Installations concernées

2.1.1. Présentation des dispositions du projet d'arrêté

Le II de l'article 175 de la loi de finances pour 2025 établit que les cocontractants des contrats d'OA peuvent demander aux producteurs l'arrêt ou la limitation de production de tout ou partie des installations de production si cela permet de réduire les charges de service public de l'électricité (CSPE). Il prévoit que la puissance des installations pouvant être soumises à cette obligation « *ne peut inférieure à 10 mégawatts* ».

En application de ces mêmes dispositions, l'article 2 du projet d'arrêté détermine les caractéristiques des installations pouvant être soumises à cette obligation :

- les installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, implantées au sol ou sur bâtiment, hangar ou ombrière dont la puissance installée est supérieure ou égale à 12 mégawatts-crête pour les installations dont la puissance installée est définie en mégawatts-crête ;
- les installations éoliennes implantées à terre ou en mer dont la puissance installée est supérieure à 10 mégawatts, à l'exception des installations lauréates de l'appel à projets « fermes pilotes éoliennes flottantes » lancé en août 2015 par l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) dans le cadre du Programme d'Investissements d'Avenir. Pour les installations éoliennes en mer, les dispositions s'appliquent à l'ensemble des tranches des installations dont le premier contrat de tranche a pris effet depuis au moins six mois.

2.1.2. Analyse de la CRE

En cohérence avec les signaux de marché et dans un objectif de réduction des CSPE, la CRE estime qu'il est souhaitable de viser un volume le plus large possible de grandes installations sous OA pouvant être amenées à limiter leur production en période de prix négatifs. Les caractéristiques de certaines filières de production et leur potentiel relativement limité en matière de nombre d'installations peuvent néanmoins justifier certaines exceptions. Ces considérations sont déclinées par filière dans les sous-parties suivantes.

³ « *Nominated electricity market operator* », ou opérateurs désignés du marché de l'électricité.

Par ailleurs, la CRE estime qu'il sera pertinent de prévoir une montée en charge progressive s'agissant des limitations demandées aux producteurs, afin de limiter les risques éventuels sur le système électrique et sur la gestion opérationnelle (risques d'écarts au démarrage) du périmètre des acheteurs obligés concernés. La CRE veillera à ce que cette montée en charge se fasse dans les meilleurs délais possibles.

Filières mentionnées dans le projet d'arrêté

Photovoltaïque

S'agissant des installations photovoltaïques, l'article 175 de la loi de finances pour 2025 n'explicite pas si le seuil de puissance s'apprécie en puissance installée ou en puissance crête. Le projet d'arrêté adopte une interprétation conservatrice en adoptant un seuil en puissance crête de 12 MWc, la CRE identifie environ 450 MWc d'installations photovoltaïques présentant une puissance crête supérieure.

La CRE prend acte du choix d'adopter un seuil en puissance-crête de 12 MWc. Elle recommande fortement d'abaisser ce seuil à 10 MWc, ce qui permettrait d'augmenter massivement le gisement d'installations photovoltaïques flexibles pour le porter à 2,3 GWc.

Eolien terrestre

La CRE accueille favorablement les dispositions relatives à la participation des installations éoliennes terrestres aux consignes d'arrêts et de limitations demandées par les acheteurs obligés, la définition adoptée maximise le gisement flexible au regard des dispositions légales.

Eolien en mer

Le projet d'arrêté exclut explicitement les installations éoliennes en mer lauréates de l'appel à projets « fermes pilotes éoliennes flottantes » lancé en août 2015 par l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME).

La CRE est favorable à cette exclusion : ces installations pilotes ont principalement pour but d'éprouver la technologie de l'éolien flottant dans l'optique de son déploiement pour les parcs éoliens en mer commerciaux, il n'est dès lors pas souhaitable que leur mode de fonctionnement soit trop altéré par des arrêts, d'autant que la puissance concernée reste réduite⁴.

S'agissant des parcs éoliens en mer commerciaux bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat, le projet d'arrêté prévoit que l'arrêt ou la limitation de production s'applique à l'ensemble des tranches des installations dont le premier contrat de tranche a pris effet depuis au moins six mois⁵. En conséquence, il serait possible que des parcs éoliens en mer soient soumis à des contraintes d'arrêt ou de limitation sans que la totalité de l'installation soit en service. Les développeurs des parcs en service ou en construction font état de difficultés à contrôler les arrêts ou limitations de puissance à la maille de chaque tranche, indiquant qu'un tel contrôle se fait à la maille du parc.

La CRE considère qu'il serait possible de simplifier le projet d'arrêté en prévoyant que les obligations d'arrêts ou de limitations de puissance s'appliquent aux parcs éoliens en mer dès un mois après leur mise en service complète.

⁴ Le projet Provence Grand Large présente une puissance installée de 25,2 MW et les projets EolMed et Eoliennes Flottantes du Golfe du Lion de 30 MW chacun.

⁵ Les parcs éoliens en mer lauréats des procédures concurrentielles AO1 et AO2 sont chacun divisés en trois tranches (ou ensemble d'éoliennes), chaque tranche fait l'objet d'un contrat de soutien propre et dispose d'un système de comptage propre.

Filières non mentionnées dans le projet d'arrêté

La CRE note que le projet d'arrêté exclut plusieurs filières du champ d'application des demandes d'arrêt ou de limitation de puissance lors des épisodes de prix négatifs, parmi lesquelles les installations de production d'électricité à partir de biomasse et de biogaz, l'hydroélectricité et les installations de cogénération à partir de gaz naturel. Le tableau ci-dessous détaille le potentiel par filière au périmètre d'EDF OA.

Tableau 1 – Segmentation par filière des installations sous OA au périmètre d'EDF OA au 1^{er} janvier 2026 (source : CRE à partir de données EDF OA)

| | Puissance globale des installations de puissance supérieure à 10 MW ⁶ | Puissance globale selon la liste et les caractéristiques techniques reprises par le projet d'arrêté |
|-----------------------------|--|---|
| Photovoltaïque | 2,3 GWc | 450 MWc |
| Eolien terrestre | 5,2 GW | 5,2 GW |
| Eolien en mer ⁷ | 3,0 GW | 2,9 GW |
| Cogénération au gaz naturel | 160 MW | / |
| Hydroélectricité | 22 MW | / |
| Biomasse | 460 MW | / |
| Biogaz | 27 MW | / |
| Autres | 30 MW | / |

Il convient de noter que le parc des installations éoliennes terrestres et photovoltaïques de plus de 10 MW sous OA est voué à diminuer dans les prochaines années.

Production d'électricité à partir de biomasse

Les installations de production d'électricité à partir de biomasse sous OA devraient représenter environ 0,6 GW en 2026, dont près de 460 MW d'installations de plus de 10 MW de puissance installée. Ces installations présentent des contraintes de rampes importantes comparativement aux filières éoliennes ou photovoltaïques, ce qui réduit de fait le potentiel flexible exploitable. A titre d'exemple, en prenant en compte des rampes de l'ordre de 60 % par heure⁸, le potentiel flexible mobilisable entre deux pas de temps de 15 minutes ne représenterait qu'une fraction de la puissance installée. La durée des arrêts demandés peut également impacter de manière notable le rythme de redémarrage de ces installations⁹.

Enfin, s'il était souhaité de faire participer ces installations aux consignes d'arrêts ou de limitations de production, la CRE considère nécessaire de mener des travaux supplémentaires sur le bon dimensionnement de la compensation qui serait versé à ces installations, dans la mesure où leur tarif d'achat est dimensionné pour couvrir le coût des intrants, qui ne seraient finalement pas consommés en cas d'arrêts ou limitations de puissance.

La CRE prend donc acte de l'absence de mention à ce stade aux installations de production d'électricité à partir de biomasse.

⁶ Pour la filière photovoltaïque, un seuil de 10 MWc a été considéré, ne correspondant donc pas aux dispositions légales prévoyant un seuil de puissance installée de 10 MW.

⁷ Pour la filière éolienne en mer, les chiffres reprennent la totalité des projets susceptibles de bénéficier de contrat d'OA, y compris les projets qui entreraient en service au-delà de 2026.

⁸ Valeurs cohérentes avec la base de données JRC Open Power Plants Database (JRC-PPDB-OPEN). European Commission, Joint Research Centre (JRC).

⁹ Selon la durée de l'arrêt, la centrale peut réaliser un démarrage à chaud (rapide) ou un démarrage à froid (plus lent car nécessitant de réactiver la chaudière)

Cogénérations au gaz naturel

Les cogénérations au gaz naturel bénéficiant d'un contrat d'OA devraient représenter en 2026 une puissance installée de 1,4 GW, dont environ 160 MW d'installations de puissance installée supérieure à 10 MW. La CRE avait souligné, dans sa délibération du 16 juillet 2025 susmentionnée, les difficultés d'interaction entre la réduction de la production électrique lors des épisodes de prix négatifs et les besoins du client chaleur, ce qui n'empêche pas pour autant les installations de cogénérations sous contrat de CR de s'arrêter en épisodes de prix négatifs pour toucher la prime associée. La CRE note néanmoins que si les clients chaleur des installations en contrat de CR pouvaient anticiper que la fourniture de chaleur puisse être altérée périodiquement (des incitations à s'arrêter en épisode de prix négatifs étant prévues dans les cahiers des charges), il n'en est pas de même pour les clients chaleur des installations sous contrat d'OA.

La CRE prend acte de l'absence de mention aux installations de cogénération au gaz naturel, notant que cette filière représente un gisement de flexibilité limité comparativement aux installations photovoltaïques et éoliennes.

Alternativement, il pourrait être envisagé de prévoir dans l'arrêté que les acheteurs obligés puissent solliciter les cogénérations au gaz naturel pour réduire leur production électrique, en prévoyant pour ces installations un talon de production élevé (de l'ordre de 30 %) compatible avec le maintien de la fourniture de chaleur.

Production d'électricité à partir de biogaz

Les installations de production d'électricité à partir de biogaz sous OA devraient représenter environ 370 MW en 2026 dont 27 MW pour les installations dont la puissance installée dépasse 10 MW. Il est donc cohérent que cette filière ne soit pas visée prioritairement pour participer aux arrêts ou limitations de production, au regard des adaptations opérationnelles nécessaires pour l'acheteur obligé afin de permettre la participation de nouvelles filières au dispositif d'arrêt/limitation (idem hydroélectricité).

La CRE prend acte de l'absence de mention aux installations de production d'électricité à partir de biogaz, compte-tenu des faibles volumes associés comparativement aux adaptations opérationnelles nécessaires pour l'acheteur obligé afin de permettre la participation de nouvelles filières.

Hydroélectricité

Les installations hydroélectriques bénéficiant de contrats d'obligation d'achat et de puissance installée supérieure à 10 MW représentent une puissance totale de 22 MW en 2026. Il est donc cohérent que cette filière ne soit pas visée prioritairement pour participer aux arrêts ou limitations de production, au regard des adaptations opérationnelles nécessaires pour l'acheteur obligé afin de permettre la participation de nouvelles filières au dispositif d'arrêt/limitation. La CRE note également que cette filière peut être soumise à des contraintes environnementales relatives à la stabilité du débit dans le cours d'eau, qui peut être affectée en cas d'arrêt de production¹⁰.

La CRE prend acte de l'absence de mention aux installations hydroélectriques, compte-tenu des faibles volumes associés comparativement aux adaptations opérationnelles nécessaires pour l'acheteur obligé afin de permettre la participation de nouvelles filières, et au vu des contraintes environnementales encadrant leur fonctionnement.

¹⁰ Comme indiqué par la CRE dans son rapport sur la mise en place du complément de rémunération, moins de la moitié des installations sous complément de rémunération s'éteignent actuellement lors des périodes de prix négatifs.

2.2. Temporalité des arrêts et limitations de production demandés par les acheteurs obligés

2.2.1. Présentation des dispositions du projet d'arrêté

Périodes durant lesquelles les arrêts ou limitations sont demandés

Le II de l'article 2 du projet d'arrêté définit les périodes au cours desquelles les acheteurs obligés peuvent demander à des installations d'arrêter ou réduire leur production. Les termes suivants sont définis :

- une « unité de temps » correspond à celle qui est en vigueur sur la plateforme de marché organisé français : il s'agit à ce jour d'un pas de 15 minutes ;
- l'« épisode d'arrêt ou de limitation » est constitué d'une succession d'unités de temps consécutives ainsi que, le cas échéant, des pas de 5 minutes situés avant ou après la succession d'unités de temps, pendant lequel l'acheteur obligé demande l'arrêt ou la limitation de la production de l'installation ;
- un « intervalle de validation » est une unité de temps, avec les exceptions suivantes :
 - pour les installations éoliennes en mer, le premier intervalle de validation d'un épisode d'arrêt ou de limitation correspond à la première unité de temps de cet épisode à laquelle s'ajoute le pas de 5 minutes la précédant ; le dernier intervalle de validation d'un épisode d'arrêt ou de limitation correspond à la dernière unité de temps de cet épisode à laquelle s'ajoute le pas de 5 minutes la suivant ;
 - s'agissant des installations éoliennes terrestres et photovoltaïques, l'arrêté prévoit qu'elles puissent être divisées en deux groupes par l'acheteur obligé :
 - pour un premier groupe d'installations, le premier intervalle de validation d'un épisode d'arrêt ou de limitation correspond à la première unité de temps de cet épisode à laquelle s'ajoute le pas de 5 minutes la précédant ;
 - pour un second groupe d'installations le dernier intervalle de validation d'un épisode d'arrêt ou de limitation correspond à la dernière unité de temps de cet épisode à laquelle s'ajoute le pas de 5 minutes la suivant.

Il est également indiqué que les producteurs doivent faire leurs meilleurs efforts pour ne pas anticiper les demandes de variation de production en amont du premier intervalle de validation de l'épisode, ni au-delà du dernier intervalle de validation.

Intervalle de contrôle du respect des consignes d'arrêt ou de limitation

Le IV de l'article 2 du projet d'arrêté détaille les conditions de respect par une installation d'une consigne d'arrêt ou de limitation sur un intervalle de validation.

Le contrôle est réalisé sur la puissance corrigée de l'installation, définie dans le projet d'arrêté comme la puissance produite de l'installation corrigée des participations au mécanisme d'ajustement¹¹, aux services systèmes¹² et aux services de flexibilité¹³ des gestionnaires de réseaux.

Dans le cas général, le contrôle du respect de la consigne sur un intervalle de validation est réalisé en comparant la puissance corrigée moyenne de l'installation sur cet intervalle de validation avec la consigne transmise par l'acheteur obligé. Les exceptions suivantes sont prévues par le projet d'arrêté :

- pour les parcs éoliens en mer, est considérée la moyenne de la puissance corrigée de l'installation en excluant les deux premiers pas de temps de 5 minutes pour le premier intervalle de validation d'un épisode d'arrêt ou de limitation, et en excluant les deux derniers pas de temps de 5 minutes pour le dernier intervalle de validation d'un épisode d'arrêt ou de limitation ;

¹¹ Mentionné à l'article L. 321-10 du code de l'énergie.

¹² Mentionnés à l'article L. 321-11 du code de l'énergie.

¹³ Mentionnés à l'article L. 322-9 du code de l'énergie.

- pour les installations photovoltaïques et éoliennes terrestres, est considérée la moyenne de la puissance corrigée de l'installation en excluant le premier pas de temps de 5 minutes pour le premier intervalle de validation d'un épisode d'arrêt ou de limitation, et en excluant le dernier pas de temps de 5 minutes pour le dernier intervalle de validation d'un épisode d'arrêt ou de limitation.

D'autres exceptions sont prévues en cas de changement de consigne au cours d'un même épisode d'arrêt ou de limitation :

- pour les parcs éoliens en mer, le dernier pas de 5 minutes précédant le changement de consigne et le premier pas de 5 minutes suivant le changement de consigne sont exclus du calcul de la puissance corrigée moyenne sur les intervalles de validation concernés ;
- pour les installations éoliennes terrestres et photovoltaïques, et à partir du 1^{er} janvier 2028 :
 - pour les installations du premier groupe tel que défini ci-dessus, le dernier pas de 5 minutes de l'intervalle de validation précédant immédiatement le changement de consigne est exclu du calcul de la puissance moyenne sur l'intervalle de validation concerné ;
 - pour les installations du second groupe ou pour l'ensemble des installations en l'absence de répartition, le premier pas de 5 minutes de l'intervalle de validation suivant immédiatement le changement de consigne est exclu du calcul de la puissance moyenne sur l'intervalle de validation concerné.

2.2.2. Analyse de la CRE

Le projet d'arrêté met en œuvre un échelonnement des arrêts ou limitations de production pouvant être demandé par les acheteurs obligés au-delà des premières et dernières unités de temps d'un épisode d'arrêt ou de limitation : les dispositions précitées visent à ce que les variations de production soient réparties sur une période $[t-5 \text{ minutes} ; t+5 \text{ minutes}]$ où t représente le début de la première unité de temps d'un épisode d'arrêt ou de limitation, la fin de la dernière unité de temps d'un épisode d'arrêt ou de limitation, ou un changement de consigne au cours d'un même épisode de limitation.

L'intérêt principal de cette disposition est qu'elle permettrait de lisser les variations de puissance pour les installations bénéficiant d'un contrat d'OA. Celles-ci présentent une puissance importante (cf. Tableau 1) et la mise en place d'arrêts ou limitations de puissances pour ces installations lors de périodes de prix négatifs fait ainsi peser sur la gestion de l'équilibre du système par RTE des contraintes au moment des variations de puissance si celles-ci se concentrent au même moment. Il peut ainsi s'avérer pertinent de rendre plus progressives ces variations de puissances.

La mise en œuvre d'un tel échelonnement s'appuie sur deux dispositions : la temporalité des consignes données par les acheteurs obligés aux installations, différenciées entre parcs éoliens en mer et installations éoliennes terrestres et photovoltaïques (le cas échéant divisées en deux groupes) et des plages de tolérances au cours desquelles la puissance corrigée de l'installation n'est pas exploitée pour évaluer le respect de la consigne d'arrêt ou de limitation. L'interaction entre ces dispositions est représentée schématiquement dans la figure ci-après.

Le diagramme illustre la gestion de la puissance corrigée d'un parc éolien en mer. L'axe vertical représente la puissance corrigée, et l'axe horizontal représente le temps, divisé en périodes de 5 unités. Le diagramme est divisé en trois zones de puissance : Eolien en mer (rose), EnR terrestre - Groupe 1 (vert) et EnR terrestres - Groupe 2 (bleu). Les zones de puissance sont divisées en sections de 'Pas de consigne', 'Pas de contrôle', 'Contrôle puissance moyenne' et 'Contrôle puissance'. Les périodes de 'Reprise' et 'Arrêt' sont indiquées par des lignes verticales pointillées.

| Zone | Temps | État | Contrôle |
|---------------------------|----------|----------------------------|-----------------|
| Eolien en mer | -15 à -5 | Pas de consigne | Pas de consigne |
| | -5 à 0 | Pas de contrôle | |
| | 0 à 5 | Contrôle puissance moyenne | |
| | 5 à 10 | Pas de consigne | |
| EnR terrestre - Groupe 1 | -15 à -5 | Pas de consigne | Pas de consigne |
| | -5 à 0 | Pas de contrôle | |
| | 0 à 5 | Contrôle puissance moyenne | |
| | 5 à 10 | Pas de consigne | |
| EnR terrestres - Groupe 2 | -15 à -5 | Pas de consigne | Pas de consigne |
| | -5 à 0 | Pas de contrôle | |
| | 0 à 5 | Contrôle puissance moyenne | |
| | 5 à 10 | Pas de consigne | |

Cet échelonnement entraîne par ailleurs un décalage temporel entre les consignes d'arrêts et les signaux de marché : en effet, en considérant que les arrêts ou limitations de puissance seraient demandés par les acheteurs obligés pendant des unités de temps où les prix de marché sont négatifs, l'échelonnement revient :

- d'une part à réduire la production sur les pas de temps de 5 minutes encadrant une succession d'unités de temps pour lesquelles un arrêt ou une limitation est demandée, alors que les prix de marché sont positifs sur ces pas de temps ;
- d'autre part à maintenir de la production sur le premier et le dernier pas de temps de 5 minutes d'une succession d'unités de temps pour lesquelles un arrêt ou une limitation est demandée, bien que les prix de marché soient négatifs sur ces pas de temps.

A ce stade et vu le périmètre limité à un stock d'installations sous OA, cet impact apparaît de second ordre en regard des enjeux de sécurité opérationnelle du réseau identifiés par RTE lors de ces épisodes d'arrêts de production. La CRE s'attend par ailleurs à ce que les CSPE diminuent dans tous les cas en comparaison à la situation actuelle où les installations sous OA ne reçoivent pas de consignes d'arrêt ou de limitation lors des épisodes de prix négatifs. Enfin, le meilleur échelonnement des variations de puissances de ces installations est susceptible de réduire les coûts supportés par les consommateurs via le TURPE liés à une moindre activation de moyens de flexibilité comparativement à une situation où l'arrêt des installations de production d'énergie renouvelable bénéficiant d'un contrat d'OA ne serait pas échelonné.

Compte-tenu de ce qui précède, la CRE est favorable à la définition des épisodes d'arrêts ou de limitations et aux intervalles de contrôle de la puissance, visant à permettre un échelonnement des variations de puissances liées aux consignes d'arrêts ou limitations émises par les acheteurs obligés.

La CRE juge nécessaire de réaliser un retour d'expérience sur ces modalités d'échelonnement afin de vérifier notamment que les installations ont bien la capacité de répondre aux signaux de manière optimale pour atteindre l'objectif visé. La CRE propose donc que l'arrêté prévoie explicitement la conduite de ce premier bilan d'ici la fin de l'année 2026 par le ministère en charge de l'énergie.

En complément, l'opportunité d'une correction des déséquilibres induits par l'échelonnement des arrêts pourrait également être étudiée par RTE à l'occasion de ce retour d'expérience.

La réalisation d'un retour d'expérience sur l'échelonnement des arrêts des installations sous OA est un préalable nécessaire à une éventuelle extension du mécanisme d'échelonnement aux installations sous CR (à moins que le besoin pour le système électrique d'étendre cette mesure aux installations sous CR s'avère manifeste avant de réaliser ce retour d'expérience), d'autant plus que plusieurs mesures visant les contrats CR ont récemment été mises en place, qui contribuent à répondre aux problématiques rencontrées par RTE¹⁴.

2.3. Modalités de demande par les acheteurs obligés des arrêts ou limitations de production

2.3.1. Présentation des dispositions du projet d'arrêté

Le III de l'article 2 définit comment les acheteurs obligés peuvent demander l'arrêt ou la limitation de production des installations.

Jusqu'au 31 décembre 2027, les acheteurs obligés peuvent demander l'arrêt ou la limitation des installations au plus tard à 16h30 la veille de la date de livraison pour l'unité de temps concernée. A partir du 1^{er} janvier 2028, l'acheteur obligé pourra le demander au plus tard deux heures avant l'unité de temps concernée.

Pour chaque intervalle de validation, l'acheteur obligé émet une consigne à chaque installation :

- pour les installations photovoltaïques et éoliennes terrestres, sous la forme d'un coefficient α compris entre 0 (pas de demande d'arrêt ou de limitation) et 1 (demande d'arrêt complet). Jusqu'au 31 décembre 2027 le coefficient alpha ne peut prendre que les valeurs 0 ou 1 : ces installations ne peuvent donc pas se voir demander un arrêt partiel. A partir du 1^{er} janvier 2028 les acheteurs obligés pourront demander des consignes de limitation à ces installations en leur communiquant un coefficient alpha compris entre 0 et 1, au centième près.
- pour les installations éoliennes en mer, sous la forme d'une puissance cible P ne pouvant être inférieure à 20 MW, correspondant à la puissance maximale que demande l'acheteur obligé. Les arrêts partiels des installations éoliennes en mer seraient donc permis dès l'entrée en vigueur de l'arrêté.

Le projet d'arrêté prévoit également que le producteur acquitte sa prise de connaissance de la consigne et ajuste son programme de production pour la suivre ; et que les modalités techniques et opérationnelles de transmission des échanges entre producteur et acheteur obligé pour la mise en œuvre de ces consignes sont communiquées par l'acheteur obligé.

¹⁴ En particulier : possibilité d'un arrêt partiel du parc global français sous CR, mise en place de tolérances de production (temporelles et en volume), participation des énergies renouvelables aux mécanismes d'équilibrages.

2.3.2. Analyse de la CRE

Heure limite de transmission de la consigne d'arrêt ou de limitation

S'agissant de l'heure limite de transmission par les acheteurs obligés des consignes d'arrêt ou de limitation, des producteurs ont signalé que celle-ci était incompatible avec les délais de transmission des programmes d'appels, fixés à 16h30. La CRE rappelle néanmoins que les programmes d'appels peuvent être modifiés jusqu'à 2 heures avant la livraison (1h15 à partir du T1 2026).

La CRE est favorable à la décision de fixer au démarrage du dispositif à 16h30 l'heure limite de transmission par les acheteurs obligés des consignes d'arrêt ou de limitation pour le lendemain. Au démarrage du dispositif, cet horaire de transmission constitue néanmoins un horaire maximum en cas de problème opérationnel ; la CRE veillera à ce que les acheteurs obligés transmettent la consigne au plus tôt après le retour du marché Spot.

L'arrêté permet de porter cette heure limite à 2 heures avant le début de l'unité de temps concernée par la consigne d'arrêt ou de limitation, uniquement à compter du 1^{er} janvier 2028. Cette évolution permettrait à l'acheteur obligé d'optimiser la gestion de son périmètre d'équilibre non seulement au regard du marché spot, mais également avec le marché intrajournalier, ce qui est souhaitable par transitivity pour les finances publiques. Une telle évolution requiert des adaptations dans les dispositifs de contrôle des installations et dans les systèmes de communication entre producteurs et acheteurs obligés. L'horizon temporel prévu par l'arrêté laisse néanmoins deux années pour réaliser de tels développements. La CRE note par ailleurs que l'arrêté ne contraint pas un tel fonctionnement, il s'agit d'une possibilité laissée à l'acheteur obligé.

La CRE accueille donc favorablement la possibilité laissée à l'acheteur obligé, à partir du 1^{er} janvier 2028, de demander l'arrêt ou la limitation aux installations de production au plus tard deux heures avant le début de l'unité de temps concernée.

Consignes à destination des installations terrestres

Les dispositions du projet d'arrêté prévoient, dans un premier temps, uniquement des demandes d'arrêts complets des installations photovoltaïques et éoliennes terrestres, avec une consigne d'arrêt α binaire jusqu'au 31 décembre 2027.

Dans l'objectif d'optimiser la gestion de son périmètre d'équilibre, un acheteur obligé peut souhaiter un arrêt partiel du portefeuille d'installations rattachées à son périmètre d'équilibre. S'il dispose d'un portefeuille suffisamment étoffé d'installations dans son périmètre d'équilibre (comme le périmètre d'équilibre d'EDF OA), l'arrêt partiel de son portefeuille peut être approché en demandant un arrêt complet pour une partie seulement des installations rattachées à son périmètre d'équilibre.

Le projet d'arrêté prévoit qu'à partir du 1^{er} janvier 2028 le coefficient α peut prendre une valeur entre 0 et 1, avec un pas de 0,01. Les retours de certains producteurs font état de difficultés à ce jour pour procéder à des arrêts partiels, le délai de deux ans prévu par l'arrêté donne un délai d'adaptation à ces installations pour mettre en place les outils permettant de suivre des consignes d'arrêt partiel. Cette évolution donnera également davantage de marges de manœuvre pour les acheteurs obligés dans les demandes d'arrêt ou de limitation des installations leur étant rattachées, principalement pour l'activation des installations de plus grande taille.

Afin de tenir compte des contraintes qui pourraient peser sur les producteurs pour adapter leurs installations à des arrêts partiels d'ici le 1^{er} janvier 2028, la CRE estime qu'il pourrait alternativement être envisagé de limiter cette possibilité aux installations dont la puissance dépasse 20 MW ou 20 MWc : cela concernerait une dizaine d'installations dans le périmètre d'EDF OA.

Consignes à destination des installations éoliennes en mer

Les parcs éoliens en mer en service (St-Nazaire, Fécamp et St-Brieuc) ont signé courant 2025 un avenant à leur contrat de soutien, permettant à EDF OA (acheteur obligé de ces parcs) de les solliciter pour des arrêts ou limitations de production. Le retour d'expérience associé a montré la capacité de ces parcs à s'arrêter sur instruction de l'acheteur obligé, le cas échéant partiellement. Les avenants prévoyaient par ailleurs un plancher dans la puissance cible demandée par l'acheteur obligé : celle-ci ne pouvait être inférieure à 30 MW.

Le projet d'arrêté reprend la possibilité pour l'acheteur obligé de demander un arrêt partiel de parc, et réduit à 20 MW le plancher de la puissance cible demandée. La mise en œuvre de ce talon avait pour objectif de permettre aux installations de maintenir une rotation des éoliennes, afin de réduire l'usure que pourraient induire les arrêts sur les fondations des parcs en mer. Dans le cadre d'échanges avec des producteurs, certains ont indiqué qu'un plancher de 24 MW serait plus approprié aux caractéristiques techniques de leurs parcs.

La CRE accueille favorablement ces dispositions, et est ouverte à ce que le plancher de la puissance cible pouvant être demandée par l'acheteur obligé soit rehaussé à un niveau de 24 MW.

2.4. Contrôle de la puissance corrigée comparativement à la consigne transmise

2.4.1. Présentation des dispositions du projet d'arrêté

Le IV de l'article 2 du projet d'arrêté détaille les conditions de respect par une installation d'une consigne d'arrêt ou de limitation sur un intervalle de validation.

Installations photovoltaïques et éoliennes terrestres

Le projet de décret prévoit qu'une installation éolienne terrestre ou photovoltaïque est réputée respecter la consigne d'arrêt ou limitation dès lors que la puissance corrigée moyenne de l'installation sur un intervalle de validation donné – tel que décrit en section 2.2 – est strictement inférieure à la valeur

$$P_{max} * ((1 - \alpha) + 0,01)$$

Où Pmax est la puissance installée de l'installation, dont l'arrêté renvoie la définition aux cahiers des charges d'appels d'offres¹⁵ et aux arrêtés tarifaires¹⁶, et α la consigne d'arrêt ou de limitation transmise par l'acheteur obligé.

Ainsi, le projet d'arrêté prévoit un seuil de tolérance de 1 % de la puissance installée pour apprécier le respect de la consigne d'arrêt ou de limitation de l'acheteur obligé.

Installations éoliennes en mer

Le projet de décret prévoit qu'une installation éolienne en mer est réputée respecter la consigne d'arrêt ou limitation dès lors que la puissance corrigée moyenne de l'installation sur un intervalle de validation donné est strictement inférieure à

$$P + 0,02 * P_{max}$$

Où Pmax correspond à la somme des puissances installées des tranches de l'installation, et P la consigne d'arrêt ou de limitation transmise par l'acheteur obligé.

Ainsi le projet d'arrêté prévoit un seuil de tolérance de 2 % de la puissance installée pour apprécier le respect de la consigne d'arrêt ou de limitation de l'acheteur obligé.

¹⁵ Pour les contrats conclus en application du 1° de l'article L. 311-12 du code de l'énergie ou de l'article 8 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

¹⁶ Mentionnés à l'article R. 314-12 du code de l'énergie pour les contrats conclus en application de l'article L. 314-1 ou de l'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

2.4.2. Analyse de la CRE

La mise en place de seuils de tolérance permet de limiter le risque pour le producteur de perdre sa rémunération pour des raisons techniques¹⁷ lorsque l'acheteur obligé demande l'arrêt ou la limitation de production de son installation.

Un seuil de tolérance de 1 % est retenu pour apprécier l'absence de production des installations éoliennes en mer sous contrat de CR, égal à celui mis en place pour les installations éoliennes terrestres et photovoltaïques sous contrat de CR.

La CRE n'identifie pas de raison technique à date qui justifierait un seuil différent entre la filière de l'éolien en mer (2 %) et celle de l'éolien à terre (1 %) s'agissant des installations sous OA. La CRE recommande donc homogénéiser les seuils de tolérance entre les filières, à un niveau de 1 % ou 2 %.

2.5. Montant de la compensation accordée aux producteurs en cas d'arrêts ou limitations de puissance

2.5.1. Présentation des dispositions du projet d'arrêté

Le projet d'arrêté prévoit que l'énergie éventuellement injectée lors d'un pas de temps pendant lequel l'acheteur a envoyé au producteur un signal d'arrêt ou de limitation ne sera pas rémunérée au titre du contrat d'achat et ne sera pas prise en compte dans le calcul de l'énergie plafonnée ou de la durée réelle de fonctionnement¹⁸ le cas échéant.

Comme cela est détaillé par la suite, le producteur perçoit néanmoins une compensation correspondant au versement du tarif sur une estimation normative de son productible, sur chaque intervalle de validation où il respecte la consigne d'arrêt ou de limitation tel que détaillé en partie 2.2. (intervalles de 15 ou 20 minutes). Par ailleurs, l'estimation normative de la perte de production est également prise en compte dans le calcul de l'énergie plafonnée ou de la durée réelle de fonctionnement.

Installations photovoltaïques et éoliennes terrestres

Sur chaque intervalle de validation, la compensation correspond à la puissance installée de l'installation multipliée par un facteur de charge normatif et par la durée de l'intervalle de validation. Ce facteur de charge normatif est calibré à 50 % pour les installations photovoltaïques et à 35 % pour les installations éoliennes à terre.

La compensation est versée mensuellement¹⁹ en évaluant le respect de la consigne d'arrêt ou de limitation à partir des données de production de l'installation non corrigées de l'éventuelle participation de l'installation aux services système ou au mécanisme d'ajustement. Celle-ci fait ensuite l'objet d'une régularisation annuelle en prenant en compte ces corrections dans l'évaluation du respect de la consigne. Les intervalles de validation compensés sont ainsi recalculés à la hausse ou à la baisse et le tarif prévu par le contrat au dernier jour de l'année contractuelle est appliqué à ces évolutions (et non le tarif applicable à l'intervalle de validation).

¹⁷ Parmi les cas de figure visés, les installations peuvent être confrontées (i) à un résidu de production en fin de rampe d'arrêt de production, ou (ii) à des épisodes au cours desquels la production résiduelle excède l'énergie autoconsommée par les auxiliaires du parc, l'alimentation de ces auxiliaires devant être maintenue pour assurer un redémarrage rapide de l'installation.

¹⁸ Notion notamment utilisée pour calculer le tarif applicable lors des 5 dernières années dans le cadre des contrats éolien à terre dits E06, E08 et E14 et dans le cadre de l'éolien en mer pour le tarif applicable chaque mois qui dépend du niveau de production.

¹⁹ Dans le cadre des contrats de CR, la compensation de la perte de production est versée au printemps de l'année N+1. Cette différence peut s'expliquer par le fait que pour l'OA, l'acheteur dispose des courbes de charge pour chaque installation et peut donc calculer le respect de la consigne mensuellement alors que, s'agissant du CR, le respect de l'arrêt est évalué par le gestionnaire de réseau qui transmet annuellement cette information au co-contractant.

Certaines clauses des contrats concernés par le projet d'arrêté seraient également impactées par les écrêtements de production : par exemple certains contrats peuvent prévoir une modification du tarif au-delà d'un certain plafond de production, ou bien peuvent prévoir que le tarif lors des années suivantes de contrat peut être influencé par la durée de fonctionnement lors des années précédentes. Le projet d'arrêté précise que l'estimation normative de la perte de production qui fait l'objet d'une compensation lors du versement mensuel est bien prise en compte pour l'application de ces clauses.

Pour l'application du plafonnement en énergie (photovoltaïque uniquement), l'énergie produite hors intervalle de validation et l'énergie compensée sur les intervalles de validation sont comptabilisées chronologiquement et le tarif de référence prévu contractuellement au-delà du plafond est pris en compte pour les intervalles de validation intervenant postérieurement à l'atteinte du plafond.

S'agissant de la prise en compte des régularisations de l'estimation de la perte de production pouvant faire l'objet d'une compensation :

- pour les installations photovoltaïques, les volumes compensés au titre de la régularisation annuelle ne sont pas comptabilisés pour calculer à quel moment de l'année le plafond est atteint, mais le volume à compenser ainsi corrigé est cependant rémunéré à partir du tarif prévu au-delà du plafond si celui-ci est atteint lors de l'année contractuelle ;
- pour les installations éoliennes à terre, les volumes compensés au titre de la régularisation annuelle sont bien comptabilisés au titre de la durée annuelle de fonctionnement.

Installations éoliennes en mer

La rémunération de l'installation lors des périodes d'arrêt ou de limitation est calculée chaque mois à d'une estimation normative du potentiel de production de l'installation lors de la période d'arrêt ou de limitation.

Pour chaque intervalle de validation (15 ou 20 minutes), cette estimation normative correspond à la moyenne entre la puissance corrigée²⁰ de l'installation lors des 5 minutes situées juste avant la période d'arrêt (succession de plusieurs intervalles de validation) et celle lors des 5 minutes situées juste après cette période (« méthode des trapèzes »). Cette estimation de production théorique est plafonnée par le volume maximal d'énergie qu'aurait pu produire l'installation en tenant compte des indisponibilités publiées le cas échéant par le producteur au titre des obligations liées au règlement REMIT.

2.5.2. Analyse de la CRE

Le projet d'arrêté définit une compensation visant à limiter les effets sur les revenus du producteur des arrêts ou limitations de production, dès lors qu'il parvient à respecter la consigne d'arrêt ou de limitation envoyée par l'acheteur. En cas de non-respect de cette consigne sur un intervalle de validation (15 ou 20 minutes), le producteur subit néanmoins une perte de rémunération qui reste limitée à chaque intervalle non validé : au sein d'un même épisode d'arrêt, le producteur peut par exemple valider seulement certains intervalles de validation.

L'atteinte de la neutralité du point de vue du producteur dépend néanmoins du bon calibrage de l'estimation normative de perte de production pour chaque filière.

Installations photovoltaïques et éoliennes terrestres

L'estimation de la perte de production à partir d'un facteur de charge i) stable dans la durée et ii) unique pour chaque filière n'apparaît pas satisfaisante. En effet, la perte de production des producteurs lors des épisodes de prix négatifs dépend de nombreux facteurs qui ne sont pas pris en compte avec cette méthode :

- la disparité des facteurs de charge au sein d'une filière ;
- la corrélation entre la production des installations d'une filière et la survenance d'épisode de prix négatifs qui peut fortement évoluer au cours du temps.

²⁰ Puissance corrigée de la participation éventuelle aux mécanismes d'équilibrage du système.

La CRE considère qu'une compensation fondée sur une estimation plus dynamique de la perte de production serait préférable, en lien avec ses préconisations portant sur le dimensionnement de la prime pour prix négatifs pour les contrats de CR, publiées dans un rapport récent dédié au bilan de la mise en place du complément de rémunération en France²¹. Dans ce rapport, la CRE a considéré que :

- [1] pour la filière photovoltaïque, une estimation dynamique des facteurs de charge de toutes les installations situées dans une même zone géographique à partir uniquement des données météorologiques pourrait être envisagée ;
- [2] pour la filière éolienne à terre, une méthode dite des « trapèzes » semble la plus pertinente, car elle permet de prendre en compte la disparité des facteurs de charge au sein de la filière mais serait cependant implémentable qu'à moyenne échéance. C'est cette méthode qui est par ailleurs retenue dans le projet d'arrêté pour les installations éoliennes en mer. Elle implique cependant des développements importants de la part des gestionnaires de réseau et d'EDF OA pour être mise en œuvre à grande échelle ; une analyse des coûts et bénéfices plus détaillée devrait alors être menée. A plus court terme, une estimation à partir des données météorologiques d'une zone géographique donnée, pourrait également être mise en œuvre.

Une méthode dynamique semble cependant difficilement envisageable d'un point de vue opérationnel à l'échéance du lancement du dispositif en 2026.

La CRE recommande donc de prévoir dans l'arrêté une compensation normative (tenant compte des recommandations qui suivent sur leur dimensionnement) jusqu'en 2027, et la mise en œuvre d'une compensation dynamique de la perte de production à partir du 1^{er} janvier 2028.

Au cas où l'arrêté prévoirait de maintenir une compensation selon des facteurs de charge normatifs au-delà de 2028, il serait pertinent qu'il prévienne la possibilité de réviser ces facteurs à horizon 2028 en cas d'évolutions notables de la corrélation entre la production d'une filière et les prix négatifs.

La CRE s'est également attachée à objectiver les facteurs normatifs considérés dans le projet d'arrêté, de 50 % pour le solaire photovoltaïque sous OA et de 35 % pour l'éolien à terre sous OA, afin qu'ils soient cohérents avec les périodes de prix négatifs observées récemment.

Pour cela, la CRE a analysé le facteur de charge lors des heures de prix négatives à la maille de l'ensemble du périmètre d'EDF OA entre début 2024 et le 31 mai 2025 (échantillon de 458 heures de prix négatifs). Les heures pendant lesquelles le facteur de charge de la filière (installations sous OA uniquement) est inférieur à 1 % ne sont pas prises en compte : la CRE s'assurera en effet, dans le cadre de la mise en œuvre opérationnelle de ce processus, qu'aucun ordre d'arrêt ne sera envoyé si la prévision de production de la filière est nulle (il ne serait pas souhaitable qu'un parc solaire soit compensé à hauteur de 50 % pour un ordre d'arrêt qui serait envoyé en pleine nuit).

Elle aboutit ainsi aux facteurs de charge moyens suivants par filière :

| | Eolien à terre | Photovoltaïque |
|-----------------------------------|----------------|----------------|
| 2024 | 24 %-28 % | 38 % |
| 2025 (jusqu'à fin octobre) | 17 %-23 % | 42 %-44 % |

NB : les fourchettes correspondent à deux méthodes d'estimation distinctes : l'une prend en compte l'ensemble des prix strictement inférieurs à 0 et l'autre les prix strictement inférieurs à -10c€/MWh (heures qui correspondront vraisemblablement aux demandes d'arrêt pour l'obligation d'achat).

La CRE recommande de baisser le facteur de charge normatif retenu aux niveaux suivants pour les années 2026 et 2027 :

- 25 % pour l'éolien à terre ;
- 45 % pour le solaire photovoltaïque.

²¹ Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir, Juin 2025.

La CRE considère que les facteurs de charge retenus à leur niveau actuel conduiraient à une surcompensation des producteurs dont le surcôt par rapport à la proposition de la CRE pourrait être entre 20 M€²² à 40 M€²³ au total sur les années 2026 et 2027.

Pour les années postérieures à 2028, la CRE recommande de revoir la méthode de compensation afin que celle-ci soit plus dynamique et permettra une plus juste compensation de la perte de production effective de l'installation.

S'agissant des modalités opérationnelles de versement de la compensation, la CRE recommande, pour la régularisation, de recalculer l'intégralité des clauses du contrat en prenant en compte l'énergie corrigée et de soustraire les sommes déjà versées.

Cela implique notamment :

- de prendre en compte les corrections pour recalculer à quel moment de l'année le plafonnement est atteint s'agissant du solaire photovoltaïque. En pratique cela permet de rémunérer un épisode validé a posteriori à un niveau de tarif qui ne prend pas en compte une indexation qui interviendrait ultérieurement ;
- d'appliquer aux éventuels épisodes validés/invalidés du fait des corrections le tarif de référence applicable lors de ce pas de temps et non celui applicable au dernier jour de l'année contractuelle considérée. En pratique, cela implique d'appliquer le plafonnement plus tôt dans l'année, car il est plus probable qu'un épisode soit in fine validé en prenant en compte les corrections plutôt que l'inverse.

La CRE recommande par ailleurs d'expliciter certains passages du projet d'arrêté en précisant les dispositions suivantes :

- l'énergie produite lors de pas de temps hors périodes d'arrêt et postérieurs à l'atteinte du plafond en additionnant l'énergie produite et l'énergie compensée est également rémunérée à partir du tarif prévu au-delà du plafond ;
- pour les intervalles de validation sur lesquels le producteur n'a pas respecté la consigne, l'estimation normative de la perte de production n'est pas comptabilisée pour le comptage de l'énergie plafonnée ou pour la durée de fonctionnement (en effet le producteur n'a pas perçu de compensation pour cette estimation normative).

Installations éoliennes en mer

La CRE accueille favorablement la méthode de compensation retenue pour la filière éolienne en mer, qui permet une estimation fine de la perte de productible prenant en compte les caractéristiques de chaque parc et la corrélation entre la production de la filière et la survenance de prix négatifs.

Cette méthode est celle retenue en pratique depuis le printemps 2024 pour les parcs ayant accepté de signer un avenant à leur contrat anticipant l'adoption du présent projet d'arrêté. Elle n'engendre pas de complexité opérationnelle importante du fait du nombre limité de parcs concernés (six).

Les responsables de certains parcs éoliens en mer ont fait part de difficultés techniques pour réaliser un arrêt complet en 10 minutes. La CRE recommande de ne pas faire évoluer la consigne d'une plage d'arrêt entre [t-5 minutes ; t+5 minutes] dans la mesure où i) la plupart des parcs concernés parviennent en pratique à réaliser un arrêt ou redémarrage complet en 10 minutes dans le cadre des arrêts demandés depuis avril 2025 et où ii) une modification de cette consigne conduirait à des variations de production systématiquement en dehors de la plage [t-5 minutes ; t+5 minutes] (d'où des difficultés pour l'équilibrage du système – cf. partie 2.2).

²² Estimation réalisée à partir de la fourchette haute proposée par la CRE (25 % pour l'éolien à terre et 45 % pour le PV), 200 heures d'arrêt par an, une puissance installée concernée de l'ordre de 5,5 GW et un tarif d'achat moyen de l'ordre de 100 €/MWh (correspond à une approximation de la moyenne du tarif d'achat dont bénéficient les installations concernées au titre de 2024). A noter qu'entre le 18 novembre 2024 et le 17 novembre 2025, les prix ont été inférieurs à -0,1€/MWh pendant 227,25 heures (heures qui devraient vraisemblablement correspondre aux demandes d'arrêt pour les installations sous OA).

²³ Estimation réalisée à partir de la fourchette basse proposée par la CRE (20% pour l'éolien à terre et 40% pour le PV), 400 heures d'arrêt par an, une puissance installée concernée de l'ordre de 5,5 GW et un tarif d'achat moyen de l'ordre de 100 €/MWh.

La CRE estime pertinent que certains aménagements de la formule de compensation soient envisagés pour la rendre indépendante des contraintes d'arrêt (au même titre que la compensation prévue pour les filières solaire photovoltaïque et éolienne terrestre) et limiter les conséquences pour les producteurs s'ils ne parviennent pas à réaliser les adaptations techniques nécessaires à l'atteinte d'une durée d'arrêt/de redémarrage complet en 10 minutes.

Ces aménagements pourraient être les suivants :

- en cas d'arrêt légèrement anticipé ou de redémarrage tardif, l'effet sur la puissance moyenne lors des 5 minutes avant ou après la période d'arrêt pourrait être important, réduisant ainsi le montant de la compensation sur toute la période d'arrêt. Le producteur pourrait alors être amené à « sacrifier » le premier et le dernier intervalle de validation pour ne pas prendre ce risque (perte de 40 minutes de rémunération). Pour limiter cet effet, le trapèze pourrait être calculé sur une période plus longue : par exemple la puissance moyenne du parc 15 minutes avant et après la période d'arrêt au lieu de 5 minutes actuellement ;
- dans le cas d'un quart d'heure de prix positif isolé au sein d'une séquence d'intervalles d'arrêts, le producteur devrait atteindre son potentiel de production maximal au cours de ce quart d'heure pour ne pas perdre de rémunération sur l'ensemble de la séquence d'arrêt. Il pourrait alors être amené à « sacrifier » les intervalles de validation situés avant et après le quart d'heure isolé pour ne pas prendre ce risque (perte de 40 minutes de rémunération). Pour limiter cet effet, les quarts d'heures de prix positifs isolés au sein d'une séquence d'arrêt pourraient être exclus pour le calcul du trapèze.

Avec ces aménagements, le producteur conserverait une incitation économique à respecter la plage d'arrêt entre [t-5 minutes ; t+5 minutes] s'il parvenait effectivement à moduler sa production en 10 minutes, mais limiterait ses pertes s'il n'y parvenait pas complètement.

3. Définition du prix spot dans les contrats de compléments de rémunération

3.1. Présentation des dispositions du projet d'arrêt

L'article 175 de la loi de finances pour 2025 prévoit que dans l'ensemble des contrats de CR la référence à la « *bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France* » soit remplacée par « *plateforme de marché organisé français de l'électricité pour une livraison le lendemain* ».

Le projet d'arrêt précise la manière dont est calculée cette référence de prix pour l'application de cette disposition en cas de prix différents entre les différents NEMO opérant sur le marché français de l'électricité pour livraison le lendemain.

La référence de prix retenue pour un pas de temps de marché correspond :

- au prix résultant du couplage des marchés européens dans le cas ou au moins l'un de ces opérateurs participe au couplage unique ;
- à la moyenne des prix résultant des enchères organisées par chacun de ces opérateurs, pondérée par les volumes échangés sur chaque plateforme lorsqu'aucun des opérateurs ne participe au couplage unique.

Cette disposition s'applique à compter de l'entrée en vigueur du projet d'arrêt pour l'ensemble des contrats de complément de rémunération engagés²⁴ par l'Etat avant fin 2026.

²⁴ Dépôt de la demande de contrat dans le cadre d'un guichet ouvert ou publication de l'avis d'appel d'offres.

3.2. Analyse de la CRE

Cette évolution vise notamment à prendre en compte le retour d'expérience de la journée du 26 juin 2024, lors de laquelle le prix Spot issus des deux NEMO opérant sur le marché français ont divergé : l'un des NEMO n'a pas participé au couplage européen journalier du fait d'une défaillance technique.

L'article 175 et le projet d'arrêté permettent de clarifier la référence applicable et de préciser la manière dont s'appliquent les contrats de CR dans ces cas de figure.

Les modalités retenues dans le présent projet d'arrêté sont identiques à celles recommandées par la CRE en août 2024 dans son avis sur les cahiers des charges des procédures dites « AO7 » et « AO8 » relatives à deux parcs éoliens en mer²⁵ et adoptées dans le cahier des charges de ces procédures. Celles-ci ont également déjà été retranscrites dans le cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque dit « AO simplifié »²⁶ relatif à l'appel d'offres et devraient également l'être dans l'ensemble des nouveaux dispositifs de soutien attribués.

La CRE est ainsi favorable à ces modalités.

Le projet d'arrêté mentionne cependant l'utilisation de cette référence de prix uniquement pour le calcul du prix de marché de référence M_0 .

La CRE recommande que l'arrêté précise que cette même référence de prix soit également utilisée dans le cadre du calcul de l'énergie produite sur les périodes de prix Spot positifs E_i et pour le versement de la prime pour prix négatifs.

²⁵ Délibération de la CRE du 29 août 2024 portant avis sur deux projets de cahiers des charges relatifs à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°2/2022 portant sur une installation d'éoliennes en mer posées de production d'électricité en Sud-Atlantique au large de l'île d'Oléron et à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°3/2022 portant sur un second projet d'installation d'éoliennes en mer posées au large de la Normandie au sein de la zone « Centre Manche ».

²⁶ Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments ou ombrières de puissance supérieure à 100 kWc et inférieure à 500 kWc ».

Avis de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courriel reçu le 17 septembre 2025 d'un projet d'arrêté relatif à l'application des II. et IV. C de l'article 175 de la loi de finances pour 2025. Une saisine rectificative a été effectuée par courriel le 31 octobre 2025.

Ce projet d'arrêté permet, d'une part, aux acheteurs obligés de demander aux installations sous contrat d'obligation d'achat (OA) la limitation de leur production durant les épisodes de prix négatifs et, d'autre part, de modifier les références de prix de marché pour le calcul du complément de rémunération (CR).

La CRE est favorable à ce projet d'arrêté, dont elle recommande l'adoption rapide, dans un contexte d'amplification des occurrences de prix négatifs. La mise en œuvre opérationnelle de ces dispositions devra être précisée par la CRE, notamment dans le cadre d'une délibération méthodologique relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie (CSPE).

S'agissant de la définition des installations susceptibles d'être sollicitées par les acheteurs obligés pour des arrêts ou limitations de puissance, la CRE estime qu'il est souhaitable de viser un volume le plus large possible de grandes installations sous OA pouvant être amenées à limiter leur production en période de prix négatifs, en cohérence avec les signaux de marché et dans un objectif de réduction des CSPE ; en conséquence, elle :

- prend acte du seuil en puissance-crête de 12 MWc de participation des installations photovoltaïques, mais recommande fortement de l'abaisser à 10 MWc ;
- prend acte de l'exclusion du champ de l'arrêté des filières autres qu'éoliennes et photovoltaïques du fait de contraintes identifiées ou d'un potentiel limité ;
- estime qu'il sera pertinent de prévoir une montée en charge progressive s'agissant des limitations demandées aux producteurs, afin de limiter les risques éventuels sur le système électrique et sur la gestion opérationnelle du périmètre des acheteurs obligés concernés. La CRE veillera à ce que cette montée en charge se fasse dans les meilleurs délais possibles.

Par ailleurs, la CRE accueille favorablement les dispositions définissant les épisodes d'arrêts ou de limitations et les intervalles de contrôle de la puissance, visant à permettre un échelonnement des variations de puissances liées aux consignes d'arrêts ou limitations émises par les acheteurs obligés. La CRE recommande que l'arrêté prévienne explicitement qu'un retour d'expérience sera mené par le ministère en charge de l'énergie d'ici la fin de l'année 2026, qui pourra servir de base à une éventuelle extension de l'échelonnement aux contrats de CR.

La CRE émet également un avis favorable sur les modalités de demande par les acheteurs obligés des arrêts ou limitations de production. Elle considère que la faculté pour les installations terrestres de pouvoir réaliser des arrêts partiels pourrait être limitée aux installations de plus de 20 MW ou 20 MWc.

S'agissant du contrôle de la puissance corrigée, la CRE recommande d'homogénéiser les seuils de tolérance d'injection des installations sous contrat d'OA à 1 ou 2 % de la puissance installée.

La CRE accueille favorablement la méthode d'estimation de la compensation accordée aux producteurs éoliens en mer en cas d'arrêts ou limitations de puissance (méthode dite des « trapèzes »), et est ouverte à une adaptation de cette méthode pour la rendre indépendante des contraintes d'arrêt. Cependant, s'agissant de la compensation accordée aux producteurs pour les installations éoliennes terrestres et photovoltaïques, la CRE émet plusieurs recommandations :

- une mise en œuvre à partir du 1^{er} janvier 2028 d'une estimation plus dynamique de la perte de productible compensée, pour qu'elle reflète plus fidèlement le niveau réel de la perte de productible des installations ;
- une réduction sur la période 2026-2027 des facteurs de charges normatifs de compensation de la perte de productible à 25 % pour les installations éoliennes terrestres et 45 % pour les installations photovoltaïques afin de se rapprocher des conditions économiques réelles des producteurs et réduire le coût pour les CSPE ; prévoir par ailleurs la réévaluation de ces facteurs de charge à horizon 2028 si la proposition ci-dessus de mettre en œuvre une estimation plus dynamique de la perte de productible d'ici 2028 n'était pas retenue ;

- la prise en compte de l'énergie corrigée dans l'intégralité des clauses du contrat pour la régularisation annuelle ;
- la clarification de certains passages du projet d'arrêté relatifs aux interactions avec les dispositions de plafonnement de la production pouvant exister dans certains contrats.

Enfin, la CRE accueille favorablement les dispositions adaptant la définition de la référence de prix de marché M_0 des contrats de CR et recommande qu'elle soit également utilisée pour définir d'autres variables des contrats de CR.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE.

Délibéré à Paris, le 27 novembre 2025.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON