RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

DÉLIBÉRATION N°2026-214

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 novembre 2026 portant avis sur un projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale

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

Lorsque le ministre chargé de l'énergie recourt à la procédure d'appel d'offres, l'article R. 311-14 du code de l'énergie prévoit qu'il élabore un cahier des charges qu'il soumet à l'avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). En application de ces dispositions, la CRE a été saisie par courrier le 15 octobre 2026, d'un projet de cahier des charges pour un appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale dit « AO PPE3 Neutre ».

L'AO PPE3 Neutre s'inscrit dans la continuité de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale (AO PPE2 Neutre) qui a fait l'objet de cinq périodes entre juillet 2022 et septembre 2026, pour un volume appelé total de 2 500 MW/MWc. Le dépôt des offres de la dernière période s'est achevé le 16 octobre 2026.

Les principales évolutions prévues dans le projet de cahier des charges de ce nouvel appel d'offres par rapport à celui applicable à la 5ème période de l'AO PPE2 Neutre sont :

- les modalités de rémunération via le complément de rémunération, avec le passage à une référence de prix de marché non pondéré ;
- les modalités de versement de la prime pour prix négatifs ;
- les modalités de classement des offres et de candidature.

Le projet de cahier des charges intègre aussi un critère d'éligibilité relatif à la résilience de l'approvisionnement, en application du Règlement (UE) 2024/1735[1], dit « Règlement NZIA » et de ses actes d'exécution pour les filières photovoltaïques et éolien à terre, déjà introduit dans certains appels d'offres dits « PPE2 ».

Enfin, le projet de cahier des charges contient plusieurs évolutions d'ordre technique ou précédemment recommandées par la CRE, sur lesquelles la présente délibération ne revient pas.

[1] Règlement (UE) 2024/1735 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 relatif à l'établissement d'un cadre de mesures en vue de renforcer l'écosystème européen de la fabrication de produits de technologie « zéro net » et modifiant le règlement (UE) 2018/1724

Sommaire

1 Modalités de rémunération via le complément de rémunération et passage à une référence de prix non pondérée (M_0 non pondéré) 3
1.1 Impact du passage au M_0 non pondéré pour les producteurs 3
1.2 Impact sur les finances publiques 5
1.3 Impact sur la production de l'installation 6
1.4 Prix plafond et contexte actuel des filières solaires et éolien à terre 8
1.5 Avis de la CRE sur le M_0 non pondéré 9
2 Modalités de rémunération via la prime pour prix négatifs 10
2.1 Evolution des pas de temps de versement 11
2.2 Evolution de la franchise d'heures de prix négatifs non compensées par l'Etat 12
2.3 Suppression de la condition d'arrêt de production pour le versement de la prime pour prix négatifs 12
2.4 Evolution du facteur de charge pour les filières photovoltaïque et éolienne à terre 13
3 Modalités de classement des offres et de candidature 13
3.1 Modalités de notation et de classement des offres 13
3.2 Evolution du périmètre d'éligibilité 14
3.3 Suppression de la distinction des terrains d'implantation pour le photovoltaïque au sol 15
4 Autres modifications du cahier des charges et recommandations techniques 15
4.1 Indemnités de résiliation 15
4.2 Règle de distance 16

1 Modalités de rémunération via le complément de rémunération et passage à une référence de prix non pondérée (M_0 non pondéré)

Dans son rapport sur bilan sur la mise en place du complément de rémunération en France[2] publié en juin 2025 (apport CR), la CRE a détaillé les enjeux liés au paramétrage du complément de rémunération (CR), et notamment ceux liés au choix de la référence de prix (M_0).

Cette référence de prix permet notamment de répartir les risques liés à la valeur de la production soutenue entre l'Etat et les producteurs pendant les pas de temps de versement du CR. Dans le cadre des AO PPE2, pour les filières photovoltaïque (PV) et éolien à terre, ces références de prix étaient pondérées par un profil moyen de production[3] (M_0 filière), conduisant ainsi l'Etat à être exposé au phénomène de cannibalisation[4].

Dans ce rapport, la CRE a recommandé « *d'expérimenter un M_0 non pondéré dans l'appel d'offres technologiquement neutre, afin de permettre une meilleure comparabilité des offres et d'expérimenter, sur des volumes limités, la manière dont les producteurs apprécient le risque de cannibalisation et de faciliter le développement de projets couplés avec du stockage* ». La CRE a renouvelé cette recommandation dans sa délibération relative à l'instruction de la 4ème période de l'AO PPE2 Neutre[5]

Le projet de cahier des charges prévoit le passage à une référence de prix non pondérée (« M_0 non pondéré ») pour l'ensemble des filières éligibles (PV, éolien à terre et hydroélectricité), sur un volume appelé de 500 MW/MWc. En effet, le M_0 proposé correspond à la moyenne des Prix Spot positifs ou nuls sur les pas de temps de versement du CR, cette référence est donc indépendante de la filière de production soutenue. Ce M_0 fait porter aux projets lauréats de cet appel d'offres le risque de cannibalisation sur les périodes de prix positifs.

1.1 Impact du passage au M0 non pondéré pour les producteurs

Au moment de sa candidature à l'appel d'offres, un producteur doit proposer un tarif de référence ayant pour but de couvrir les coûts complets de son installation sur la durée du contrat d'achat (20 ans)[6], qui intègrent notamment les frais d'agrégation et les coûts de financement.

Cette partie détaille les potentielles évolutions de coûts pour les producteurs liées au transfert de l'Etat vers les producteurs du risque d'écart entre le M_0 non pondéré et le M_0 filière (qui comprend l'effet de cannibalisation), ainsi que les solutions permettant de mitiger ce risque.

Evolution des contrats d'agrégation

Les frais d'agrégation intègrent principalement les coûts d'équilibrage et les écarts entre le prix moyen capté par le producteur et le M_0 (écarts au M_0), et dépendent généralement de la référence de prix utilisée dans le contrat de CR[7].

Actuellement, les producteurs contractualisent sur quelques années les écarts au M_0 du contrat d'achat en échange de frais d'agrégation (qui peuvent être fixes en €/MWh ou dépendant des prix de marché). Ces frais sont calculés par rapport au risque d'écart entre le profil de production du parc par rapport au profil moyen de la filière.

L'agrégateur cherche ensuite à limiter ses risques notamment via la composition de son portefeuille. Le passage à un M_0 non pondéré va donc surenchérir les frais d'agrégation pour prendre en compte le

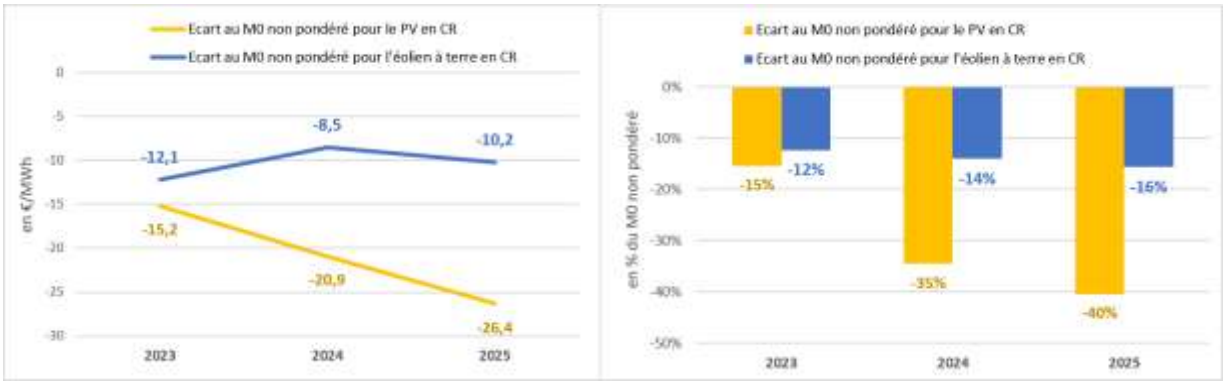
[2] Bilan de la CRE sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir
[3] Cela n'était pas le cas pour la filière hydroélectricité
[4] Phénomène de baisse de la valeur d'un profil de production d'une technologie sur le marché de gros liée à une augmentation de la part de cette technologie dans le mix électrique.
[5] Délibération de la CRE du 18 novembre 2025 portant décision relative à l'instruction des dossiers de candidature à la quatrième période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale
[6] Tout en assurant une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités (articles L. 314-4 et L. 314-20 du code de l'énergie)
[7] Pour rémunérer son activité, l'agrégateur peut ainsi facturer au producteur soit (i) des frais d'agrégation fixes en €/MWh, soit (ii) lui transférer une partie du risque d'évolution des coûts d'agrégation en facturant des frais dépendants des prix de marché

risque de d'écart entre le M_0 non pondéré et le M_0 filière et le risque résiduel, pour l'agrégateur, lié à la difficulté de composer un portefeuille entièrement dérisqué.

Or, comme la CRE l'avait souligné dans son rapport sur la mise en place du complément de rémunération, les contrats d'agrégation ont en moyenne une durée allant de 1 à 3 ans, inférieure à celle du contrat de complément de rémunération. Cela peut donc entraîner une évolution des frais d'agrégation pendant la période de soutien.

Par rapport à un projet équivalent soutenu par un M_0 filière, le passage à un M_0 non pondéré pourrait conduire à faire évoluer les contrats d'agrégation, via (i) une augmentation de la prime de risque payée par les producteurs sur la durée d'un contrat et (ii) un raccourcissement de la durée de ces contrats en raison de l'incertitude portant sur l'évolution de l'écart entre le M_0 non pondéré et le M_0 filière.

Figure 1 - Evolution des écarts au M_0 non pondéré pour les filières PV et éolien terrestre soutenues en CR (en €/MWh à gauche et en % du M_0 non pondéré à droite)



Evolution des conditions de financement

Les contrats d'agrégation étant susceptibles d'évoluer plus fréquemment, et en intégrant une part plus importante des coûts totaux des projets en raison du risque supplémentaire transféré au producteur, les conditions de financement d'un projet M_0 non pondéré – dont les revenus sont moins stables - sont moins favorables qu'un projet équivalent soutenu par un M_0 filière.

Un projet soutenu par un M_0 non pondéré pourrait donc avoir des coûts de financement plus élevés et une part de dette moins importante en raison des risques intrinsèques portés, par rapport à son équivalent soutenu par un M_0 filière.

Une réduction possible du risque via l'intégration de moyen de stockage

Depuis plusieurs années, la baisse de prix des batteries électrochimiques a permis leur développement sans soutien public sur le réseau ou « derrière le compteur ». Dans le cadre de la mise en place d'un M_0 non pondéré, l'ajout d'une batterie permet au producteur PV, en déplaçant une partie de sa production, de capter un prix se rapprochant, voire dépassant en moyenne celui capté par un profil en base.

Pour réduire le risque supplémentaire (et donc des primes de risques associées) lié au passage à un M0 non pondéré, un producteur peut optimiser son prix capté via l'intégration de moyen de stockage permettant de déplacer une partie de la production solaire lors des périodes de la journée avec les prix les plus élevés.

Comme la CRE l'avait noté dans sa note sur le développement des installations couplant solaire photovoltaïque de plus de 100 kWc et stockage stationnaire[8] (Note PV Stockage), le développement de batteries colocalisées avec une installation PV peut en effet s'avérer pertinent dans certaines situations (notamment en cas d'optimisation des coûts de raccordement ou de contribution à limiter certaines congestions locales).

[8] Note : développement des installations couplant solaire photovoltaïque de plus de 100 kWc et stockage stationnaire

Néanmoins, le délai relativement court entre l'annonce du lancement de l'AO PPE3 Neutre et la période de candidature à la première période, pourrait empêcher les porteurs de projets de réaliser les ajustements nécessaires pour candidater dans des conditions optimales, en particulier pour les porteurs de projet souhaitant ajouter du stockage à une installation PV déjà en projet : ces derniers doivent notamment obtenir une nouvelle autorisation d'urbanisme et demander une nouvelle estimation du coût et des conditions de raccordement auprès du gestionnaire de réseau.

A titre exceptionnel, uniquement pour cette période et compte tenu du faible délai de prévenance du lancement de cet appel d'offres, la CRE recommande **:**

- **de permettre aux projets hybrides de candidater sans que l'autorisation de la partie stockage ait été obtenue au moment du dépôt de l'offre ;**
- **d'adapter les conditions de prélèvement de la garantie financière pour les projets hybrides n'ayant pas obtenu d'autorisation d'urbanisme pour la partie stockage.**

1.2 Impact sur les finances publiques

Le passage à un M_0 non pondéré transfère aux producteurs lauréats des filières PV et éolien de cet appel d'offres le risque d'écart avec le M_0 non pondéré (comprenant notamment le risque de cannibalisation sur les périodes de prix positifs), qui est porté par l'Etat dans le cas d'un M_0 filière.

Pour les projets lauréats, le coût budgétaire de l'énergie produite lors des heures de prix positifs[9] porté par les charges de service public de l'énergie (CSPE) dépendra de l'écart entre la moyenne mensuelle des prix Spot positifs (identique pour toutes les filières) et les tarifs de référence proposés par les candidats, sur la durée du contrat de soutien.

Les tarifs de référence proposés par les candidats tiendront compte des éléments évoqués au paragraphe 1.1 et permettront de donner une estimation du coût du risque supplémentaire transféré de l'Etat aux producteurs, par rapport à un M_0 filière.

L'Etat ne disposant pas à ce jour de couverture contre le risque de cannibalisation, le passage à un M_0 non pondéré pour une période d'appel d'offres de projets permet :

- de réduire l'exposition du budget de l'Etat aux écarts entre le M_0 non pondéré et le M_0 filière, qui comprend les phénomènes de cannibalisation ;
- de mettre davantage les différentes typologies d'installation dans des conditions homogènes de concurrence par rapport à leur valeur pour le système électrique ;
- de favoriser l'essor de projets couplant production et stockage par batterie si le couplage est rentable pour mitiger le risque de cannibalisation et sans soutien versé supplémentaire. L'essor des batteries permettrait également de réduire la profondeur de la cannibalisation (y compris lors des périodes de prix négatifs) et d'avoir un effet bénéfique sur la partie du portefeuille dont le risque est porté par l'Etat.

Le passage au M_0 non pondéré répond donc tout d'abord à un objectif de réduction de l'exposition de l'Etat au risque de cannibalisation. Il se matérialisera par une économie de CSPE si la somme des primes de risque estimées sur la durée du contrat de soutien par l'ensemble des producteurs est inférieure à l'écart entre le M_0 non pondéré et le M_0 filière des filières concernées.

[9] La prime pour prix négatifs (objet de la partie 2) fait l'objet d'un coût budgétaire qui ne dépend pas de la production effective du parc. Elle n'est donc pas visée ici.

1.3 Impact sur la production de l'installation

Situations de marché créant une incitation à moduler la production en période de prix positifs[10]

Comme la CRE l'a souligné dans son rapport sur la mise en place du complément de rémunération, dans certaines conditions de marché, lors desquelles le prix spot et l'effet de cannibalisation sont très élevés, le passage à un M_0 non pondéré crée une incitation à arrêter la production pendant des périodes de prix positifs. Ces incitations de modulation de la production sont sous-optimales, à la fois d'un point de vue du système électrique et des CSPE.

En effet, à chaque pas de temps *p* du marché concerné par le versement d'un soutien sur l'énergie produite (i.e. en dehors pas de temps de versement de la prime pour prix négatifs), un producteur soutenu via un tarif de référence *T* dont le coût marginal de production peut être considéré comme nul, perçoit les revenus suivants :

$$Revenus_{\ Prix>0}\ (p) = (T - M_0) + Prix\ capté\ par\ le\ parc(p) \quad (1)$$

La condition à respecter pour que les revenus soient positifs un pas de temps p donné est donc que :

$$Prix\ capté\ par\ le\ parc(p) > M_0 - T \quad (2)$$

Il existe donc des situations de marché – lorsque l'écart entre le M_0 non pondéré et le prix capté sont supérieurs au tarif d'achat – dans lesquelles le producteur n'est pas incité à produire, ce qui est sous-optimal pour le système électrique (lorsque les prix sont positifs), mais aussi pour les CSPE (le terme $T\text{-}M_0$ est en effet négatif dans cette situation, ce qui suppose un reversement des producteurs vers l'Etat).

Il convient de noter que l'incitation du producteur à ne pas produire dépend de sa capacité à anticiper le niveau du M_0, c'est à dire le prix spot mensuel moyen sur les pas de temps de prix positifs[11].

Dans ses orientations relatives à la conception des contrats sur différence bidirectionnels[12], la Commission européenne identifie, dans le cas de l'utilisation d'un M_0 non pondéré, ces situations de marché « *Dans les situations où, à la fin de la période, le bénéficiaire peut être en mesure d'estimer que le prix de référence moyen entraînera une récupération, compte tenu des prix au comptant attendus pour le reste de la période au cours de laquelle la moyenne est calculée, le producteur pourrait être incité à tort à réduire sa production même si les prix au comptant sont toujours positifs et même s'il est dans l'intérêt du système que la production soit maintenue* » et indique que, dans ce genre de situation « *le contrat sur différence bidirectionnel pourrait inclure un mécanisme de récupération dynamique* ».

Dans son rapport sur la mise en place du complément de rémunération en France et recommandations pour l'avenir, la CRE avait constaté que ce type de situation de marché s'était notamment produite pendant la crise des prix de gros en 2022-2023 (la filière éolienne à terre aurait alors été particulièrement concernée si un M_0 non pondéré avait été en place à l'époque). La CRE constate que ce genre de situation peut aussi se produire dans des situations moins « tendues » pour le système électrique, comme cela a récemment été le cas pendant l'été 2026.

Les figures ci-dessous illustrent les situations concernées par cette potentielle incitation de marché pour un parc théorique soutenu via un M_0 non pondéré et un tarif de 90 €/MWh[13].

[10] La notion de « prix positifs » est utilisée par souci de lisibilité ; elle désigne les unités de temps de versement du CR

[11] La précision de cette estimation dépend de la date de l'estimation par rapport à la progression au sein d'un mois donné. Cette estimation peut notamment être réalisée grâce aux produits de marché « Week » (échéance W+1/2/34)

[12] Commission guidance on the design of two-way contracts for difference C/2025/8479

Figure 2 – Evolution des revenus théoriques (positifs en vert et négatifs – qui représentent l'incitation à moduler la production – en orange) d'un parc qui aurait été soutenu via un M_0 non pondéré à un tarif de 90 €/MWh le 19 septembre 2026, et des prix spot positifs, par pas de temps du marché spot pendant lesquels les prix sont positifs[14]

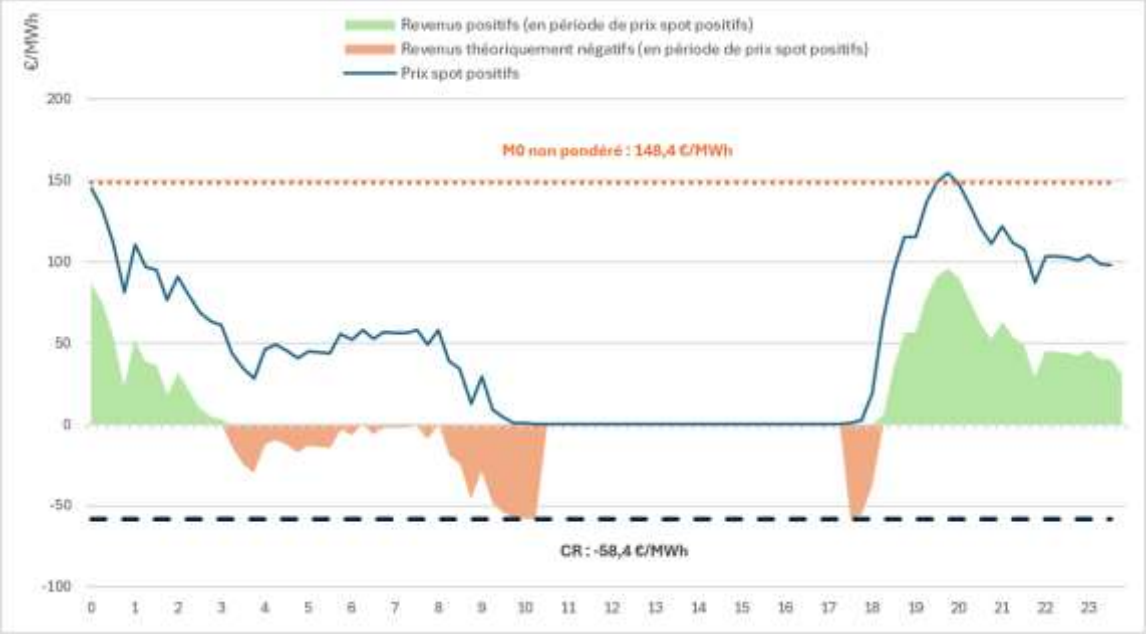
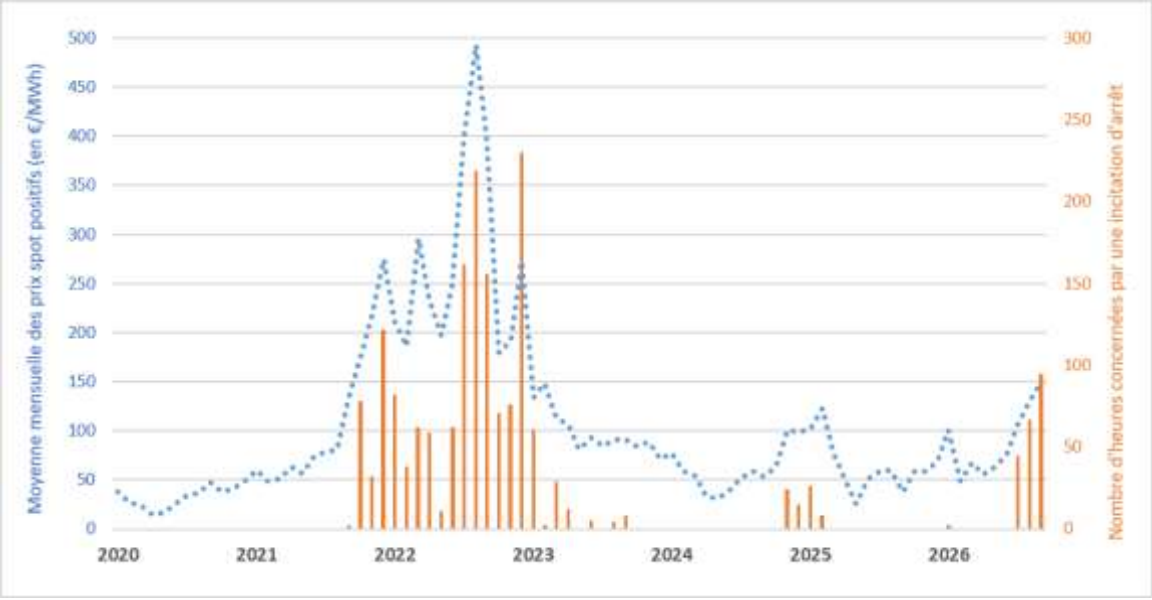


Figure 3 – Nombre d'heures théoriquement concernées par une situation de marché créant une incitation à moduler la production en période de prix positifs pour un parc théorique soutenu via un M_0 non pondéré et un tarif de 90 €/MWh (en orange) par rapport au M_0 non pondéré (en pointillés bleu) depuis 2020



Ces situations de marché se seraient produites pendant période de crise des prix de gros en 2022-2023, les mois de janvier et février 2025 et entre juillet et septembre 2026, qui se caractérisent par des prix globalement élevés. Ces situations de marché se produisent notamment avant et après une période de prix négatifs ou faiblement positifs, lorsque les prix spots diminuent tout en restant positifs.

[14] La notion de « prix positifs » fait référence aux unités de temps de versement du CR qui à titre de simplification sont considérés dans l'exemple comme les pas de temps où le prix spot est strictement positif

Mécanisme visant à conserver une incitation à produire pendant les périodes de prix positifs

Afin de garantir une cohérence entre les incitations reçues par le producteur via son contrat de soutien et les besoins du système électrique, le mécanisme présenté ci-après pourrait être mis en place.

Ce mécanisme vise à inciter le producteur à produire sur toutes les périodes de prix positif en lui garantissant un niveau minimal de revenu lors des épisodes de prix évoqués ci-dessus (visés par l'équation (1)), tout en prévoyant un reversement au budget de l'État.

Il permet d'éviter aux producteurs des pertes de revenus que sa production pourrait générer sans mécanisme de rappel en prévoyant qu'ils reversent, sur les pas de temps concernés, le prix capté par le parc au lieu du CR négatif.

Ce reversement (égal au prix spot) est inférieur à celui qui serait perçu en l'absence de mécanisme (T-M_0) mais sans mécanisme de rappel, le producteur n'est pas incité à produire pendant ces épisodes : sous réserve qu'il réagisse aux incitations prévues, le dispositif génère donc *in fine* des recettes budgétaires positives.

Sur les périodes concernées, le producteur n'est donc pas soumis à un risque de perte de revenus (hors équilibrage) : cela pourrait donc également permettre d'améliorer les conditions de financement des projets soutenus via un M_0 non pondéré, et de limiter le montant des primes de risque associées.

Sur tous les pas de temps respectant l'équation (1) [$Prix\ Spot\ (p) < (M_0 - T)$] et qui ne sont des pas de temps de versement de la prime pour prix négatif ou du CR[15], le plancher de revenu prendrait la forme suivante :

$$Plancher\ de\ revenus_{\ Producteur} = -\sum_{p} E_p \times Spot_p$$

Où :

- ***p*** : pas de temps concerné par l'équation (1) et qui n'est pas un pas de temps de versement de la prime pour prix négatif ou du CR
  - M_0 est la référence de prix (moyenne des prix spots positifs ou nuls sur les unités de temps de versement du CR)
  - *T* est le prix de référence de l'électricité en €/MWh : il est déterminé par le candidat lors de la remise de son offre ;
- E_p : volume d'électricité correspondant à la Production corrigée de l'installation[16] au cours du pas de temps *p*
- ***Spot**ₚ* est le prix spot sur le pas de temps p

Les unités de temps définies ci-dessus sont dissociées des pas de temps de versement du CR et de la prime pour prix négatif afin de garantir une unicité des versements par pas de temps.

Le versement de ce plancher devrait - comme le CR et la prime pour prix négatifs – interviendrait *ex-post* (à la maille mensuelle ou annuelle) car il nécessite la connaissance des prix spots et de la production de l'installation sur chaque pas de temps concerné.

Ce mécanisme pouvant être complexe à mettre en place, des modifications pourraient y être apportées afin d'intégrer au mieux les contraintes opérationnelles liées à sa mise en œuvre.

1.4 Prix plafond et contexte actuel des filières solaires et éolien à terre

Il est très difficile à ce stade d'anticiper les tarifs qui seront proposés par les candidats en raison de (i) l'incertitude sur les montants de prime de risques et de l'évolution des conditions de financement associés au passage à un M_0 non pondéré (cf partie 1.2) et (ii) de l'impact de la pression concurrentielle observée actuellement, qui a notamment conduit à une forte baisse de tarifs proposés par les candidats lors des récentes périodes d'appels d'offres PV et éolien à terre.

En effet, les périodes d'appel d'offres tenues en 2026 ont fait l'objet d'une très forte souscription – entre 3 et 5 fois le volume appelé selon les filières - et ont permis de soutenir des projets plus économiques

[15] Afin de garantir que chaque pas de temps soit concerné soit par le CR (T-M_0), soit par la prime pour prix négatif, soit par le plancher de revenus présenté
[16] Définie au 1.4 du cahier des charges

d'un point de vue du budget de l'Etat (baisses de 23 %, 14 % et 11 % respectivement pour les appels d'offres PPE 2 PV Sol[17], PV Bâtiment[18] et Eolien à terre[19]).

La CRE constate que le contexte spécifique de cet appel d'offres – particulièrement contraint pour les porteurs de projets qui ne disposent pas à ce stade de visibilité sur les volumes appelés à compter de 2027 – sera à considérer dans le retour d'expérience de cette période d'AO Neutre incluant un M_0 non pondéré.

Cependant, dans le contexte actuel, le risque de sous-souscription demeure relativement limité et la forte tension actuelle sur les volumes pourrait permettre de limiter la hausse des tarifs proposés. Toutefois, les délais accordés aux producteurs qui souhaitent intégrer une solution de stockage pour adapter leurs projets aux nouvelles modalités de soutien prévues dans le cahier des charges pourraient se traduire par un taux de réalisation des projets lauréats plus faible, ce qui justifie un suivi attentif de leur mise en œuvre.

S'agissant des volumes appelés à compter de 2027, la CRE recommande de donner de la visibilité aux différentes filières sur le calendrier des prochaines périodes des appels d'offres spécifiques à chacune d'entre elle.

Les prix moyens pondérés par la puissance des projets retenus dans le cadre des dernières périodes d'AO PPE2 tenues en 2026 ont été de 61,33 €/MWh, 82,98 €/MWh et 78,57 €/MWh pour la 9ème période de l'AO PV sol, la 12ème période de l'AO PV bâtiment, et la 12ème période de l'AO éolien à terre respectivement.

Les tarifs de référence proposés par les candidats tiendront compte des éléments évoqués au paragraphe 1.1, ce qui impliquera des tarifs plus élevés que ceux observés dans les AO PPE2. Néanmoins, cette hausse des tarifs s'explique par le transfert de l'écart entre le M0 non pondéré et le M0 filière de l'Etat aux producteurs : cette hausse des tarifs de référence ne se traduira donc pas par une hausse équivalente des Charges de service public de l'énergie, qui dépendent principalement de l'écart entre le tarif et le M0.

Le projet de cahier des charges prévoit un prix plafond public égal à 100 €/MWh. Ce prix plafond permet notamment de limiter l'impact sur les CSPE dans le cas où les candidats estimeraient des primes de risque élevées.

1.5 Avis de la CRE sur le M_0 non pondéré

La CRE accueille favorablement la mise en place d'un appel d'offres neutre avec une référence de prix non pondéré par la production de chaque filière, ce qui permet une meilleure comparabilité entre les offres en tenant compte du prix effectivement capté par chacune des technologies, et de réduire le risque budgétaire associé notamment à la cannibalisation des énergies, comme la CRE avait pu le recommander à plusieurs reprises.

Néanmoins, la mise en place d'un M_0 non pondéré créé des conditions de marché pendant lesquelles les producteurs ne sont pas incités à produire alors que le prix est positif. Afin de corriger cette situation, la CRE recommande de mettre en place un plancher de rémunération lors des pas de temps concernés. Cette adaptation permet au producteur de ne jamais reverser plus que les revenus captés sur les marchés. En contrepartie, le producteur est toujours incité à produire et reverse les gains captés à l'Etat lors des périodes de prix positifs présentant des conditions particulières pour lesquelles il aurait été incité à s'arrêter de produire sans ce mécanisme. Ce mécanisme devra intégrer les contraintes opérationnelles liées à sa mise en œuvre.

[17] Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol »
[18] 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, serres agrivoltaïques, ombrières et Ombrières agrivoltaïques de puissance supérieure à 500 kWc »
[19] Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent implantées à terre

Les producteurs qui portent dorénavant le risque entre le M_0 non pondéré et le M_0 filière augmenteront en conséquence leur tarif de référence. Ce risque pourrait être réduit par le couplage du parc de production avec un actif de stockage.

Au regard des délais contraints des porteurs de projet pour s'adapter à ce nouveau cahier des charges, la CRE recommande ainsi d'alléger exceptionnellement certaines contraintes pour les parcs souhaitant coupler leur production à un dispositif de stockage (voir partie 1.1).

La CRE estime que le montant du prix plafond est adapté, en ce qu'il permet de limiter le risque d'augmentation des CSPE. De plus, dans le contexte spécifique de cet appel d'offres, elle note que le risque de sous-souscription demeure relativement limité et la forte tension actuelle sur les volumes pourrait permettre de limiter la hausse des tarifs proposés.

Le contexte dans lequel cet appel d'offres se tiens sera à considérer dans le retour d'expériences du passage au M_0 non pondéré.

Enfin, la CRE rappelle l'importance pour les porteurs de projets de disposer de visibilité sur les prochaines périodes d'appels d'offres, et en particulier lors d'un changement structurel du cahier des charges qui impacte significativement la phase de développement des projets.

2 Modalités de rémunération via la prime pour prix négatifs

Lorsque les prix sont négatifs, le producteur est incité à s'arrêter. Pendant ces périodes, il ne reçoit pas le CR mais peut toucher une prime pour prix négatifs (Pneg). Ce mécanisme dérisque le producteur sur les pas de temps de prix négatifs par des versements indépendants de la production simulant son tarif de soutien sur ces périodes.

Le projet de cahier des charges introduit de nombreux changements s'agissant du fonctionnement de la Pneg, notamment :

- l'élargissement des conditions de versement et donc du nombre de pas de temps concernés, en introduisant des références aux marchés infrajournaliers (enchères et marché continu) ;
- l'évolution et l'harmonisation de la franchise entre les filières, fixée à 30 heures ;
- la suppression de la condition d'arrêt, qui existait encore dans certaines conditions de marché ;
- et l'évolution du facteur de charge vers un fonctionnement plus dynamique, en fonction de la région de l'installation et du mois (ainsi que de l'heure dans le cas du solaire) de production.

La formule de la prime pour prix négatifs est adaptée en conséquence :

$$Prime_{prixnégatifs} = \sum_{n} f_n \times P_{max} \times (T - M_{0,négatif,i}) \times d$$

Avec :
- *n* est une Unité de Temps de Versement de la Prime Prix Négatifs ;
- *d* est la durée, exprimée en heure, de l'unité de temps du marché de vente d'électricité la veille pour le lendemain ;
- f_n est le facteur de charge applicable sur l'Unité de Temps n à la filière de l'installation. Il est défini pour les Installations photovoltaïques et éoliennes en Annexe 15 ; pour les Installations hydroélectriques, f_n est égal à 0,4 pour toutes les Unités de Temps ;
- *T* est le prix de référence de l'électricité en €/MWh mentionné au 7.2.1 ;
- P_{max} est la Puissance Installée de l'Installation ;
- $M_{0,négatif,i}$exprimé en €/MWh sur le mois i, défini comme la moyenne, sur les Unités de temps de Versement de la Prime Prix Négatifs, du maximum entre 0 et le Prix Spot

En particulier, l'introduction du $M_{0,négatif,i}$ dans la formule est nécessaire dès lors que des pas de temps où les prix Spot sont positifs peuvent désormais être inclus dans les pas de temps de versement de la prime pour prix négatifs (cas où le prix spot est strictement positif mais qu'une référence infrajournalière

est négative). Il permet alors de prendre en compte les revenus de l'installation issus du marché Spot, afin qu'elle ne touche finalement que son tarif de soutien.

2.1 Evolution des pas de temps de versement

Dans les appels d'offres dits « PPE 2 », la prime pour prix négatifs est versée sur tous les pas de temps où les prix Spot sont strictement négatifs (en excluant les heures de franchise). L'arrêté du 16 avril 2026 relatif à l'application de l'article 184 de la loi de finances pour 2026[20] a également ajouté les pas de temps de prix positifs « isolés » dans les pas de temps de versement, c'est-à-dire les pas de temps où les prix Spot sont positifs ou nuls immédiatement précédés et suivis de pas de temps où les prix Spot sont strictement négatifs.

Le projet de cahier des charges prévoit une évolution des pas de temps de versement de la Pneg : en plus de ceux lors desquels les prix spot sont négatifs, ces derniers incluent désormais les pas de temps lors desquels au moins une enchère du couplage infrajournalier est strictement négative ou la moyenne pondérée du couplage unique continu infrajournalier au cours des trois heures précédant le pas de temps est strictement négative.

Du 1er mai au 30 septembre 2026, la prime pour prix négatifs (conditions PPE2) a été versée sur 1 304 pas de temps. Si les conditions du projet de cahier des charges avaient été appliquées, elle aurait été versée sur au moins 2473 pas de temps (+ 90 % soit un quasi-doublement du nombre de pas de temps concernés), sans prise en compte du couplage continu infra-journalier.

L'ajout d'une référence au couplage continu infrajournalier permet théoriquement aux producteurs de prendre en compte l'évolution des signaux de prix de marché entre la dernière enchère infrajournalière (2h à 14h avant la livraison) et les trois dernières heures avant la livraison.

Cependant, il n'existe pas à ce jour d'indice de prix qui réalise une moyenne des transactions sur toutes les plateformes des différents NEMO actifs sur le marché français, car les indices publiés par les différents NEMO représentent les transactions au niveau de leur périmètre individuel. Cette disposition du cahier des charges semble ainsi délicate à mettre en œuvre, sachant que considérer un indice de prix d'un des NEMO actifs sur le marché français engendrerait une discrimination entre les différents NEMO. Il faudrait également que cet indice de prix soit mis à disposition et actualisé à une fréquence suffisante pour permettre aux acteurs de réagir à cette information en temps réel.

L'élargissement de la temporalité de versement de la prime pour prix négatifs aux pas de temps au cours desquels au moins une enchère infrajournalière est négative**, permet de mieux refléter les incitations de marché.**

La CRE recommande cependant de ne pas prendre en compte l'indice des prix moyens du trading continu, dont la mise en œuvre opérationnelle risque d'engendrer des difficultés.

La CRE souligne que la modification du pas de temps de versement implique une hausse du nombre d'occurrences de pas de temps concernés. Cette hausse du nombre de pas de temps **ne devrait cependant pas conduire à une hausse des CSPE** puisque le versement de la prime pour prix négatifs vient remplacer le versement du CR sur ces pas de temps et que la nouvelle formule de la prime retranche le prix spot (introduction du $M_{0,négatif,i}$) dans l'éventualité où celui-ci est positif.

Néanmoins, **cette évolution renforce l'enjeu du dimensionnement du facteur de charge de la prime pour prix négatifs**, afin d'éviter une surcompensation des producteurs pesant sur les CSPE. **La CRE considère que la dynamisation de la prime pour prix négatifs introduite dans le projet de cahier des charges permet d'améliorer ce dimensionnement** (voir 2.4).

De plus, la CRE recommande au paragraphe 2.2 **d'augmenter le nombre d'heures de la franchise** afin qu'elle soit calibrée sur les deux premières heures de prix négatifs au sein d'une journée, ce qui **limiterait cette hausse du nombre de pas de temps de versement de la prime pour prix négatifs**.

[20] Arrêté du 16 avril 2026 relatif à l'application de l'article 184 de la loi de finances pour 2026

Sous réserve de la prise en compte de ses recommandations, la CRE accueille favorablement l'élargissement de la temporalité de versement de la prime pour prix négatifs.

2.2 Evolution de la franchise d'heures de prix négatifs non compensées par l'Etat

Le projet de cahier des charges prévoit une évolution du dimensionnement de la franchise d'heures de prix négatifs qui ne feront pas l'objet d'une compensation du producteur via la prime pour prix négatifs : celle-ci est fixée à 30 heures pour toutes les filières, au lieu de 15, 20 et 30 heures pour les filières photovoltaïque, éolienne à terre et hydroélectrique respectivement dans le cadre des AO PPE2.

La prime pour prix négatifs a pour objectif que le risque d'occurrence des prix négatifs, pendant lequel le complément de rémunération n'est pas versé au producteur, soit porté par l'Etat. La franchise permet d'ajuster la répartition de ce risque entre l'Etat et le producteur et, selon son calibrage, peut inciter au développement de certains types de projets (par exemple des projets couplés avec du stockage).

La CRE réitère sa recommandation formulée dans sa note portant sur le développement des installations couplant solaire photovoltaïque de plus de 100 kWc et stockage stationnaire[21], visant à ce que la franchise soit calibrée sur les deux premières heures de prix négatifs au sein d'une journée.

Comme précisé dans cette note, la mise en œuvre de cette disposition nécessite de prévoir le versement du complément de rémunération sur la production qui aura pu être déplacée en dehors des heures de prix négatifs.

2.3 Suppression de la condition d'arrêt de production pour le versement de la prime pour prix négatifs

Dans les cahiers des charges dits « PPE 2 » les plus récents, le versement de prime pour prix négatifs est conditionné à l'arrêt de le production (avec un seuil de tolérance à 1 % de la puissance installée) sur les pas de temps où :

- les prix spots sont strictement inférieurs à -0,10 €/MWh ;
- les prix issus des enchères du couplage infrajournalier unique sont tous strictement négatifs.

L'arrêté du 16 avril susmentionné a ajouté comme condition supplémentaire que le pas de temps ne soit pas un pas de temps de prix négatifs isolé, c'est-à-dire immédiatement précédé et suivi d'un pas de temps de prix Spot positif ou nul.

Le projet de cahier des charges ne prévoit plus aucune condition d'arrêt de production pour le versement de la prime pour prix négatifs.

Dans le cadre des appels d'offres PPE2, la condition d'arrêt permettait d'envoyer un signal économique supplémentaire aux producteurs via le contrat de soutien (prime conditionnée à l'arrêt de l'installation).. Dans le projet de cahier des charges, les producteurs sont encore incités à arrêter leur installation en cas de prix négatifs, l'énergie injectée représentant alors un coût (cette incitation est proportionnelle à la profondeur des prix négatifs).

La CRE constate que la suppression de la condition d'arrêt pour le versement de la prime pour prix négatifs permet de simplifier les règles de rémunération des producteurs. Elle note toutefois que cela pourrait potentiellement affaiblir les mesures visant à diminuer le nombre d'occurrences d'épisodes de prix négatifs et l'amplitude de ceux-ci (certaines incitations à ne pas s'arrêter subsistent, telles que le coût d'investissement dans les systèmes nécessaires à la flexibilité). L'incitation reste cependant proportionnelle à la profondeur des prix négatifs, ce qui devrait être une incitation à s'arrêter suffisante pour les producteurs.

[21] https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2026/260305_Note_PV_Stockage.pdf

La CRE souligne donc la nécessité de suivre avec attention le comportement des producteurs et leur réponse aux incitations envoyées par le marché, afin de garantir la bonne intégration des énergies renouvelables sur les marchés.

2.4 Evolution du facteur de charge pour les filières photovoltaïque et éolienne à terre

Dans son rapport sur le complément de rémunération, la CRE avait recommandé de faire évoluer les facteurs de charge pris en compte pour le calcul de la prime pour prix négatifs (fixés à 50 % pour le PV et à 35 % pour l'éolien à terre[22] dans les AO PPE2), dans un objectif de mieux représenter la perte de productible lors des arrêts en prix négatifs. Elle avait notamment recommandé d'estimer dynamiquement les facteurs de charge, par zone géographique, à partir des installations sous OA non incitées à s'arrêter et sans autoconsommation, ou, à défaut, sur la seule base des données météorologiques.

Le projet de cahier des charges prévoit des facteurs de charge dynamiques par région, par mois et par heure pour le photovoltaïque, et par région et par mois pour l'éolien. L'élaboration de ces facteurs de charge repose sur l'utilisation de l'historique de production de ces filières issu des données de production nationales et régionales éCO2mix de RTE entre 2020 et 2025 (hors pas de temps de prix négatifs afin de ne pas biaiser l'estimation à cause de l'écrêtement des installations).

De plus, ils sont fixés pour toute la durée du contrat, sans évolution prévue.

La CRE note que les facteurs de charge dynamiques utilisés peuvent mener à une diminution des montants versés dans le cadre de la prime pour prix négatifs par rapport aux appels d'offres PPE2, à la suite de deux effets majeurs : premièrement, les moyennes annuelles des facteurs de charge observés historiquement sont plus faibles que les facteurs de charges fixes employés jusqu'alors (cela avait déjà été observé lors de la détermination des facteurs de charge utilisés pour la compensation des arrêts des installations sous obligation d'achat, également plus faibles que les facteurs de charge fixes historiques). Deuxièmement, dans le cas de la filière éolienne, la dynamisation du facteur de charge à une maille mensuelle fait apparaître l'effet du profil de production : en effet, la filière produit moins durant les mois estivaux, où la majorité des occurrences de prix négatifs a lieu, que durant les mois hivernaux. Le facteur de charge moyen réel, c'est-à-dire pondéré par les occurrences de prix négatifs, est donc plus faible que la moyenne des facteurs de charge mensuels sur l'année.

La CRE accueille favorablement les évolutions présentées dans ce cahier des charges, qui permettent globalement de mieux refléter la perte de production pendant les heures de prix négatifs, comme la CRE l'avait recommandé dans son rapport sur la mise en place du complément de rémunération. Elle estime que la méthode utilisée pour déterminer ces facteurs de charge est satisfaisante.

La CRE souligne que les facteurs de charges dynamiques utilisés mèneront probablement à une diminution des montants versés au titre de la prime pour prix négatifs, ce qui pourrait avoir un effet haussier sur les prix proposés à cet appel d'offres.

3 Modalités de classement des offres et de candidature

3.1 Modalités de notation et de classement des offres

Le projet de cahier des charges prévoit :

- que le classement des offres est basé sur une notation commune à toutes les technologies, composée à 95 % d'un critère portant sur le prix et à 5 % de critères participatifs (relatifs au financement collectif et à la gouvernance partagée) ;

[22] 30 % à partir de la 13ème période de l'AO PPE2 Eolien à terre, qui se tiendra en janvier 2027.

- que la notation prix distingue les projets sur la base d'un écart fixe en €/MWh : le terme « Psup - Pinf » dans la formule de notation est en effet fixé à 50 €/MWh, alors que le terme « Pinf » dépendait dans les AO PPE2 des prix des dossiers les moins chers ;
- qu'à note égale, l'offre la moins chère est retenue, puis celle de plus faible puissance, et en cas d'égalité persistante, les projets sont classés ex æquo.

Chaque point de notation d'un critère hors prix peut être associé à une valeur en €/MWh : cette valeur représente théoriquement de combien un prix proposé peut être réhaussé à chaque point hors prix gagné. Cette valeur en €/MWh dépend de la définition des paramètres de la notation prix (pondération et écart « Psup - Pinf ».

Les paramètres fixés dans cet appel offres conduisent à ce qu'un point gagné via un critère « hors prix » valle 0,53 €/MWh[23]. Ainsi, les critères participatifs permettent donc de « gagner » entre 1,1 €/MWh (2 points pour le financement collectif) et 2,6 €/MWh (5 points au maximum pour la gouvernance partagée).

La CRE accueille favorablement :

- **ces modalités de classement et de notation, qui visent à sélectionner les projets les plus compétitifs vis-à-vis du budget de l'Etat,** ce qui s'inscrit dans la lignée des recommandations de la CRE dans le cadre de la mission Lévy-Tuot[24] ;
- **les paramètres de notation du prix,** permettant d'assurer une valeur constante aux critères hors prix : en effet, la CRE n'identifie pas de raison justifiant l'évolution de la valeur en €/MWh d'un point de notation d'une période ou d'un AO à l'autre ;
- **la prise en compte de sa recommandation visant à supprimer toute référence à l'horodatage pour le classement des offres.**

3.2 Evolution du périmètre d'éligibilité

Le projet de cahier de charges prévoit une évolution des seuils de puissance éligibles par rapport à ceux définis dans l'AO PPE 2 Neutre :

- la réhausse du seuil d'éligibilité des projets photovoltaïques à 1 MWc, au lieu de 500 kWc (conformément aux recommandations formulées récemment par la CRE) ;
- l'introduction d'un plafond de puissance à 80 MWc par projet pour l'ensemble des projets photovoltaïques (certains projets au sol faisaient jusqu'ici l'objet d'un plafond fixé à 30 MWc) ;
- l'ajout d'un plafond de puissance à 40 MW par projet pour les projets éoliens à terre (ces projets ne faisaient pas l'objet d'une limite supérieure en puissance).

La mise en œuvre de ces plafonds vise notamment à pouvoir déclarer cet appel d'offres dans le cadre du Règlement général d'exemption par catégorie en matière d'aides d'État de l'Union européenne, en cours de révision. L'existence d'un plafond de puissance par projet permet également d'inciter au développement d'une partie de ces projets en dehors du soutien public direct, par exemple via des PPA[25]. Dans le cadre de son observatoire sur les PPA publié en mars 2025[26], la CRE avait notamment recommandé de réduire la puissance maximale des projets éligibles aux appels d'offres afin que le gisement des projets non éligibles à un soutien public puisse s'orienter vers les PPA.

[23] La valeur d'un point en €/MWh se déduit du rapport entre l'écart sur lequel est calculée la notation prix (50 €/MWh pour l'AO PPE3 Neutre) et la pondération de la notation prix (95 % dans ce cas)
[24] https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2026/Contribution_CRE_mission_Levy-Tuot.pdf
[25] Power Purchase Agreement
[26] Observatoire de la CRE relatif aux contrats d'achat d'électricité portant sur des actifs de production d'électricité renouvelable (« PPA ») situés en France métropolitaine continentale et recommandations en faveur de leur développement

S'agissant du photovoltaïque, la CRE accueille favorablement la réhausse du seuil d'éligibilité des projets à 1 MWc pour cet appel d'offres, conformément à ses recommandations déjà formulées.

Elle accueille également favorablement l'allégement des contraintes en termes de puissance maximale des candidats, qui vont dans le sens d'une plus grande neutralité technologique entre les projets, en cohérence avec le reste des dispositions de cet appel d'offres.

Néanmoins, la CRE rappelle ses recommandations formulées dans le cadre de son rapport sur les PPA, visant à adapter les modalités des dispositifs de soutien afin de garantir un espace économique aux PPA, en particulier s'agissant de l'existence de plafonds de puissance dans le cadre des appels d'offres.

La CRE n'est donc pas favorable à l'allégement de ces contraintes de puissance maximale au sein des appels d'offres spécifiques à la filière photovoltaïque.

S'agissant de l'éolien terrestre, la CRE note que la mise en place de ce plafond limite la candidature d'un nombre limité de candidats, au regard des résultats des périodes d'appel d'offres passés. **Elle accueille favorablement sa mise en œuvre, conformément à ses recommandations formulées dans le cadre de son rapport sur les PPA.**

3.3 Suppression de la distinction des terrains d'implantation pour le photovoltaïque au sol

Les différents types de terrains d'implantation pour les installations photovoltaïques au sol ne sont pas distingués dans le projet de cahier des charges, contrairement à ce qui était mis en œuvre dans le cadre de l'AO PPE2 Neutre. Cette distinction entre les terrains d'implantation permettait notamment de :

- différencier le périmètre des projets éligibles aux appels d'offres, par rapport à celui des projets disposant d'une autorisation d'urbanisme ;
- d'identifier les projets situés sur des terrains dégradés et de leur attribuer un bonus de notation ;
- d'identifier les projets agrivoltaïques, et d'exiger dans certains cas la fourniture de plusieurs éléments permettant d'encadrer l'agrivoltaïsme au stade de la candidature à l'appel d'offres ;
- d'identifier et de suivre les typologies de terrains mobilisés pour développer les installations et d'analyser les éventuelles différences de coûts.

La suppression de la distinction entre les différents types de terrains d'implantation va dans le sens d'une simplification globale des candidatures, qui permet notamment d'alléger les demandes à réaliser en amont du dépôt de l'offre et d'une plus grande neutralité technologique entre les candidats (suppression des bonus de points pour les terrains dégradés), en cohérence avec l'objet de l'appel d'offres. Cette information pourra cependant être demandée aux producteurs lors de la candidature sans que cela n'est d'impact sur leur classement, afin de pouvoir réaliser des analyses comparatives entre les projets.

La CRE n'est cependant pas favorable à l'allégement de ces contraintes dans le cadre des appels d'offres spécifiques à la filière photovoltaïque (AO PPE 2 PV Sol, PV Bâtiment, Petit PV).

4 Autres modifications du cahier des charges et recommandations techniques

4.1 Indemnités de résiliation

Le projet de cahier des charges prévoit un montant des indemnités de résiliation permettant de refléter une logique d'évaluation à la valeur de marché (ou « mark-to-market »), c'est-à-dire suivant la différence, si elle est positive, entre la valeur marché de l'électricité et le niveau du tarif de référence du

contrat de complément de rémunération. La formule proposée prévoit un plancher d'indemnités fixé à 10 000 € par MW/MWc installé.

La CRE accueille favorablement la mise en place d'une logique d'évaluation à la valeur de marché pour la définition des indemnités de résiliations, comme elle l'a recommandé à plusieurs reprises dans ses délibérations passées.

Elle recommande néanmoins :

- de fixer le plancher d'indemnité au même niveau que celui de la garantie financière (30 000 € par MW/MWc), ce qui rendrait cohérent le montant des versements à effectuer par le producteur vers l'Etat en cas d'abandon du projet avant et après le démarrage du contrat de soutien (le producteur pourrait sinon signer le contrat de soutien et le résilier immédiatement pour voir le versement divisé par trois) ;
- calculer l'indemnité de résiliation sur 3 ans au lieu de 5, afin de 1) reposer uniquement sur des années pour lesquelles les produits calendaires sont liquides 2) ne pas constituer une barrière trop importante à la résiliation d'un producteur 3) correspondre à l'horizon de temps sur lequel la couverture à terme du complément de rémunération par l'Etat pourrait être réalisée ;
- raisonner uniquement sur des années civiles complètes (au lieu de trimestres) à partir de l'année suivant la demande de résiliation, afin de simplifier le dispositif ;
- appliquer un taux de capture égal à 1 pour toutes les filières, afin que la valeur de l'indemnité soit cohérente avec la formule du complément de rémunération du cahier des charges qui repose sur un M_0 non-pondéré ;
- prendre en compte la valorisation des garanties d'origine dans le calcul de l'indemnité de résiliation.

4.2 Règle de distance

Le projet de cahier des charges prévoit une règle de distance entre les projets. Néanmoins, la rédaction proposée ne tiens pas compte d'une distance en mètres, nécessaire à la vérification de cette règle lors de l'instruction des offres.

La CRE recommande de clarifier le cadre d'application de la règle de distance.

Avis de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie par courrier le 15 octobre 2026 d'un projet de cahier des charges relatif à une procédure d'appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale (AO PPE3 Neutre). Cette procédure d'appel d'offres s'inscrit dans la continuité de l'appel d'offres PPE2 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale (AO PPE2 Neutre) qui a fait l'objet de cinq périodes entre juillet 2022 et septembre 2026.

Les principales évolutions prévues dans le cahier des charges de ce nouvel appel d'offres par rapport à celui applicable à la 5ème période de l'AO PPE2 Neutre sont :

- les modalités de rémunération via le complément de rémunération avec le passage à une référence de prix de marché non pondéré (M_0 non pondéré) ;
- les modalités de versement de la prime pour prix négatifs ;
- les modalités de classement des offres et de candidature.

La CRE émet un avis favorable sur le cahier des charges.

La CRE accueille favorablement la mise en place d'une période d'appel d'offres Neutre avec un M_0 non pondéré qui permet d'assurer une meilleure comparabilité entre les offres, de réduire la charge et le risque budgétaire associés notamment à la cannibalisation des énergies, et de favoriser l'essor de projets couplant production et stockage, comme la CRE l'avait recommandé à plusieurs reprises.

Compte tenu du faible délai de prévenance, la CRE recommande d'alléger à titre exceptionnel certaines modalités de candidature des projets couplant production et stockage afin de leur permettre de candidater.

La CRE constate que sous certaines conditions particulières de marché les producteurs ne sont pas incités à produire en période de prix positifs. Elle recommande l'adoption d'un plancher de rémunération, afin d'inciter les producteurs à produire pendant tous les moments bénéfiques pour le système électrique. Cette adaptation permet au producteur de ne jamais reverser plus que les revenus captés sur les marchés. En contrepartie, le producteur reverse les gains captés à l'Etat lors des périodes de prix positifs présentant des conditions particulières pour lesquelles il aurait incité à s'arrêter de produire sans ce mécanisme.

La CRE estime que le montant du prix plafond est adapté, en ce qu'il permet de limiter le risque d'augmentation des charges de service public de l'énergie lié au transfert de risque de l'état vers les producteurs. De plus, dans le contexte spécifique de cet appel d'offres, le risque de sous-souscription demeure relativement limité et la forte tension actuelle sur les volumes pourrait permettre de limiter la hausse des tarifs proposés. Ce contexte sera aussi à considérer dans le retour d'expérience du passage au M_0 non pondéré.

S'agissant des modalités de versement de la prime pour prix négatifs, la CRE accueille favorablement les évolutions du projet de cahier des charges sous réserve de la prise en compte de ses recommandations. Elle recommande ainsi de ne pas utiliser de référence basée sur le marché continu infrajournalier dont la mise en œuvre est très complexe à ce jour.

S'agissant de la franchise associée à cette prime, la CRE réitère sa recommandation formulée dans sa note portant sur le développement des installations couplant solaire photovoltaïque de plus de 100 kWc et stockage stationnaire, visant à ce que la franchise soit calibrée sur des deux premières heures de prix négatifs au sein d'une journée.

La CRE accueille favorablement les modalités de classement et de notation des offres.

S'agissant des modalités de candidature, la CRE accueille favorablement la réhausse du seuil d'éligibilité des projets photovoltaïques à 1 MWc, conformément à sa recommandation.

Elle accueille aussi favorablement l'allégement des contraintes en termes de puissance maximale des candidats pour la filière photovoltaïque, qui vont dans le sens d'une plus grande neutralité technologique entre les projets, en cohérence avec le reste des dispositions de cet appel d'offres. Néanmoins, la CRE

rappelle ses recommandations formulées dans le cadre de son rapport sur les PPA, visant à adapter les modalités des dispositifs de soutien afin de garantir un espace économique aux PPA, en particulier s'agissant des plafonds de puissance. Elle n'est donc pas favorable à l'allégement de ces contraintes au sein des appels d'offres spécifiques à la filière photovoltaïque, et accueille favorablement la mise en œuvre d'un plafond pour l'éolien à terre, conformément à ses recommandations.

La CRE constate que la suppression de la distinction entre les différents types de terrains d'implantation pour les installations photovoltaïques va dans le sens d'une simplification globale des candidatures, et est cohérente avec l'objet de l'appel d'offres neutre. Cette information pourra cependant être demandée aux producteurs lors de la candidature afin de pouvoir réaliser des analyses comparatives entre les projets. Elle n'est cependant pas favorable à l'allégement de ces contraintes dans le cadre des appels d'offres spécifiques à la filière photovoltaïque.

La CRE accueille favorablement l'évolution du calcul des indemnités de résiliation, en cohérence avec ses recommandations déjà formulées, et propose plusieurs ajustements à la solution proposée.

Enfin, la CRE recommande de clarifier le cadre d'application de la règle de distance.

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

Délibéré à Paris, le 5 novembre 2026.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON