

Septembre 2025

Réponse UFE au rapport de la CRE sur le retour d'expérience sur la mise en place du complément de rémunération en France.

En préambule, l'UFE comprend que, conformément au principe de sécurité juridique (principe général de non-rétroactivité/remise en cause des conditions de contrats déjà formés), les différentes évolutions évoquées s'appliqueront seulement aux contrats de complément de rémunération à venir et non aux contrats de complément de rémunération existants.

Par ailleurs, l'UFE invite la CRE à étendre les adaptations (talon de production, tolérance sur le délai d'arrêt/reprise sur prix négatifs, zone tampon) prévues au IV de l'article 175 de la loi de finances aux futurs contrats de complément de rémunération, y compris à ceux dont les demandes de contrat et les avis d'appel d'offres sont postérieurs à la date du 31 décembre 2026 mentionnée dans l'arrêté d'application.

Pondération et pas de temps de calcul du MO

Concernant la pondération du MO, l'UFE est en accord avec l'analyse de la CRE. L'UFE est favorable au maintien d'un MO pondéré par un profil de production représentatif de la filière (pour le solaire PV et l'éolien, en distinguant éolien terrestre et éolien en mer).

S'agissant de l'éolien en mer, l'UFE recommande plutôt une pondération par l'installation. En effet, les spécificités des régimes de vents en Méditerranée, combinées à une capacité installée minoritaire à l'échelle nationale, rendent une pondération à l'échelle de la filière offshore inadaptée.

A propos de la prime annuelle de performance, l'UFE comprend que cette prime envisagée par la CRE est destinée à introduire une incitation à optimiser le profil de production saisonnier. L'UFE souhaite néanmoins souligner que cette option peut créer des effets de bords. En effet, le niveau de la prime P (borne de +/- 4 €/MWh évoquée) pourrait influencer les stratégies des producteurs au moment de la candidature aux appels d'offres. D'ailleurs, l'imprécision de la prime ainsi que son application incertaine et potentiellement couteuse compliqueront la détermination du prix d'offre et inciteront les acteurs à couvrir le risque de malus. S'agissant des dates de planification des maintenances, l'UFE souligne que l'introduction d'une prime de performance peut (i) concentrer les demandes d'intervention sur une période plus courte, risquant ainsi de saturer les capacités d'intervention des mainteneurs et (ii) entraîner une augmentation des prix des interventions, les mainteneurs pouvant chercher à obtenir une part de la prime.

Enfin, l'UFE appelle à ne pas introduire de prime de performance, afin de ne pas complexifier le mécanisme de rémunération au MO. L'UFE rappelle que les programmes de maintenance devront s'étaler sur toute l'année pour répondre aux contraintes humaines de disponibilités des effectifs des techniciens.

Prix de marché de référence MO

L'UFE partage l'analyse de la CRE. L'UFE s'était exprimée en fin d'année 2024 pour la mise en place d'une entité centralisée plutôt qu'une introduction à la maille de chaque contrat de complément de rémunération des références de prix de marché à terme. L'intégration de références de prix à terme dans les formules de CR devrait vraisemblablement entraîner des coûts supérieurs à ceux de l'option centralisée.

En effet, comme développé dans l'analyse de la CRE, la mise en place d'une référence de prix à terme pourrait augmenter la part des primes de risque dans les frais de gestion. Dès lors, pour se protéger contre des potentielles variations extrêmes de prix de marché, l'augmentation des coûts de couverture à la maille de chaque acteur est susceptible d'être supérieure à celle de l'entité centralisée. De façon similaire, le coût de couverture du risque de l'effet de cannibalisation pour chaque agrégateur pourrait être plus important que celui d'une entité centralisée.

Par conséquent, afin que la stratégie de couverture des CSPE pour l'Etat n'induisse pas une augmentation des soutiens par complément de rémunération, l'UFE privilégie la mise en place d'une couverture centralisée par l'Etat des volumes soutenus sous complément de rémunération, pour les contrats en cours et futurs. Cette approche n'entraînant pas de modification réglementaire, elle apparaît comme étant plus facile à mettre en œuvre.

Prime de gestion Pgestion

En première lecture, l'UFE est favorable à cette introduction d'une prime de gestion proportionnelle au MO. Cette évolution pourrait permettre de mitiger la forte préférence des exploitants pour les contrats d'agrégation à frais fixes, une part des coûts variables d'équilibrage serait couverte par le contrat. Une analyse de la CRE serait souhaitable sur l'indicateur de référence à retenir. En effet, une prime proportionnelle au prix moyen des écarts pourrait être plus représentative des coûts subits par les producteurs. Comme pour les projets en DCCR17, cette prime de gestion serait traitée distinctement du prix moyen des Appels d'Offres.

Traitement des prix négatifs

Le document de la CRE propose de maintenir une franchise d'heures pour le versement de la prime P_{neg} et de l'uniformiser à 30 heures dans le cas général ou, de manière expérimentale, de la fixer à 300 heures dans le cadre d'un appel d'offres afin d'encourager le développement de projets « PV + stockage ».

Concernant la franchise d'heures de prix négatifs, actuellement fixé à 15h pour le solaire, 20 heures pour l'éolien terrestre et 70h pour l'hydroélectricité, l'UFE appelle à ce que la compensation financière pour les nouveaux contrats de CR puisse être effective dès la première occurrence de notification d'arrêt pour prix négatif. En effet, il est important de rappeler que l'existence d'une telle franchise accroît les risques des

producteurs, qui doivent estimer le nombre annuel d'heures au cours desquelles les prix spot seront négatifs sur la durée de leur contrat et, partant, l'espérance de perte de revenus subséquente, ce qui induit un renchérissement du niveau des tarifs de référence proposés par les candidats aux appels d'offres et in fine un renchérissement du coût pour l'Etat du soutien des installations de production à partir d'énergies renouvelables. Il nous semble par conséquent qu'une meilleure option consisterait à supprimer cette franchise d'heures et à prévoir un versement de la prime P_{neg} dès la première heure de prix spot négatif. A défaut, si une franchise devait malgré tout être maintenue, l'UFE accueille favorablement la proposition de la CRE d'uniformiser la franchise pour toutes les filières, mais appelle à l'uniformiser au plus petit dénominateur commun soit les 15 heures de la filière solaire.

Quant à la proposition de la CRE sur la mise en œuvre d'un appel d'offres expérimental visant à « diminuer l'exposition du budget de l'État à la survenance des prix négatifs et d'apprécier l'effet d'une diminution de cette compensation sur les tarifs proposés par les projets photovoltaïques sans stockage qui se présenteraient à cet appel d'offres », l'UFE ne se prononce pas.

A propos du calibrage de la perte de production à compenser en cas de prix spot négatifs, l'UFE est favorable à la mise en place de coefficients normatifs représentatifs des facteurs de charge des différentes filières. Cependant, l'UFE comprend que la CRE souhaite disposer d'une méthode d'évaluation de la perte de production plus précise qu'un facteur de charge normatif afin d'être le plus proche possible du potentiel de production de l'installation lors des heures de prix négatifs.

S'agissant de l'option 1 (estimation basée sur la production du parc sous OA), l'UFE souligne que si les installations sous OA n'avaient jusqu'à aujourd'hui pas d'incitation à stopper leur production lors des prix négatifs, l'article 175 de la loi de Finances introduit la possibilité pour l'acheteur obligé d'arrêter ou de réduire la production des installations supérieures à 10 MW, les retirant dès lors du périmètre de comparaison. Par ailleurs, les installations sous OA inférieures à 10 MW qui continueront à produire lors des occurrences de prix négatifs et resteraient donc dans le périmètre de comparaison seront très différentes des installations sous CR en raison de l'âge des installations (installations sous OA anciennes), du type d'installations et du modèle d'affaires (petites installations solaires en toiture, souvent en autoconsommation côté OA).

L'option 2 (estimation basée sur une méthode dite des trapèzes) ne semble pas adaptée pour la production solaire PV et mériterait une analyse plus approfondie pour l'éolien, compte tenu notamment du fait que, comme le soulignait la CRE dans sa consultation sur l'adaptation du CR au passage pas 15 minutes sur le marché journalier, les heures de prix négatifs sont très rarement isolées (seulement 4% des heures négatives entre 2018 et 2024). Elle suppose par ailleurs que les gestionnaires de réseaux, détenteurs des courbes de charge, réalisent les calculs d'énergie théorique issus du « trapèze ».

L'option 3 (estimation basée sur les caractéristiques de l'installation et les conditions météorologiques), quoique la plus précise, semble effectivement, hors filière éolienne en mer (compte tenu du nombre de parcs limité), impraticable à grande échelle au vu des difficultés opérationnelles qu'elle soulève. Cela supposerait par ailleurs que les gestionnaires de réseau réalisent les calculs théoriques d'énergies issues de ces caractéristiques et des conditions météorologiques.

Par conséquent, l'UFE souligne qu'une manière d'améliorer la méthode d'évaluation de la perte de production pourrait être de prévoir un facteur de charge par filière, éventuellement régionalisé, avec une révision annuelle. L'UFE souligne toutefois la nécessité de trouver un juste équilibre entre l'amélioration

de la méthode et la nécessaire stabilité pour les producteurs et le co-contractant CR, et invite ainsi la CRE à limiter cette mise à jour du coefficient à une fois par an.

Traitement des revenus capacitaires

L'UFE est favorable à une déduction des revenus capacitaires du CR via une modification de sa formule : d'abord, il serait en effet cohérent que le risque prix de la capacité soit supporté par l'Etat à l'instar du risque prix de l'énergie ; ensuite, la diminution des risques supportés par les producteurs sous CR devrait permettre de diminuer le montant des charges de service public.

Toutefois, cette déduction doit être neutre pour les producteurs et respecter les points suivants :

- Les prix plafonds des appels d'offres doivent être réhaussés en conséquence par rapport au niveau actuel compte tenu de la perte mécanique de revenus des capacités pour le candidat qui entrainera une augmentation prévisible des prix des lauréats. L'impact sur les tarifs doit être différencié selon les technologies, chacune ayant un taux de certification de ses capacités différentes. En raisonnant en équivalence de revenus, l'UFE estime que l'impact sur les tarifs en AO seraient de l'ordre de :
 - 2 à 3 €/MWh pour l'éolien terrestre
 - 1 à 2 €/MWh pour le PV

- La communication sur les prix des lauréats doit préciser que la hausse des prix des AO, qui sera inmanquablement constatée, sera compensée par un gain sur les charges publiques, ceci afin de limiter toute potentielle incompréhension.

Energie produite

L'UFE partage l'intérêt de cette évolution pour faciliter la participation du parc renouvelable au mécanisme d'ajustement et appelle à ce que les corrections d'une année complète soient intégrées à la régularisation annuelle déjà prévue au contrat de CR pour des questions de lisibilité pour le producteur et de simplicité opérationnelle pour le co-contractant CR.