



## **Consultation publique de la CRE du 13 mars 2025 relative à l'adaptation des contrats de complément de rémunération au pas de temps 15 minutes :**

### **Réponse du Syndicat des Energies Renouvelables**

Le présent document reprend les questions formulées par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) dans le document de la consultation publique n°2025-01. Le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) a consulté ses adhérents afin de répondre aux questions formulées (*en bleu ci-dessous*) par le Régulateur. **Le SER se tient à disposition de la CRE pour toute précision nécessaire quant aux réponses apportées ci-dessous.**

#### **Propos liminaires : Résumé de la position du SER**

Le SER remercie la CRE pour l'organisation de cette consultation publique. En effet, comme le note la CRE dans le contexte de cette consultation, le passage au pas de temps 15mn est une évolution souhaitable puisqu'elle permettra de mieux prendre en compte la variabilité des profils de production des énergies renouvelables (EnR) électriques, notamment comme constaté du photovoltaïque et de l'éolien. Pouvoir structurer des offres sur le marché de gros pour les producteurs EnR à une maille temporelle de 15mn aura des bienfaits pour les producteurs en leur permettant d'adapter leurs offres sur le marché de gros en reflétant encore mieux la variabilité de leur production tout en réduisant les déséquilibres globaux pour le système électrique.

**Le SER sera donc moteur pour accompagner les EnR électriques dans ce passage du marché de gros J-1 au pas de temps 15mn et est favorable afin qu'à terme toutes les installations EnR électriques, notamment éoliennes et photovoltaïques, s'inscrivent dans l'option A décrite par la CRE afin que leurs contrats de soutien reflètent parfaitement les opportunités et incitations de ce changement de pas de temps. De cette manière, les installations EnR pourront encore mieux mettre à profit du réseau électrique, et donc de la collectivité, leur pilotabilité et leur flexibilité.**

Afin que ces installations EnR puissent s'adapter à ce nouveau cadre et préparer au mieux ce changement de pas de temps, **le SER estime nécessaire une période de transition d'un an à compter du passage au pas de temps 15mn en juin 2025 avant de basculer l'ensemble des contrats de complément de rémunération (existants comme nouveaux) des installations EnR dans le régime de l'option A.** Cette période d'un an est nécessaire afin, d'une part, d'avoir un retour d'expérience du comportement du marché J-1 avec un pas de temps 15mn, et d'autre part de laisser le temps aux parcs et



producteurs dont les contraintes physiques / techniques et / ou dont les systèmes de pilotage ne permettent pas de répondre à une maille 15mn aux signaux de marché de s'équiper et améliorer leurs systèmes afin de s'inscrire parfaitement dans l'option A.

***Nota Bene : le positionnement du SER décrit dans cette réponse s'applique notamment à l'éolien terrestre et au photovoltaïque. L'hydroélectricité et l'éolien en mer ayant des contraintes techniques et / ou réglementaires plus importantes, le SER invite l'administration et la CRE à approfondir leur réflexion pour ces filières.***

#### A. Questions introductives

*Question 1 : Quel est selon vous le degré de flexibilité des actifs EnR existants (selon leur filière ou leur taille notamment) ? En cas de contraintes techniques ou environnementales, merci de les préciser.*

Au préalable, le SER souhaite rappeler que la commandabilité d'un parc EnR pour répondre à un signal externe (prix négatif ici) nécessite de disposer d'un système de gestion automatisé et programmable sur lequel on puisse réagir en envoyant un signal au parc. Ce système de gestion implique concrètement : i) une liaison de communication redondante (4G et ADSL) afin de garantir la réception du signal et ii) le déploiement d'un protocole permettant l'action d'arrêt / redémarrage sur la machine via le SCADA.

S'agissant des parcs sous obligation d'achat (OA), quand bien même le SER est conscient que cette consultation porte sur l'adaptation des contrats en complément de rémunération (CR), ceux-ci ne sont pas équipés de tels systèmes de gestion automatisés et ne pourront pas répondre à une exigence d'arrêt en cas de prix négatifs dans une période de 15mn. EDF OA ne devra donc pas demander à ce type d'actifs de s'arrêter pour des périodes aussi courtes.

S'agissant des parcs sous CR, il convient tout d'abord de distinguer les premiers parcs mis en exploitation à la suite de la mise en place de ce mode de soutien en 2016, époque à laquelle les prix négatifs étaient peu fréquents. Les parcs sous CR mis en service à cette époque (pré-2021 notamment, avant émergence plus importante des prix négatifs) n'ont donc pas intégré dans leurs investissements des systèmes de pilotage des actifs sophistiqués puisque le besoin d'une flexibilité fine n'était pas encore présent.

Pour les parcs sous CR mis en service plus récemment (dans les 3 dernières années), il convient en effet de distinguer les situations en fonction des technologies, voire des tailles / domaines de tension :

- Photovoltaïque (PV)

S'agissant du photovoltaïque, des solutions ont déjà pu être implémentées pour répondre au signal des prix négatifs. Dans le détail, la procédure pour arrêter puis redémarrer un parc PV est la suivante :

- Un délai de coupure entre 5 et 10mn par ordre sur les onduleurs est nécessaire afin d'assurer une pente assez douce et progressive d'arrêt ;
  - Pour les parcs raccordés en HTA, cette coupure au niveau des onduleurs est suivie par une coupure de la HTA, notamment en cas de difficulté de pilotage au niveau des onduleurs ; pour la BT, les onduleurs peuvent être directement pilotés grâce au disjoncteur de tête.
  - Après l'épisode de prix négatifs, une remontée en puissance dont l'ordre de grandeur se situe entre 5 et 10mn (voire moins pour les installations les plus performantes, notamment en BT).
- 
- Eolien terrestre
    - Arrêt : plusieurs minutes sont nécessaires pour le pivotage des pâles, se faisant en parallèle sur toutes les machines.
    - Redémarrage : pivotage de la nacelle potentiellement nécessaire, prend de l'ordre de 5mn.
- 
- Hydroélectricité

S'agissant de l'hydroélectricité, les processus d'arrêt et de redémarrages sont très divers en fonction de la typologie d'installations (aménagements au fil de l'eau, éclusées, aménagements de lac).

Par rapport aux installations éoliennes terrestres et photovoltaïques décrites précédemment, de fortes exigences exogènes peuvent contraindre la variation rapide du débit dans le cours d'eau / dans le tronçon court-circuité, et donc la capacité de l'aménagement hydroélectrique de s'arrêter en cas de prix négatifs. On peut notamment penser à des contraintes relatives :

- A la sûreté hydraulique / protection des personnes ;
- A l'environnement.



→ Pour ces raisons, une part importante du parc hydroélectrique sera en difficulté pour mettre en œuvre des arrêts / redémarrages à une maille temporelle de 15mn. Au vu de ces éléments, **le SER invite donc l'administration et la CRE à étudier de façon approfondie l'option qu'il serait possible d'appliquer à cette filière. Quoi qu'il en soit, et en l'état, il est peu envisageable d'inscrire l'hydroélectricité dans l'option A.**

A noter qu'il faut ajouter à ces délais d'arrêt et redémarrage l'incertitude liée au relevé de compteur par le GRD. A cause de cette incertitude sur l'horodatage effectué par le GRD, le SER souhaite pointer du doigt le fait qu'il est nécessaire d'allonger la durée totale d'arrêt de 15mn afin d'être certain que le parc soit à l'arrêt pendant l'horodatage du GRD. Si cet allongement de 15mn est entendable pour des périodes de prix négatifs d'une heure ou plus, **il est opérationnellement non-optimal d'appliquer cette marge de 15mn due aux incertitudes d'horodatage du GRD sur un pas de temps 15mn de prix négatif unique sur le marché de gros** (sinon, cette marge représenterait 100% de la période pendant laquelle on demande au parc de s'arrêter, modulo la rampe de redémarrage après l'épisode de prix négatif). **Il faudra donc impérativement résoudre, en lien avec les GRD, cette problématique d'horodatage afin que les producteurs ne soient pas pénalisés alors mêmes qu'ils auraient fait le nécessaire pour s'arrêter en temps et en heure.**

A noter également qu'aujourd'hui, afin d'être éligible à la prime prix négatifs, une courbe de charge de 0kW est nécessaire au niveau du relevé de compteur. La proposition de la CRE dans sa note de novembre 2024 d'intégrer une tolérance de production via un « talon » (en % de Pmax, par exemple) autorisé même en cas de prix négatifs est donc particulièrement pertinente et devra être intégrée dans les arrêtés d'application de l'article 175 de la loi de finances 2025.

Enfin, malgré l'automatisation de ce processus et de la transmission des différents signaux, une surveillance humaine reste nécessaire pour s'assurer de l'arrêt et du bon redémarrage des parcs et de l'absence de contraintes autres que le prix de marché (exemples non exhaustifs : bridages naturalistes ou acoustiques en éolien terrestre, contraintes de sécurité si coïncidence d'un prix négatif avec une intervention sur site, contraintes de sécurité externes, etc...).

*Question 2 : Quelles solutions permettraient d'optimiser cette flexibilité afin que ces actifs puissent répondre à des signaux de prix sur un pas de temps de 15 minutes ? A quel coût et dans quel délai ces solutions pourraient être mises en œuvre ?*



L'optimisation du pilotage des parcs EnR passe par l'installation d'un système de gestion automatisé / boîtier de pilotage interfacé avec le système de contrôle de l'actif (SCADA).

A noter que le changement au pas de temps 15mn demandera également de modifier les contrats passés par les producteurs avec leurs agrégateurs et les contrats pour la maintenance et l'exploitation des sites, qui demanderont plus d'entretien et s'useront plus rapidement à cause des arrêts et redémarrages sur des pas de temps plus courts et plus fréquents. **Le SER souhaite alerter la CRE sur ce sujet important de l'usure liée à un pilotage plus dynamique des EnR**, sur lequel la filière ne bénéficie pas encore d'un retour d'expérience assez précis, mais qui engendrera une hausse des CAPEX et surtout des OPEX observés. Une succession d'arrêts et redémarrages pourrait également être préjudiciable car cela multiplie les risques de perte de connexion technique avec l'interface de contrôle de l'actif / le SCADA. Cela nécessitera des interventions supplémentaires de maintenance afin d'assurer le taux de disponibilité des parcs auxquels les O&M s'engagent.

En termes de délais, pour les parcs non-équipés et les organisations n'ayant pas encore en interne un centre de commande bien structuré pour piloter le plus fluidement possible les SCADA après réception des signaux marché, le temps d'adaptation nécessaire sera d'une année. A noter que c'est un délai challengeant pour la filière puisqu'il y aura une tension sur les prestataires concernés pour accompagner la filière dans l'amélioration de leurs équipements afin d'exercer un pilotage à 15mn, mais respectable eu égard aux enjeux et bienfaits que les EnR apporteront à l'ensemble du réseau.

En termes de coût, en prenant l'exemple d'un parc moyen de 10MW, il faut avoir en tête les ordres de grandeur suivants :

- CAPEX : 30k€ pour l'équipement d'un système de commande, soit environ 3k€/MW dans l'hypothèse d'un parc de 10MW ;
- OPEX : ordre de 0,2k€/MW/an supplémentaires, soit 2k€ / an supplémentaire. A noter que ces OPEX sont difficiles à estimer et que des chiffrages bien plus importants seront observés pour certaines technologies / générations d'actifs.

*Question 3 : Mêmes questions pour les actifs susceptibles de signer des nouveaux contrats de soutien en complément de rémunération.*

La même typologie de solutions décrites dans les deux premières réponses s'appliquerait pour les nouveaux contrats de soutien.

## B. Questions relatives aux solutions proposées

### *Question 4 : Partagez-vous les principaux effets de chaque solution tels que décrits par la CRE ? En identifiez-vous d'autres ?*

Le SER partage globalement la plupart des effets décrits de chaque solution par la CRE. Dans le détail, option par option :

- **Option A :** s'agissant du caractère insuffisamment flexible, certains actifs pourraient en effet s'équiper afin d'améliorer leur pilotage et répondre au mieux au signal 15mn. Pour éviter à court-terme les pertes de revenus évoquées par la CRE (Aurora Energy Research a estimé les potentielles pertes de revenus [ici](#)), il est nécessaire de définir une période de transition (voir réponse en question 6). Cependant, le SER tient également à signaler que pour certaines générations d'actifs et plus particulièrement pour certaines filières, notamment l'éolien et l'hydroélectricité, les contraintes physiques, réglementaires, environnementales ou de sécurité évoquées dans les précédentes réponses feront que lesdits actifs ne pourront pas répondre aux signaux de prix négatifs à une maille temporelle de 15mn. Cela engendrera donc des arbitrages entre la perte de revenus et les coûts liés à l'arrêt et la vente à prix négatif de l'électricité que d'autres moyens de production font déjà aujourd'hui notamment les CCGT.
- **Option B :** Le SER rejoint la CRE sur l'impact sur les finances publiques, mais le nuancerait. En effet, dans les deux cas évoqués par la CRE (*verser le CR lors de pas de temps à prix négatifs ET verser la prime pour prix négatifs en cas de prix spot positifs*), l'ordre de grandeur entre la prime prix négatifs et le CR étant similaire, le versement du CR sur un pas de temps à prix négatifs semble neutre pour l'Etat puisque dans l'option A il aurait été versée la prime prix négatifs, dont le montant devrait être équivalent au montant du CR (et inversement pour le deuxième cas évoqué dans la consultation). Il serait intéressant que la CRE étaye plus en détail l'impact sur les finances publiques de cette option B qui ne semble pas majeur pour discriminer les options entre elles.
- **Option C :** Le SER est en phase avec l'ensemble des constats de la CRE.

Le SER souhaite également alerter la CRE sur les effets complémentaires que ces différentes options pourraient avoir sur les frais d'agrégation. Il serait bon d'évaluer en interrogeant les acteurs concernés les tendances prévisionnelles des frais d'agrégation en fonction de chaque option retenue et les difficultés techniques et opérationnelles que les agrégateurs rencontreraient dans chacune des options, notamment pour s'équilibrer. A noter que certains producteurs EnR ont constaté depuis le passage du marché de

l'aFRR énergie à un règlement en pay as clear une augmentation importante de la volatilité de ce produit qui s'est répercuté sur le prix des écarts. Le changement de granularité du prix des écarts de 1h à 15mn a accentué cette volatilité, qui ont surenchéri pour certains producteurs les coûts d'équilibrage pour les projets renouvelables, et donc les coûts d'agrégation. Il sera donc nécessaire d'étudier avec le passage à l'option A à terme la tendance des coûts d'agrégation qui, intuitivement, sembleraient s'orienter à la hausse.

Il serait également intéressant d'étudier les injonctions contradictoires qui pourraient émerger entre les producteurs et les agrégateurs lorsque les actifs EnR ne pourront pas répondre parfaitement au signal à un pas de temps 15mn.

*Question 5 : Pour chaque solution, quelle(s) stratégie(s) un producteur ENR soutenu par le régime du CR devrait adopter pour maximiser ses revenus ? Cette(ces) stratégie(s) vous parai(ssen)t-elle(s) implémentable(s) opérationnellement ?*

- Option A : implique la mise en place d'un système de gestion automatisé / boîtier de pilotage interfacé avec le système de contrôle de l'actif (SCADA) afin de rendre quasi-automatique le processus d'arrêt et de redémarrage des centrales à chaque pas quart d'heure. Néanmoins, comme expliqué ci-dessus, pour des installations de générations plus anciennes (2016-2021) et certaines filières (notamment l'éolien et l'hydroélectricité), les contraintes physiques font qu'il serait, même avec ce type de solution, compliqué de réagir parfaitement au pas de temps 15mn.
- Options B et C : nécessite la programmation du système de gestion faisant le lien avec le SCADA afin de calculer les moyennes horaires et / ou les pas de temps 15mn négatifs consécutifs. Cela est faisable techniquement, mais nécessitera que les agrégateurs et les producteurs réalisent des développements informatiques pour leurs systèmes de gestion, qui seront plus compliqués dans le cadre de l'option C.

*Question 6 : Selon vous, parmi les trois options présentées, laquelle devrait être retenue ? Devrait-il y avoir une différence entre les nouveaux contrats et les contrats déjà en vigueur ou une période de transition minimale pour les contrats déjà en vigueur ?*

*NB : comme indiqué précédemment, ce positionnement porte sur l'éolien terrestre et le photovoltaïque.*

**Le SER est favorable, pour l'ensemble des actifs (nouveaux et existants) :**

- i) **A l'instauration d'une période de transition d'un an à compter de juin 2025 (passage au pas de temps 15mn) pendant laquelle l'ensemble des contrats (déjà en vigueur et nouveaux) sont régis par l'option B ou C ;**
- ii) **A compter de juin 2026, à ce que l'ensemble des contrats (déjà en vigueur et nouveaux) soient régis par l'option A.**

Comme indiqué précédemment dans cette réponse, la pilotabilité au pas de temps 15mn des installations engendrera des frais supplémentaires (investissements en CAPEX dans SCADA / système de contrôle commande / gestion, OPEX plus importants pour des maintenances plus régulières liées à une usure plus rapide, hausse des frais d'agrégation). **Afin d'assurer la bonne transition vers cette option A, le SER souhaite que l'administration instruisse plusieurs mesures afin d'aider les producteurs à franchir le pas.** Le SER demande notamment à l'administration de mettre en place les mesures suivantes :

- Suppression des heures de franchise pendant lesquelles les producteurs ne touchent pas de prime prix négatifs ;
- Suppression des plafonds d'heures de prix négatifs compensées ;
- Mise en place d'une tolérance de production pendant la période de prix négatifs en % de la Pmax telle que prévue par la loi de finances 2025, ainsi que la possibilité de prendre en compte dans l'énergie non-injectée à compenser la période de « ramp-up » et « ramp-down ». Ce dernier point est notamment important dans le cas où de nombreux pas de temps 15mn négatifs isolés seraient fréquents. A noter que le SER ne partage pas l'analyse de la CRE indiquant que comme les heures de prix négatifs sont souvent consécutives, le passage au pas de temps 15min ne présenterait pas de changements majeurs et qu'il y aurait peu de pas de temps 15mn négatifs isolés. Les prix de gros étant souvent proches de 0€ (parfois, - 0,01€), une granularité au quart d'heure donnerait sans doute des quarts d'heures légèrement positifs et d'autres légèrement négatifs, parfois en alternance. Rien ne permet de dire que si le prix horaire est négatif, le prix quart d'heure le sera forcément.

S'agissant de la période de transition, le SER exprime une légère préférence pour l'option B pour les raisons suivantes :

- L'option C semble intéressante car elle permet aux actifs existants dotés d'une bonne flexibilité de répondre aux signaux de prix négatifs de manière plus fine



qu'avec un pas de temps horaire. Néanmoins, le SER rejoint la CRE sur les dégradations que cette option engendrerait sur les performances de l'algorithme de couplage. Il faudrait donc étudier avec les opérateurs désignés du marché de l'électricité si l'implémentation pendant une période transitoire serait tout de même envisageable. De plus, les agrégateurs nous remontent la difficulté à passer des ordres de marché cohérents avec cette option C puisque les ordres conditionnels en cascade induits par cette option et les produits de couverture associés n'existent tout simplement pas.

- L'option B est moins intéressante du point de vue des incitations à produire (ou non) en fonction du signal prix mais doit être contrebalancée avec les dégradations de performances de l'algorithme de couplage susmentionnées pour l'option C et aux difficultés associées pour les agrégateurs. Cette option B paraît plus simple à mettre en place puisqu'elle réplique le fonctionnement des contrats de CR actuels. De plus, étant donné que le design au pas de temps 15mn prévoit la possibilité de définir des ordres linéaires à la maille horaire, il sera possible avec cette option B pour les producteurs de définir un prix limite un ordre sur une heure pleine au prix limite de 0€/MWh en tenant compte du prix moyen observé sur les 4 pas de temps 15mn, sans engendrer de dégradations majeures sur la performance de l'algorithme de couplage.

*Question 7 : Envisagez-vous d'autres solutions qui pourraient avoir de meilleures propriétés que celles présentées dans le présent document ?*

Le SER tient à signaler, même si cela n'est pas le cœur du sujet, qu'encourager le couplage de parcs de production EnR avec des systèmes de stockage par batterie paraît pertinent dans toutes les options décrites pour améliorer la flexibilité des actifs EnR. L'administration et la CRE devraient donc également étudier, dans le cadre de cette consultation, les moyens qui permettraient de faciliter un tel couplage, notamment pour les actifs les moins flexibles. Le SER se tient à disposition de l'administration pour étudier comment une telle facilitation se traduit réglementairement et / ou dans les cahiers des charges des appels d'offres.