

## CONSULTATION PUBLIQUE N°2025-01

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

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

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

#### Contexte et objet de la consultation publique

En application du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (Règlement électricité), le pas de temps de règlement des déséquilibres ou « écarts » (ISP – « *Imbalance Settlement Period* ») est passé de 30 à 15 minutes le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

Un ISP de 15 minutes signifie que les responsables d'équilibre seront incités financièrement à être équilibrés sur leur position nette (injection – soutirage) moyennée sur 15 minutes, au lieu de 30 minutes actuellement. Pour cela, ils auront à leur disposition sur les marchés de gros des produits de taille 15 minutes.

A cette fin, le Règlement électricité impose aux opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) de donner la possibilité aux acteurs de marché d'échanger, sur les marchés journaliers (« marché Spot ») et infrajournaliers, des produits portant sur des intervalles de temps au moins aussi courts que la période de règlement des déséquilibres, soit 15 minutes.

Cette possibilité est offerte sur le marché infrajournalier français depuis le 22 janvier 2025. Dans un second temps, et suite au passage de l'ISP à 15 minutes, le pas de temps du marché journalier (MTU – « *Market Time Unit* ») passera d'une heure à 15 minutes ; en France comme pour tous les pays européens, cette évolution est programmée pour juin 2025.

Ce passage à un pas de temps de 15 minutes est une évolution souhaitable, qui permettra de mieux prendre en compte les spécificités des énergies renouvelables (« EnR ») et donc contribuera à leur bonne intégration au système électrique. En effet, les EnR variables (notamment les filières du solaire photovoltaïque et de l'éolien) présentent des profils de production pouvant fortement varier au cours d'une demi-heure. Le passage à 15 minutes fournira également des signaux de prix plus fins permettant le développement conjoint des EnR et des flexibilités (batteries, réponse de la demande au prix, effacements, etc.).

Ces évolutions soulèvent cependant des questions s'agissant des contrats de soutien dont bénéficient les EnR, et notamment des contrats de complément de rémunération (CR). En effet, aujourd'hui, les CR sont calculés à une maille horaire, qui correspond au pas de temps du marché journalier (prix Spot). Les producteurs EnR soutenus par des contrats de CR perçoivent pour chaque MWh produit un montant correspondant à la différence entre le tarif de référence de leur contrat et une référence de prix de marché, généralement égale à la moyenne mensuelle du prix spot, pondérée par un profil de production de référence pour les filières éoliennes et solaires.

Par ailleurs, les producteurs EnR soutenus via un contrat de CR sont incités à s'arrêter lors des périodes de prix négatifs :

1. le CR n'est versé que sur les pas de temps caractérisés par des prix spot positifs ou nuls ;
2. lors des heures de prix spot strictement négatifs, le producteur bénéficie d'une prime s'il n'a pas produit sur l'heure considérée. Cette prime est versée au-delà d'un certain nombre d'heures de prix strictement négatifs, dépendant de la filière considérée.

Le passage du marché spot à une granularité de 15 minutes nécessite de faire évoluer le calcul du CR versé, ainsi que l'incitation en cas de prix spot négatifs, comme le recommandait déjà la CRE dans son analyse publiée récemment sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs<sup>1</sup>.

Ces évolutions concerneront les futurs contrats de complément de rémunération, mais aussi les contrats actuellement en vigueur. Les modalités du calcul du CR et de la prime pour prix négatifs pourraient être différentes pour ces deux catégories de contrat.

L'évolution des règles de calcul du CR pourrait avoir des effets sur :

- les producteurs EnR selon leur degré de flexibilité ;
- le coût du mécanisme de CR porté par l'Etat ;
- l'optimisation du système électrique, et donc au final le prix de l'électricité pour le consommateur final ;
- le fonctionnement de l'algorithme de couplage journalier : cet algorithme est au cœur du fonctionnement de l'enchère journalière française et européenne car il détermine ses résultats (prix par zones, échanges entre zones et ordres d'achat et vente d'électricités acceptés). Son fonctionnement optimal suppose des produits aussi standard que possible.

La présente consultation publique porte sur les différentes possibilités d'adaptation du calcul du CR et de la prime pour prix négatifs, en réponse au passage à un pas de 15 minutes pour le règlement des déséquilibres et le marché spot. A l'issue de cette consultation, la CRE formulera des recommandations au gouvernement sur les adaptations des contrats de complément de rémunération.

---

<sup>1</sup> [Analyse de la CRE sur le phénomène de prix de l'électricité négatifs et recommandations relatives aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables](#).

## Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 9 avril, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>. Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

## 1. Liste des questions

### 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.

**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 ?

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

### 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 ?

**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 paraî(ssen)t-elle(s) implémentable(s) opérationnellement ?

**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 ?

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

## 2. Questions préliminaires

**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.

Concernant le degré de flexibilité des actifs EnR, il faut distinguer :

- le délai de réaction de la machine une fois l'ordre donné (arrêt ou redémarrage) : il est de l'ordre de 5 min pour les parcs solaires et de 10 min pour les parcs éoliens, la sécurité et l'usure prématurée des matériels étant les enjeux premiers
- le temps et la manière de passer l'ordre (arrêt ou redémarrage) ; en effet certains systèmes de commande à distance ne permettent pas de programmer la veille pour le lendemain les créneaux d'arrêt ou les créneaux de fonctionnement, ce qui implique un délai « humain » d'activation en temps réel des ordres d'arrêt ou de redémarrage. Pour ce type d'actifs, chaque opérateur, gestionnaire d'une flotte de parcs, doit se connecter à chacun d'entre eux pour activer en « live » l'arrêt et le démarrage, ce temps peut prendre 15 à 30 min avant et après l'heure ronde en fonction du nombre de parcs à activer, afin de garantir un arrêt des machines à leur heure ronde
- les aléas de communication (perte de la liaison, défaut de réaction de la machine...) et les interférences entre des ordres d'arrêt ou redémarrage pour des bridages acoustiques, chiroptères, avifaune...

De manière générale il n'y a pas de différence significative au regard de la taille des actifs du portefeuille de ENGIE Green, tous supérieurs à 1 MW.

Le principal défi est de pouvoir assurer une flexibilité des actifs dans les cas où (i) le prix d'un seul quart d'heure s'établit de manière différente de plusieurs autres (un quart d'heure de prix négatif au milieu d'une plage de plusieurs quarts d'heure de prix positif), (ii) le prix oscille autour de zéro sur plusieurs quarts d'heure. Pour certains actifs, compte-tenu de leur inertie (physique et prudentielle), il sera difficile d'assurer un ramp-up et un ramp-down avec un arrêt complet sur une plage d'un quart d'heure.

**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 ?

Afin que ces actifs puissent répondre à des signaux de prix sur des pas de temps 15 min, nous distinguons 2 types de solutions :

- Des solutions dites « IT » : elles sont très variables d'un actif à l'autre, d'un turbinier à l'autre, d'un fournisseur d'onduleurs à l'autre. Le diagnostic initié afin de gérer de manière plus efficace les heures de prix négatifs n'est pas finalisé. Toutefois, nous identifions des besoins d'équipement « hardware », de développement, de renforcement, de mise à niveau des solutions « software », notamment afin de pouvoir programmer la veille pour le lendemain des arrêts sur des périodes infra horaires. Le chiffrage n'est pas finalisé et doit être réalisé au cas par cas. D'une manière générique, les montants de capex peuvent s'élever à 10 à 15 k€/parc et monter jusqu'à 25 k€ pour les parcs les plus anciens. Certains d'entre eux pourraient même nécessiter un changement complet de télégestion, et ainsi nécessiter des capex de 50 à 60 k€. Ces adaptations génèreront également des opex supplémentaires de l'ordre de 5 k€/parc/an. À noter que ce changement de pas de temps va concerner l'ensemble des acteurs du marché électrique, nous pressentons une forte tension sur les ressources externes disponibles dans un pas de temps réduit chez les prestataires IT, et donc une hausse des coûts et un risque d'allongement des délais pour la mise en œuvre de solutions efficaces.
- Des solutions contractuelles, modifiant les conditions actuelles des contrats de complément de rémunération lesquelles obligent à un arrêt total à l'heure ronde sous peine de ne pas pouvoir

bénéficier de la prime de prix négatifs. Une des solutions serait de pouvoir assurer dans la période de prix négatifs, les 3 phases induites par les arrêts-redémarrage, c'est-à-dire la phase de ramp-down (actuellement conduite avant l'heure de prix négatif), une phase avec un talon de production très faible (max 2% de la production habituelle du parc) afin de ne pas générer une coupure complète et la phase de ramp-up (actuellement conduite après l'heure de prix négatif).

Ce changement des règles imposant une plus grande flexibilité nous semble une opportunité de revoir et de « toiletter » les modalités contractuelles des contrats (facteur de charge DCCR 16 à relever au niveau de celui des DCCR 17 ou des AO, suppression des franchises d'heures non compensées, suppression des plafonds d'heures). Un tel changement pourra être perçu comme une incitation à mettre en œuvre plus rapidement cette réactivité, couvrant ainsi une partie des coûts liés à ces évolutions pour adapter le design électrique et informatique des actifs, lesquels n'ont pas été pris en compte pour les parcs mis en service avant le Règlement.

Dans les cas où (i) le prix d'un seul quart d'heure s'établit de manière différente de plusieurs autres (un quart d'heure de prix négatif au milieu d'une plage de plusieurs quarts d'heure de prix positif), (ii) le prix oscille autour de zéro sur plusieurs quarts d'heure, les cycles d'arrêt-redémarrage seront plus fréquents, ce qui provoquera une usure prématurée des équipements. Les coûts de maintenance sont difficiles à chiffrer et dépendront de la « volatilité » constatée entre chaque quart d'heure.

Un aspect fondamental, non abordé dans le périmètre de la consultation actuelle, concerne l'adaptation des contrats d'agrégation. Chaque parc renouvelable sous CR est lié à un contrat d'agrégation de droit privé, avec des obligations spécifiques. Il est donc impératif de garantir la cohérence entre les adaptations réglementaires du CR et les modalités opérationnelles des contrats d'agrégation. À défaut, un risque de surcoût pourrait être transféré unilatéralement aux producteurs.

### **Question 3** [Mêmes questions pour les actifs susceptibles de signer des nouveaux contrats de soutien en complément de rémunération.](#)

Ce nouveau pas de temps est pris en compte dans le design électrique et informatique des nouveaux actifs, qui seront susceptibles de signer de nouveaux contrats de soutien en complément de rémunération. Les récentes évolutions des cahiers des charges (pour des projets à mettre en service post) n'intègrent pas cette évolution du signal de prix de marché, a minima pour le calcul du M0.

Il n'en demeure pas moins que, dans les cas où (i) le prix d'un seul quart d'heure s'établit de manière différente de plusieurs autres (1 quart d'heure de prix négatif au milieu d'une plage de plusieurs quarts d'heure de prix positif), (ii) le prix oscille autour de zéro sur plusieurs quarts d'heure, l'inertie des machines restera un défi pour les actifs solaires et éoliens terrestres, avec les enjeux associés de sécurité et d'usure prématurée des équipements.

## **3. Présentation des options possibles selon l'analyse de la CRE**

Plusieurs options peuvent être envisagées pour adapter les contrats de soutien existants ou à venir.

Le fonctionnement optimal du système électrique nécessiterait en théorie de répercuter aux producteurs EnR sous contrat de CR l'intégralité des effets du passage au pas de 15 minutes, comme c'est le cas pour les autres acteurs du système électrique : producteurs non soutenus, fournisseurs, agrégateurs, etc. Toutefois, une telle évolution peut entraîner des coûts supplémentaires pour les producteurs EnR concernés, qui doivent être mis en balance avec les gains pour le système électrique, en particulier pour les contrats de CR existants.

Il convient également de souligner qu'actuellement la plupart des périodes de prix négatifs concernent plusieurs heures consécutives, pendant lesquelles le passage à un pas de temps de 15 minutes aurait un impact très limité pour les contrats CR : seulement 4 % des heures à prix négatif étaient isolées entre 2018 et le premier semestre de 2024.

### **Option A : Passage d'un pas de temps horaire à un pas de temps 15 minutes pour le calcul du CR et de la prime pour prix négatifs**

Le pas de temps utilisé dans les contrats de CR devient le pas de temps du marché Spot, et non plus l'heure. Ainsi, lors du passage du marché journalier au pas de temps de 15 minutes :

- le prix de marché de référence est défini comme la moyenne mensuelle des prix spot (au pas 15 minutes donc) positifs ou nuls ;
- le CR est versé pour chaque pas de 15 minutes où le prix est positif ou nul ;
- la prime pour prix négatifs est versée lorsque le prix spot sur 15 minutes est strictement négatif et que l'installation n'a pas produit sur ces 15 minutes. Le seuil de déclenchement du versement de la prime pour prix négatifs précédemment évoqué est inchangé en durée (et multiplié par 4 s'agissant du nombre de pas de temps concernés).

Cette option consiste à répercuter intégralement sur les contrats de CR les effets du passage à un pas de temps 15 minutes. Elle aurait les principaux effets suivants :

- les producteurs EnR sous CR insuffisamment flexibles pourraient être amenés à vendre leur production à prix négatif, au même titre que d'autres producteurs non soutenus. Les producteurs concernés seraient donc incités à investir dans des dispositifs de pilotabilité des actifs, ce qui est l'objectif recherché par le passage à un pas de temps de 15 minutes. Cela pourrait ainsi porter atteinte à court terme aux revenus de certains producteurs EnR peu flexibles ;
- le coût pour l'Etat serait a priori inchangé par rapport à la situation actuelle ;
- les producteurs seraient incités à réagir aux signaux de marché, en utilisant les ordres disponibles sur le marché pour refléter leurs contraintes et leurs coûts réels de flexibilité ;
- les performances de l'algorithme de couplage ne seraient pas détériorées.

Cette option est a priori la plus cohérente par rapport à la réforme programmée et permet d'envoyer pleinement les signaux de marché aux producteurs.

### **Option B : Moyenne des prix sur chaque période horaire**

Dans cette option, le pas de temps utilisé dans les contrats de CR reste le pas horaire. Ainsi, lors du passage du marché journalier au pas de temps de 15 minutes :

- le prix horaire de référence est défini comme la moyenne des prix spot sur les quatre pas de temps de marché inclus dans **une heure ronde** ;
- le CR est versé lorsque la moyenne de quatre pas de temps sur une heure ronde est positive ou nulle ;
- la prime pour prix négatifs est versée lorsque la moyenne de quatre pas de temps sur une heure ronde est strictement négative et que l'installation n'a pas produit lors de ces quatre pas de temps, une fois le seuil forfaitaire de pas de temps à prix négatifs susmentionné atteint.

Cette option consiste à ne pas répercuter sur les contrats de CR les effets du passage à un pas de temps de 15 minutes. Elle aurait les principaux effets suivants :

- les contrats de CR en cours, qui prévoient un pas de calcul de 1 heure, ne seraient pas modifiés, ce qui sécuriserait les revenus des producteurs concernés ;

- l'Etat pourrait être amené à verser le CR lors de pas de temps à prix négatifs, ou à verser la prime pour prix négatifs en cas de prix spot positifs, ce qui représenterait un surcoût pour les finances publiques ;
- les producteurs demeureraient incités à s'arrêter si les prix sont en moyenne négatifs sur une heure ronde. L'incitation ne correspondrait donc exactement à un fonctionnement optimal du système électrique : selon le prix moyen d'une période, des actifs pourraient ne pas produire sur des pas de temps de 15 minutes à prix positifs ou à l'inverse produire sur des pas de temps à prix négatifs.

Pour compenser ces phénomènes, la flexibilité devrait être apportée par d'autres moyens, désoptimisant le système et limitant les capacités disponibles pour RTE à l'échéance de l'équilibrage (dans la mesure où la participation des EnR à l'équilibrage est encore faible). Cela pourrait engendrer une hausse des coûts supportés par les responsables d'équilibre et augmenter le risque opérationnel de RTE sur certains pas de temps.

- cette solution dégraderait de façon significative les performances de l'algorithme de couplage si les acteurs essayaient de traduire cette régulation dans leurs offres pour l'enchère journalière du couplage. En effet, il y aurait un recours accru à des ordres dits « complexes » tels que les ordres « vendre si la moyenne des prix de marché sur 1h est supérieure à 0 €/MWh ». Ces ordres sont bien plus lourds pour l'algorithme que des ordres dits « simples » avec des conséquences pour sa performance. En outre, le prix serait fixé de façon plus complexe et moins anticipable par les acteurs de marché lorsque celui-ci sera autour de 0 €/MWh.

Cette option est celle qui tient le moins compte de la réforme et crée une distinction de traitement entre les producteurs EnR soutenus, qui seront moins exposés au nouveau pas de temps 15 minutes, et les autres acteurs

### **Option C : Séquence de quatre pas de temps 15 minutes consécutifs**

Dans cette option, les producteurs soutenus sont incités à s'arrêter dès que le prix spot devient négatif pendant au moins une heure. Ainsi, lors du passage du marché journalier au pas de temps de 15 minutes :

- le prix de marché de référence est défini comme la moyenne mensuelle des prix spot (au pas 15 minutes donc) positifs ou nuls ;
- le CR est versé pour chaque pas de 15 minutes où le prix est positif ou nul ;
- la prime pour prix négatifs est versée lorsque le prix spot sur 15 minutes est strictement négatif à condition que l'installation se soit bien arrêtée dès lors qu'au moins quatre pas de temps consécutifs sont négatifs. Ainsi, si le prix spot est négatif pendant trois pas de temps consécutifs ou moins, la prime pour prix négatifs est versée sans condition sur la production ; dès lors qu'au moins quatre pas de temps consécutifs sont négatifs, l'installation doit s'arrêter pour percevoir sa prime.

Il convient de noter que pour les premiers et derniers pas de temps de la journée, il est difficile de définir une séquence de quatre pas de temps consécutifs : le couplage journalier se fait sur une journée, sans lien entre une journée et la suivante.

Cette option aurait les principaux effets suivants :

- les producteurs les moins flexibles maintiendraient leurs revenus lorsque les prix sont négatifs sur des périodes inférieures à une heure ;
- pour ces périodes, l'Etat verserait des primes pour prix négatifs alors que l'installation ne s'est pas arrêtée, ce qui représente un surcoût par rapport à la situation actuelle ;



- cette option réduit les effets négatifs de l'option B, en permettant un arrêt/démarrage lors du changement de signe du prix, sans l'inertie induite par les heures rondes. Néanmoins, il reste des cas où elle n'incite pas à l'optimisation du système électrique dont certains cas, minoritaires, où l'option B aurait été plus efficace<sup>2</sup> ;
- cette option pourrait dégrader fortement les performances de l'algorithme de couplage. En effet, si les producteurs décident de s'arrêter uniquement en cas de séquence de quatre pas de temps négatifs consécutifs, ils devront utiliser des combinaisons d'ordres complexes sur le marché spot, les produits permettant d'indiquer des contraintes en séquence n'étant, pour le moment, pas disponibles sur le marché. Cette multiplication d'ordres complexes liés réduirait significativement les performances de l'algorithme.

Cette option pourrait aussi se décliner avec une incitation à l'arrêt à partir d'une séquence de deux ou trois pas de temps négatifs consécutifs, ce qui limiterait les effets sur l'algorithme de couplage. Cette option permet d'exposer les producteurs EnR au passage au pas de temps de 15 minutes tout en protégeant les moins flexibles d'entre eux.

A ce stade, la CRE considère que l'option A est la plus favorable du point de vue du bon fonctionnement du système électrique et devrait s'appliquer à l'ensemble des contrats. Pour les anciens contrats, une période de transition, par exemple en appliquant la solution C, pourrait cependant être nécessaire, afin de permettre aux producteurs EnR concernés de s'adapter aux nouvelles règles.

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

Engie partage les principaux effets identifiés par la CRE pour chaque solution.

En ce qui concerne l'option A, indépendamment de la volonté des détenteurs d'actifs de vouloir rendre plus flexibles leurs actifs, compte-tenu de leur inertie, pour des raisons à la fois physiques, mais aussi de prudence à l'égard de l'usure des machines et pour s'assurer de leur bon redémarrage, il sera difficile d'assurer un ramp-up et un ramp-down avec un arrêt complet sur une seule plage d'un quart d'heure. Ce risque s'exprimera, dans les cas où (i) le prix d'un seul quart d'heure s'établit de manière différente de plusieurs autres (un quart d'heure de prix négatif au milieu d'une plage de plusieurs quarts d'heure de prix positif), (ii) le prix oscille autour de zéro sur plusieurs quarts d'heure.

Cet effet supplémentaire d'oscillations entre des prix quarts horaires positifs et négatifs risque notamment de s'exprimer en début et fin de période de prix négatifs. Ces quarts d'heures négatifs pourraient être très proches d'un prix nul, par exemple environ -0,10€/MWh.

Dans cette situation et compte-tenu des contraintes techniques décrites précédemment, un producteur ne sera pas nécessairement incité à interrompre sa production. Il devra évaluer les prix des quarts d'heures suivants pour déterminer s'il doit arrêter son installation ou non.

Dans un autre cas, il pourrait choisir de s'arrêter en avance et de ne pas redémarrer si le quart d'heure suivant est positif mais isolé, car lui-même suivi d'un quart d'heure négatif.

---

<sup>2</sup> Par exemple, en cas de prix positif sur un ou plusieurs pas de temps 15 minutes, isolé entre deux périodes de prix négatifs, un producteur peu flexible pourrait décider de rester à l'arrêt, même en cas de prix positif très élevé. Dans ces cas, la solution B aurait été plus efficace.



Ces situations pourraient entraîner des pertes de rémunérations supplémentaires pour le producteur, tout en désoptimisant l'équilibre technico économique du système électrique sur les 1/4h concernés.

**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 paraî(ssen)t-elle(s) implémentable(s) opérationnellement ?

En général, la stratégie d'un producteur d'énergies renouvelables est de répondre aux incitations de prix de manière optimale dans les limites techniques permises.

Pour l'option A, le producteur devra s'adapter à une granularité plus fine. Pour maximiser ses revenus, il lui faudra prévoir au mieux les prix et ainsi anticiper les quarts d'heures où il devra arrêter son actif. Étant donné qu'il n'a pas de prix historiques journaliers avec une granularité en 15 minutes, un investissement sera nécessaire pour les déterminer autrement. Dans certains cas, le producteur devra également investir dans la flexibilité de ses actifs. Cette option est opérationnellement faisable, pour peu que la fréquence des quarts horaires « isolés » soit faible, mais ne sera pas prête pour juin 2025, date prévue pour l'implémentation de l'option A. Une des solutions serait de pouvoir assurer, dans la période de prix négatifs, les 3 phases induites par les arrêts-redémarrages, c'est-à-dire la phase de ramp-down (actuellement conduite avant l'heure de prix négatif), une phase avec un talon de production très faible (max 2% de la production habituelle du parc) afin de ne pas générer une coupure complète et la phase de ramp-up (actuellement conduite après l'heure de prix négatif).

Pour l'option B, il serait plus facile de prévoir des heures avec des prix négatifs en utilisant des données en heures rondes, pratique correspondant également au pas de temps actuellement en vigueur. L'acteur pourrait passer des ordres complexes pour vendre seulement lorsque la moyenne horaire des prix est positive. Cependant, si ces ordres nuisent à l'algorithme de couplage, ils pourraient ne plus être proposés, car ils ne font pas partie des produits "obligatoires" pour l'algorithme de couplage. Mettre en place transitoirement l'option B paraît faisable mais risqué, car l'utilisation d'ordres complexes pourrait devenir impossible si l'algorithme se détériore.

Pour l'option C, il pourrait s'avérer encore plus difficile d'anticiper des périodes de quatre quarts d'heure consécutifs à l'avance, comparé à l'option B où les heures sont fixes. Afin d'optimiser les revenus, il serait nécessaire d'investir dans l'amélioration des outils de prévision des quarts d'heure avec des prix négatifs.

Tout comme pour l'option B, l'acteur pourrait avoir recours à des ordres complexes, voire encore plus complexes, qui risquent d'être supprimés en cas de détérioration de l'algorithme de couplage. Cette option engendrerait une complexité encore accrue si elle ne s'appliquait qu'à certains contrats spécifiques.

**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 ?

ENGIE soutient l'option A en raison de son efficacité et de sa transparence. Cette option permettrait une cohérence entre les risques économiques portés dans les contrats d'agrégation, qu'ils soient historiques ou futurs, et les signaux de marché au pas de temps de 15 minutes. Cette option permet en outre un traitement équitable de l'ensemble des producteurs et une cohérence contractuelle globale, permettant une standardisation des signaux de marchés. La CRE envisage dans la consultation de tolérer une

période de transition pour les producteurs avec la coexistence d'actifs sous compléments de rémunération aptes rapidement à adopter l'option A et d'actifs sous compléments de rémunération bénéficiant transitoirement d'un régime optionnel le temps que leur flexibilité soit améliorée. Cette période transitoire devrait durer 6 à 12 mois en fonction des investissements à consentir, de la complexité des solutions à mettre en œuvre et des ressources disponibles pour implémenter ces solutions. La CRE cite l'option C, pour ENGIE dans un tel cas de figure l'option B serait plus appropriée. Quoiqu'il en soit, une attention particulière serait à porter sur ce cas, car ce fonctionnement hybride et transitoire complexifierait grandement les opérations pour les agrégateurs, ainsi que les algorithmes d'ordres de marché. En effet, il y aurait besoin de faire cohabiter plusieurs algorithmes en fonction des types de centrales (arrêt sur une heure ou sur un quart d'heure) ce qui poserait de grandes difficultés d'implémentation et de développements emportant des coûts. Cela induirait également des coûts par rapport aux risques accrus que porterait l'agrégateur suite à la non-conformité aux périodes de MTU 15' des producteurs, si aucune loi ne venait à forcer les producteurs à changer de pas de temps, car les modalités économiques des contrats avaient été calculées sur la base de pas de temps horaires, et s'exécuteraient sur des pas de temps 15' ou horaires.

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

L'option A serait préférable avec l'ajout de mesures transitoires pour éviter de pénaliser les producteurs en phase d'adaptation.

Une mesure envisageable serait de proposer une tolérance de production lorsqu'un quart d'heure présente un prix négatif. Cela permettrait au producteur cherchant à arrêter et redémarrer progressivement son actif de ne pas être pénalisé par la perte de sa prime d'arrêt de production et par une baisse de production et de rémunération en amont et en aval d'une période de prix négatif. Le niveau de tolérance pourrait stipuler que l'actif doit produire moins de 5 % de sa puissance maximale durant le quart d'heure négatif. Cette disposition viserait également à atténuer des problèmes techniques de connexion ou opérationnels liés à la hiérarchisation des ordres venant du marché ou du fonctionnement intrinsèque des actifs (système de bridage, test en intervention de maintenance, découplage demandé par le gestionnaire de réseau dans le cadre du dimensionnement optimal...).

En outre, il est urgent d'implémenter pour tous les contrats de complément de rémunération (arrêté à prendre suite à l'article 175 de la Loi de Finances pour 2025) que lorsqu'un quart d'heure négatif est compris entre 0 et -0,10 €/MWh, le producteur percevra systématiquement sa prime d'arrêt par le biais d'une compensation ex-post, indépendamment de l'arrêt effectif de sa production.