Orientations pour un futur régime d'Appel d'Offres Effacement à partir de 2024

Appel à contributions

Janvier 2023

Réponse ENGIE

ENGIE remercie RTE pour la qualité de son dossier d'accompagnement. Bien que la période de trêve des confiseurs ne soit pas idéale pour collecter les différentes contributions, nous avons réuni ci-dessous les réponses aux questions posées. Nous nous tenons à votre disposition pour échanger et développer si besoin nos positions.

1 – Introduction :

1) Etes-vous en faveur de ce planning ? 2) Une date de remise des offres AOE avant l'été vous convient-elle ?

La date proposée de mi-juin 2023 comme date limite de soumission des offres, avec désignation des lauréats fin juin nous convient.

ENGIE a néanmoins quelques inquiétudes sur l'aboutissement des négociations avec la DG COMP dans les temps impartis. Nous avons en effet besoin de deux mois minimum (hors juillet/aout) pour préparer nos offres sur la base de modalités validées.

Il nous semble pertinent d'étudier la possibilité de décaler si besoin et exceptionnellement la date de remise d'offres à fin septembre et de demander à la DGEC d'anticiper un jeu de modalités (potentiellement moins ambitieux ou similaire à l'appel d'offres actuel couplé à l'AO EIF expérimental 2023) qui permettrait à l'AO d'être lancé sans validation UE.

2 - Cadrage du futur régime de soutien aux effacements et modalités communes aux EE et aux EIF

3) Etes-vous en faveur de ce lotissement ?

ENGIE approuve la proposition de lotissement qui a le mérite d'être simple (comparée aux précédentes versions proposées), de mettre en concurrence EE et EIF (offres interclassées, même plafond) et de traiter leurs spécificités par le biais d'options différentes.

4) Etes-vous en faveur des durées d'engagement maximales proposées pour chaque lot ? Pour justifier la durée maximale d'engagement de chaque lot auprès de la DG COMP, merci de nous transmettre des éléments économiques. Ces éléments peuvent également être transmis directement à la DGEC.

Mode de mise à disposition : ENGIE ne voit pas d'objection à la suppression du mode de mise à disposition P20 (toutes nos capacités étant aujourd'hui déjà valorisées en PP2).

ENGIE accueille favorablement le fait de porter à 5 ans la durée de soutien des capacités du lot 2. Cela donne de la visibilité à l'amortissement des investissements qui s'avèrent également nécessaires sur ce segment (pour les capacités industrielles dites « flexibles » par exemple, des investissements sont nécessaires pour faire adopter et intégrer l'effacement dans le process du client).

5) Etes-vous en faveur d'offrir une unique puissance pour toute la durée du contrat ?

Cf. ci-dessous

6) Etes-vous en faveur de la possibilité de redéclaration de la capacité d'effacement contractualisée la 1ère année telle que proposée ?

ENGIE est favorable à la possibilité de redéclarer à la baisse la puissance d'effacement contractualisée la 1ère année sans pénalité (à hauteur de 25%) pour les engagements supérieurs ou égales à 3 ans, pour les capacités du lot 1 et du lot 2.

ENGIE propose que l'actuelle possibilité de rééquilibrage pendant les 3 premières années pour les engagements de plus de 4 ans reste néanmoins valable, tout au moins pour les capacités du lot 1 (cf. trajectoire de croissance de portefeuille diffus sur plusieurs années).

7) Etes-vous en faveur de la période d'engagement telle que proposée ?

ENGIE est favorable à la période d'engagement proposée (15/10/N – 15/4/N+1) dans la mesure où celle-ci est alignée sur la période de tension sur l'équilibre offre/demande mise sous surveillance de RTE dans le cadre de son dispositif Ecowatt.

Il sera par ailleurs nécessaire d'assurer une cohérence avec le mécanisme de capacité et ses évolutions, car aujourd'hui, sur une année calendaire donnée, une capacité ne peut être dans plusieurs portefeuilles.

8) Etes-vous en faveur des principes de définition de la plage d'engagement tels que proposés ?

RTE indique étudier le passage à des plages de 7 heures. Dans tous les cas, il nous paraîtrait opportun que les plages de l'AO EIF soient alignées avec les plages horaires introduites par la CRE dans sa délibération sur les offres à effacement implicite, qui concerne à minima les plages 8h-13h et 18h-20h.

Nous sommes néanmoins inquiets sur un possible changement de la plage horaire en cours de période contractuelle (cf. évolutions du Mécanisme de Capacités).

9) Etes-vous en faveur des principes de clearing tels que proposés ?

Nous prenons note de ce principe de clearing, tout en notant néanmoins que la notion de mise en concurrence EE et EIF (un seul lot, que le meilleur gagne) semble ne pas tout à fait s'appliquer entre lot 1 et lot 2. On s'y perd un peu.

10) Quelles modalités opérationnelles vous sembleraient adaptées pour effectuer ces vérifications ?

ENGIE considère que ces vérifications devront s'appuyer sur des données déclaratives étayées par un dossier constitué de pièces justificatives sur l'investissement mis en œuvre.

3 - Modalités de l'option EIF

Remarque préliminaire sur les EIF :

A date, l'article R271-2 du Code de l'énergie définit un effacement indissociable de la fourniture comme :

> *« Un effacement indissociable de l'offre de fourniture est obtenu dans le cadre d'une offre contractualisée entre un consommateur final d'électricité et son fournisseur d'électricité. Cette offre se caractérise par des périodes mobiles signalées avec un préavis défini au consommateur, au cours desquelles la part variable du prix de fourniture est significativement plus élevée que le reste de l'année et pour lesquelles une comptabilisation distincte des quantités d'électricité consommées est effectuée. »*

Nous comprenons des échanges avec RTE que les solutions qui rémunèrent les baisses de consommation non portées par la structure même de l'offre sont également éligibles au Bonus AOE. ENGIE demande à RTE de préciser ce point dans le cahier des charges de l'AOE, de manière à laisser la latitude suffisante aux fournisseurs sur les modalités d'incitation aux baisses/modulations de consommation de leurs clients pendant les pointes de consommation, et de ne pas brider le développement de solutions innovantes.

Rémunération :

ENGIE rappelle que le plafond à 80 k€/MW/an n'est pas suffisamment adapté aux marchés BtoC et propose de rehausser ce seuil à 100 k€/MW/an afin de rendre l'AOE plus attractif pour la filière.

Nous souhaitons également que la rémunération soit indexée sur l'inflation pour ne pas nuire à l'attractivité du mécanisme pour les engagements portant sur plusieurs années.

11) Afin de garantir le bon développement des EIF, les autorités françaises envisagent que le Cahier des Charges prévoit un taux minimal de reversement aux consommateurs, direct ou indirect. Ce principe vous parait-il vertueux ? Un taux de 80% vous semble-t-il cohérent ?

ENGIE n'approuve pas le principe d'imposer un reversement minimal aux consommateurs.

Le gisement EIF est sous-exploité, en perte de vitesse pour les offres existantes car avant tout peu attractif : il perçu comme trop risqué (manquer une journée signalée peut remettre en cause toute l'attractivité économique du contrat), trop contraignant (effacement systématique) et peu rémunérateur au final. Les clients préfèrent s'orienter vers des effacements explicites ou vers une optimisation de leur consommation.

Pour développer ces offres, les fournisseurs doivent donc travailler sur ces 3 points, tout en étant rémunérés pour le service rendu, les investissements induits (notamment SI), l'effort de pédagogie auprès des consommateurs et les risques encourus : risques de développer un nouveau type d'offre, risques liés aux pénalités potentielles au démarrage (liées par exemple au calage des prévisions).

C'est donc au fournisseur de décider ce qui sera reversé *in fine* aux clients : c'est dans son intérêt de rétrocéder de manière optimale la prime AOE pour proposer à ses clients des offres de fourniture attrayantes et compétitives.

Ce seuil renvoie en outre un mauvais signal à la filière effacement qui peine déjà à trouver une viabilité économique et dont les marges rognées par les pénalisations excessives peuvent dissuader les nouveaux développements.

La proposition ne détaille enfin ni les éléments ayant conduit à ce seuil de 80%, ni les dispositifs à mettre en place pour contrôler le bon respect de cette mesure.

12) Etes-vous en accord avec le nombre de Jours Signalés EIF et leurs modalités de signalement ?

Eligibilité spécifique des sites de soutirage à l'AOE option EIF :

Il est proposé que les sites EIF RPD soient « identifiés via leur rattachement au(x) Calendrier(s) Fournisseur(s) ». Le suivi via un ou des calendriers fournisseurs est en effet un mode d'identification possible des sites participant à l'AO EIF. Pour autant, il s'agit d'un mode d'identification qui est contraignant puisqu'il nécessite pour un fournisseur de rattacher les participants à un nouveau calendrier fournisseur, et donc de demander la réalisation d'une OPS (opération de prestation de service) à Enedis (tout en sachant que ces OPS ne réussissent pas forcément à 100%). Cela imposerait donc une complexité supplémentaire dans la souscription à ces offres EIF.

Selon nous, d'autres méthodes d'identification et de suivi des clients participant à l'AO EIF sont possibles et ne doivent pas être écartées. Nous souhaiterions que RTE propose des méthodes alternatives.

Signalement :

Dans le cadre de la mobilisation de clients sur une base comportementale qui requiert une notification des clients, plus le signal de déclenchement d'une journée d'effacement est transmis tôt, plus nos clients ont le temps de prendre connaissance de leur notification et de se préparer à réduire leur consommation. Sur les 20 jours signalés, 15 jours seront signalés avant 9h30 (jours PP1). Les jours Ecowatt seront confirmés à 15h mais nous aurons déjà une bonne indication dès 9h30. Par contre, il serait souhaitables que les jours à la main de RTE soient signalés avant 9h30 également.

13) Etes-vous en accord avec les méthodes de contrôle du réalisé pour les capacités en option EIF pour les sites ≤ 36 kVA et > 36 kVA ?

Le fait de mesurer le réalisé en comparant avec une population miroir nous paraît pertinent.

Le fait de « pondérer les clients miroirs sélectionnés pour minimiser l'écart entre la courbe de référence des clients miroirs et celle du réalisé sur une période d'apprentissage excluant les périodes d'effacement » pose en revanche question dans son application.

- Si nous partageons l'orientation et l'idée derrière cette méthodologie proposée, elle nous semble présenter des limites opérationnelles.
- En effet, dans le cadre d'offres que nous développons et qui pourraient être candidates à cet appel d'offre, nous pourrons inciter les clients à réduire leur consommation sur certains jours, en englobant les jours signalés par RTE dans le cadre de l'effacement, mais également en intégrant d'autres jours (autres jours EcoWatt par exemple, ou encore jours à la main du fournisseur).

- Or, si nous réalisons des effacements implicites de consommation sur certains jours en dehors des périodes d'activation des effacements par RTE, nous considérons que ces effacements induits ne devraient pas être considérés comme la consommation de référence de nos clients participants.
- Dans ce cadre, et si vous souhaitez appliquer, malgré tout, la minimisation des écarts entre un groupe miroir et le groupe participant, serait-il par exemple possible de vous signaler les jours pendant lesquels nous activons les effacements à notre main afin de les exclure de la période de référence ?

4 - Modalités de l'option EE

14) Etes-vous en faveur du signalement avant 10h30 de 30 jours EE ?

ENGIE est favorable à la proposition de RTE de signaler 30 jours avant 10h30 en J-1 (le plus tôt sera le mieux).

15) Etes-vous en phase avec la mise en place d'incitations pour encourager les effacements à s'activer lorsque le système électrique en montre le besoin ?

ENGIE est en phase avec la mise en place d'incitations pour encourager les effacements à s'activer lorsque le système électrique en montre le besoin.

16) Etes-vous en accord avec le principe de différentiation de la rémunération de capacité en fonction du coût d'activation de la capacité d'effacement ?

ENGIE est favorable à une incitation des effacements à bas cout d'activation. La solution proposée par RTE est pertinente lorsque le CfD est positif (bonus). Le bonus vaut entre 50% et 100% de (Clearing – PREC) en fonction du positionnement du prix d'activation par rapport aux seuils définis préalablement par RTE.

A la question 19, et pour éviter une trop grande complexification des règles, nous proposons une solution alternative se basant non pas sur une prix plafond fourni par l'acteur en 12/N-1 mais sur la moyenne de ses prix offerts (calcul ex-post)

17) Etes-vous en faveur d'un plancher de rémunération à 50% pour les capacités d'effacement s'engageant sur un plafond de prix d'activation élevé ?

ENGIE est favorable à un abattement du bonus (CfD positif) en cas de prix d'activation élevé. La valeur de 50% nous semble cohérente, abaisser ce seuil reviendrait à les considérer moins utiles pour le système. Ce seuil est donc un minimum acceptable pour ENGIE.

18) Etes-vous en faveur de l'allure de la courbe entre le seuil haut et le seuil bas ?

La décroissance du Bonus en $1/x^2$ est une solution possible qui peut néanmoins s'avérer un peu sévère pour les capacités qui dépassent de peu le seuil bas. Nous nous interrogeons sur la pertinence d'une décroissance plus linéaire.

19) Etes-vous en faveur du maintien du plafond de prix pendant 10 heures mensuelles ? Pendant 30 heures annuelles ?

RTE intègre désormais le prix d'activation dans le calcul de la prime AOE. RTE impose par contre de respecter ce prix d'activation dans les offres, au moins pendant les 10 premières heures d'activation du

mois (ou 30 premières heures de l'année), faute de quoi le NCE est impacté : la puissance collectée, déclarée ou réalisée, est dans ce cas considérée nulle.

Nous percevons les finalités des modalités proposées : inciter les effacements à bas cout, pénaliser en cas de non-respect du plafond, leur laisser une certaine latitude au-delà d'une participation jugée suffisante (limitations mensuelles/annuelles).

Les modalités proposées nous interrogent néanmoins :

- Elles amènent de nouvelles lourdeurs (compteur mensuel, compteur annuel, plancher de décompte horaire, étapes supplémentaires dans la chaine de collecte) et ne vont donc pas dans le sens d'une simplification,
- Elles sont trop rigides (contraintes sur les 10 premières heures de chaque mois, les 30 premières heures de l'année, alors que notre engagement porte sur l'année),
- Elles alourdissent un mécanisme de collecte déjà en souffrance, compliqué et dont les délais de traitements sont déjà longs (calcul NCE).
- Elles font peser des risques supplémentaires significatifs aux acteurs, sans proportionnalité (ex : Puissance collectée à 0 en cas de dépassement de prix, alors que la capacité est là).

Il nous semble qu'une solution efficace, plus simple, moins impactante et néanmoins suffisante consisterait à :

- Ne pas avoir à s'engager sur un prix plafond en 12/N-1
- Faire nos offres en cours d'année N, prenant en compte les seuils de prix publiés par RTE en 12/N-1
- Calculer ex-post l'abattement de rémunération sur la base des prix offerts, en effectuant une moyenne des prix offerts sur l'année, pondérée par les volumes associés (pour réduire l'effet petit volume à petit prix).
- Ne pas rajouter d'étapes additionnelles dans le mécanisme de collecte (contrôle de seuils horaires)
- Ne pas définir de plancher de décompte horaire.

20) Etes-vous en faveur de la différentiation du niveau du tunnel haut d'écrêtement selon la tension de l'année pour le système électrique ?

Par soucis de simplification, nous serions en faveur d'une limite haute unique, indépendante de l'état de tension du système électrique.

21) Les niveaux proposés vous conviennent-ils ?

En lien avec le point ci-dessus, nous pourrions retenir un seuil de limite de collecte à 180%.

22) Etes-vous en faveur de la formule de calcul du Seuil bas ?

ENGIE souhaiterait, en ces périodes de forte volatilité et d'incertitude, remplacer les termes fixes proposés dans les formules par des données calculées se basant sur des données historiques et/ou prévisionnelles.

23) Le calcul de l'indice Référence Marché vous parait-il refléter le niveau de Spot espéré ?

RTE propose d'établir le prix de référence Marché en reprenant l'approche utilisée par la CRE pour déterminer certains éléments de coût entrant dans la construction des Tarifs Règlementés de Vente d'électricité (TRVE) :

- Construire 200 scénarii de prévision de prix AL vu de décembre AL-1
- Par scénario et par mois, retenir le 10^{ième} prix moyen de plage matin/soir le plus élevé
- Prendre la moyenne pour chaque mois
- Retenir le 3^{ième} prix mensuel le plus élevé.

ENGIE s'en remet à l'expertise de la CRE pour établir cette référence marché et positionner au mieux les paramètres de calcul utilisés.

24) Etes-vous en faveur de la formule de calcul du Seuil haut ?

Cf. Question 22.

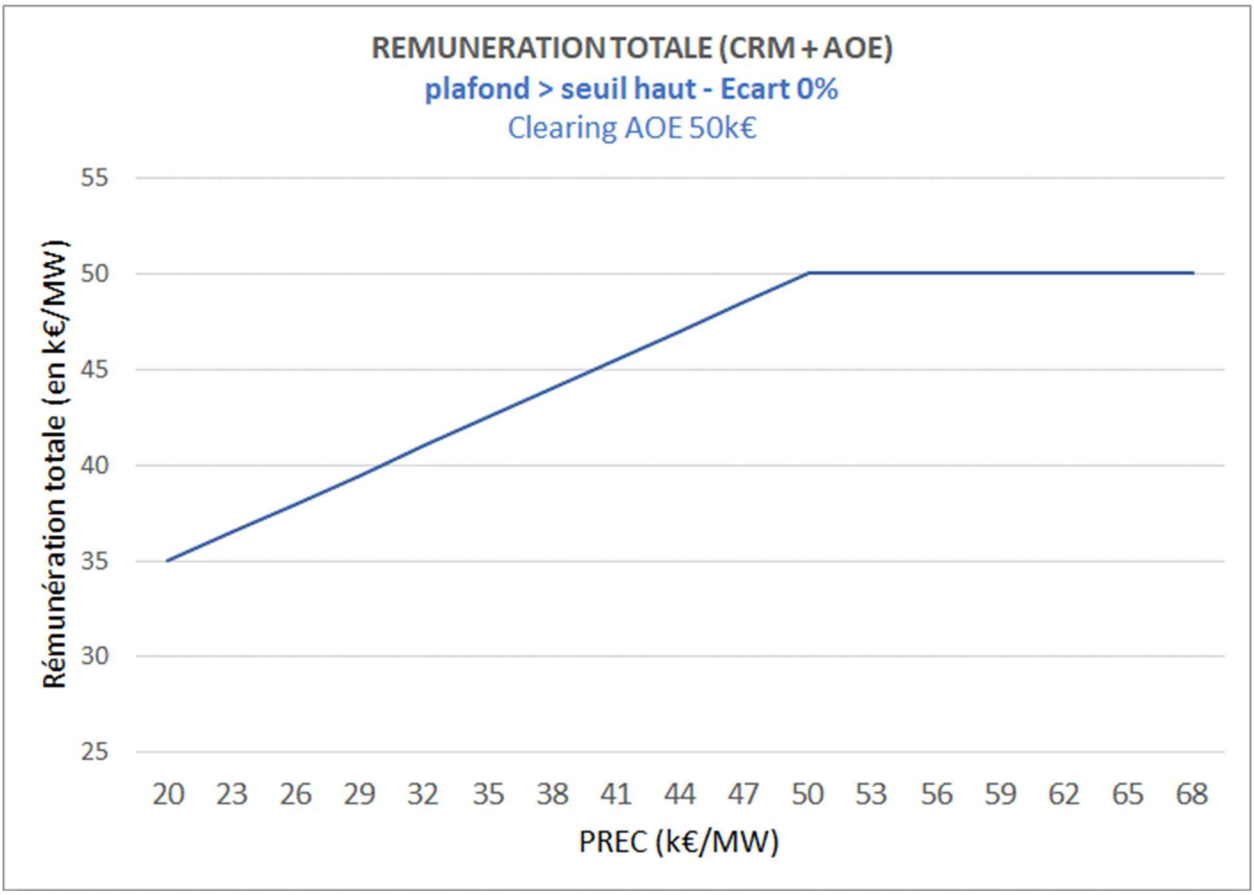
25) Etes-vous en faveur des formules proposées pour le calcul de la prime AOE, selon le plafond de prix choisi, notamment en cas de CFD négatif ?

En cas de CfD négatif (PREC > Clearing), il ne nous semble pas justifié de ne pas rémunérer la capacité au prix de Clearing (réduction allant jusqu'à 50% de [PREC – Clearing]) sous prétexte que le prix d'activation est élevé alors même que le système est supposé tendu (PREC élevé).

Dans cette situation, le prix d'activation ne devrait pas entrer en compte dans les formules de Prime AOE. Le système a besoin de ces capacités à cout plus élevé et il serait normal que l'acteur puisse les valoriser pleinement sans subir de nouvel abattement.

Nous proposons qu'en cas de prix d'activation haut, la rémunération totale CRM + AOE soit la suivante :

- Partie gauche (Bonus) : inchangé, incitation à offrir à bas cout
- Partie droite (Malus) : rémunération au Clearing AOE.



D'où notre proposition en cas de plafond de prix supérieur au seuil haut RTE :

- Clearing > PREC, Bonus AOE = 50% · ($Clearing - PREC$)
- Clearing < PREC, Malus AOE = $Clearing - PREC$

D'autre part, le ratio Risk/Reward de l'AOE par rapport au mécanisme CRM seul nous interpelle. Le cumul d'un abattement de la Prime AOE (en cas de prix d'activation trop élevé), d'un CfD négatif (Clearing inférieur au PREC) et d'écarts entre NCE et NCC ne risque-t-il pas de rendre le dispositif moins séduisant ? L'AOE est présenté comme un dispositif de soutien à la filière, ce soutien est nécessaire pour la dynamiser et relancer l'EIF, ne risque-t-on pas de lui faire perdre son attractivité ?

Le cas ci-dessous illustre un cas très défavorable mais réaliste qui met en avant la disproportion des pénalités au regard de la rémunération escomptée. Nous proposons de prévoir une limite de perte de rémunération, ne pouvant amener par exemple à une rémunération AOE + CRM négative.

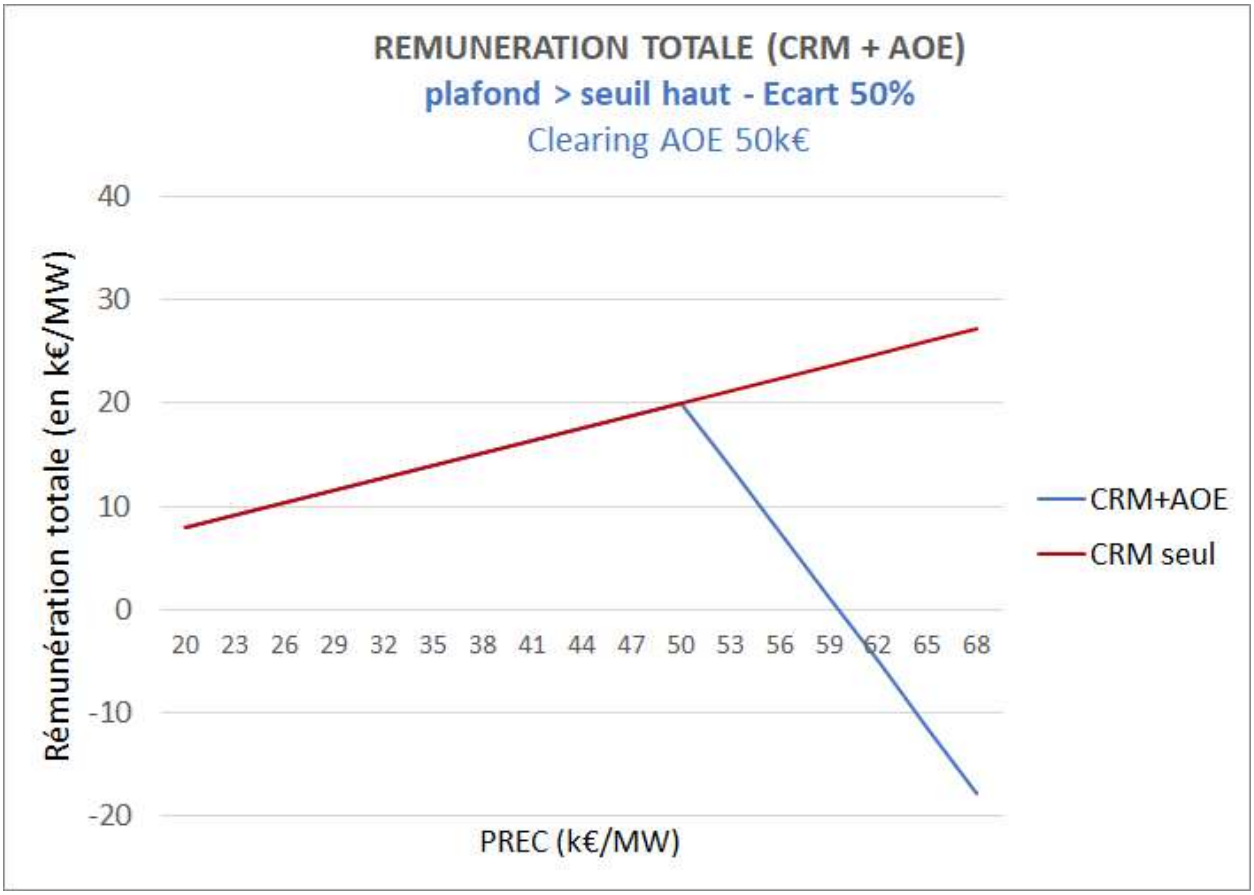


Illustration chiffrée :

- *Clearing AOE : 50k€*
- *PREC : 60k€*
- *Ecart NCE NCC : 50%*
- *Rémunération Mécanisme Capacité : 60 k€*
- *FIXE AOE sans abattement prix : -10 k€*
- *FIXE avec abattement prix : -15 k€*
- *Ecart Mécanisme Capacité : -36 k€*
- *Pénalités AOE : -10 k€*
- *Total rémunération : 60 – 15 – 36 – 10 = -1 k€*

26) Etes-vous en faveur des principes de calcul de la disponibilité pour les EDE et les EDA tels que présentés ?

En lien avec le point 19, ENGIE souhaiterait ne pas complexifier davantage le processus de collecte pour les EDA et EDE. Le fait de contrôler des limitations horaires mensuelles et annuelles ne simplifie pas le processus.

* * *