Réponse à la concertation

Tilt Energy est un opérateur d'effacement spécialisé dans les gisements tertiaires et diffus.

En propos liminaire, Tilt Energy remercie RTE et la DGEC pour l'organisation de cette consultation. Tilt Energy se tient à la disposition de RTE et de la DGEC pour tous renseignements ou retours sur les points évoqués dans le document.

I. Prise en compte de la thermosensibilité

1. Risques et problèmes identifiés

En tant qu'acteur présent dans le tertiaire et le diffus, Tilt Energy a un portefeuille dont la puissance disponible est très dépendante de la température extérieure.
La suppression de la prise en compte de la thermosensibilité dans l'AOFD aurait deux conséquences majeures: la baisse de la valeur et l'augmentation du risque.
Pourtant la CRE indique que le développement des ces gisements diffus est prioritaire[1].

a. Baisse de la valeur

D'une part, **l'absence de prise en compte de la thermosensibilité diminue fortement la puissance valorisable par site, donc la valeur des capacités d'effacement des bâtiments.** Cela rendra d'autant plus difficile le développement de ce gisement, alors que la faible rémunération par site fait déjà partie de ses freins principaux.

b. Augmentation du risque

D'autre part, elle rend très compliqué l'estimation de la puissance valorisable à l'AOFD, puisque la puissance comptabilisée par RTE pour le lot 2 dépendra fortement de la température lors des jours sélectionnés par RTE sur lesquels l'acteur n'a aucune visibilité.
Ainsi par exemple, les 7 jours AOE 2024 tirés par RTE entre fin mars et mi-avril alors que les températures extérieures était bien supérieure à 10 °C n'étaient pas anticipables au moment de l'AO en août dernier, mais auraient grandement diminué la puissance valorisable par Tilt Energy.
Cette incertitude sur la puissance valorisable fait porter un risque financier très important à l'opérateur d'effacement, aggravé par la pénalité de 25% sur les puissances en écart.

[1] https://www.cre.fr/actualites/toute-lactualite/la-cre-publie-son-rapport-co-pilote-avec-schneider-electric-france-sur-le-pilotage-energetique-des-batiments-tertiaires.html

Pour le lot 1, l'absence de prise en compte de la thermosensibilité fait porter un risque encore plus important aux acteurs au regard de la méthode de contrôle de l'engagement retenue. Ce point est développé dans la partie suivante.

Tilt Energy estime donc que le développement des capacités d'effacement tertiaires et diffuses ne sera possible qu'en cas de maintien de la prise en compte de la thermosensibilité à l'AOFD. Sa suppression entraînerait un coup de frein au développement de ces filières, pourtant capables de répondre aux besoins de flexibilité de plus en plus fréquents du système électrique.

2. Proposition

Tilt Energy propose de réintroduire dans l'AOFD le renvoi à la thermosensibilité telle qu'elle est définie dans le mécanisme de capacité.
Toutefois, pour que ces règles soient applicables à l'AOFD, Tilt Energy propose que, pour le calcul du gradient thermique, en cas d'évolution du portefeuille durant l'année de livraison, les coefficients pondérateurs soient calculés avec la *Période AOFD* et une $P_{certifiée\ AOFD,\ i}$ qui serait redéclarée à chaque ajout/suppression de sites du portefeuille, en remplacement de, respectivement, $\boldsymbol{Ttotal}$ (la durée totale de la Période de Livraison en nombre de jours éligibles à un tirage PP2) et de la $\boldsymbol{PuissanceDisponible}_{certifiée,\ i}$.
$\Delta \boldsymbol{Ti}$ devra également être calculé en prenant en compte les jours éligibles $AOFD_{EE}$ et non PP2.

Tilt Energy est ouvert à d'autres solutions pour la prise en compte de la thermosensibilité, mais estime que la solution devra prendre en compte l'évolution du portefeuille de l'acteur en cours d'année pour être totalement fonctionnelle.

II. Révision du mode de calcul de la Puissance disponible pour le lot 1

Tilt Energy est très favorable à l'unification de la puissance AOFD avec la puissance du complément pour le lot 2 afin de supprimer l'optionalité du complément qui permettait à un acteur de renoncer au complément en cours d'année en cas de prix de marché trop haut.

Cependant, la solution retenue pour le lot 1 nous semble problématique, puisqu'elle fait porter un risque financier très important aux acteurs, et inversement, offre des effets d'aubaines injustifiés en cas de conditions favorables.

1. Risques en cas de conditions défavorables

En l'absence de prise en compte de la thermosensibilité, s'il n'y a pas de vague de froid, un acteur pourrait se retrouver dans l'incapacité de réaliser des activation à 80% de P_{AOFD}. Le cas échéant, il sera considéré comme 100% défaillant au titre des règles consultées. **La probabilité d'un tel événement est faible, mais le risque financier associé ne serait pas supportable pour un acteur indépendant.**

Etant donné le risque mentionné ci-dessus et le fait qu'il n'est pas possible de prévoir à l'avance l'$Engagement_{HeuresPP,Aju}$, **les règles consultées incitent les acteurs à activer leur portefeuille dès que la puissance disponible est supérieure à 80% de P_{AOFD} pour sécuriser l'engagement tant qu'ils le peuvent, quel que soit le prix de marché**.
En effet, dans le cas contraire, l'acteur s'expose à un risque de défaillance si une hausse des prix survient en fin de période sans températures suffisamment froides pour activer 80% de P_{AOFD}. Les règles incitent donc les acteurs à activer leurs portefeuilles dans des conditions potentiellement non économiquement rentables du fait d'un effet de seuil très important dans le contrôle de l'engagement des acteurs.

2. Risques d'effets d'aubaines injustifiés

Si les prix de marché ne dépassent jamais le barème de versement sur les heures AOFD :

- en l'absence de test RTE, le respect de l'engagement de l'acteur ne sera pas contrôlé et ND_{Comp} sera infini ($Engagement_{HeuresPP,Aju}$ = $Engagement_{Volume,Aju}$ = 0). L'acteur bénéficiera donc automatiquement des +15% ou +45% de rémunération selon si l'année est déclarée tendue ou non ;
- même en cas de test RTE, il suffira à l'acteur de réaliser une deuxième heure d'activation à 100% de sa P_{AOFD} pour que ND_{Comp} = 2 * P_{AOFD} et qu'il bénéficie ainsi de +15% à +45% de rémunération supplémentaire.

Plus généralement, **si les conditions de marché et de température sur les jours AOFD le permettent, il est assez aisé pour un acteur de bénéficier de 15 ou 45% de rémunération supplémentaire en dépassant ses engagements de 20% ou 50% sans capacités supplémentaires**, en accroissant ainsi fortement sa rémunération capacitaire.

Par ailleurs, une fois ses engagements atteints, ce qui peut arriver assez rapidement en cas de vague de froid en début d'année (comme en 2024 par exemple), **l'acteur est libéré de tout engagement au titre de l'AOFD pour l'année** puisque aucun contrôle supplémentaire n'est appliqué au lot 1. Cela pourrait être problématique pour la gestion d'une période tendue plus tardive, comme en 2022 par exemple.

Pour l'ensemble de ces raisons, Tilt Energy estime que la méthode de contrôle du respect de l'engagement du lot 1 doit être revue, et que la prise en compte de la thermosensibilité doit être réintroduite.

3. Proposition

Tilt Energy est favorable à une homogénéisation de la méthode de contrôle des lots 1 et 2 sur la méthode appliquée au lot 2. Tilt Energy privilégie cette solution pour résoudre les problèmes mentionnés précédemment.

Cependant, si le choix de décorréler les deux lots est conservé, Tilt Energy estime que la méthode de contrôle du lot 1 doit être revue, *a minima* pour la partie P_{AOFD} (les effets d'aubaines mentionnés ci-dessus ne s'appliquent pas au Complément), afin

(i). de limiter le risque financier porté par les acteurs ;

(ii). de limiter les effets d'aubaines liés à l'accroissement injustifié de ND_{AOFD} (qui serait utilisé pour le contrôle de P_{AOFD}).

Toutefois, si la méthode de contrôle actuelle est conservée pour la partie Complément, les risques mentionnés précédemment resteront portés par les acteurs sur la partie Complément. Tilt Energy privilégie donc le changement de méthode pour la partie AOFD et la partie Complément.

III. Garantie bancaire

1. Problème identifié

Puisque RTE demande une garantie bancaire pour le début de l'année N, l'acteur devra demander cette garantie bancaire à sa banque avant de connaître le résultat du PREC. Il devra donc demander une garantie bancaire équivalente à P_{AOFD} * ($Clearing_{AOFD}$ + $Complément_{AOFD}$), soit entre 65 et 85 k€/MW retenue à l'AOFD.

Pour les effacements, la rémunération capacitaire restant la principale source de rémunération, cela revient à demander aux acteurs **une garantie bancaire proche de leur chiffre d'affaires annuel. Dit autrement, cela reviendrait à demander un total compris entre 312 et 408 M€ de garanties bancaires à l'ensemble des acteurs pour l'année 2025**[2].

Tilt Energy estime qu'une telle garantie bancaire n'est pas proportionnée aux risques portés par RTE et la DGEC, et représente une barrière à la participation à l'AOFD. Ce point pénalise fortement les acteurs indépendants et aura pour conséquence immédiate d'arrêter le développement de la filière.

[2] Pour un $Clearing_{AOFD}$ = $Clearing_{AOE_2024}$ = 65 k€/MW. Fourchette selon le niveau du $Complément_{AOFD}$, pour une contractualisation de 4800 MW correspondant à la capacité appelée pour l'AOFD 2025. Pour l'année 2026, avec les mêmes hypothèses, la somme des garanties bancaires serait comprise entre 377 et 493 M€.

Le cahier des charges de l'AOFD limite déjà la participation à l'appel d'offres aux acteurs identifiés par RTE, qu'ils soient opérateurs d'effacement ou responsables de programmation. Cela constitue déjà une étape clef permettant à RTE de vérifier les capacités et le sérieux des acteurs.
RTE dispose déjà par ailleurs de garanties bancaires de la plupart des acteurs, via le mécanisme NEBEF ou leurs contrats RE.

2. Proposition

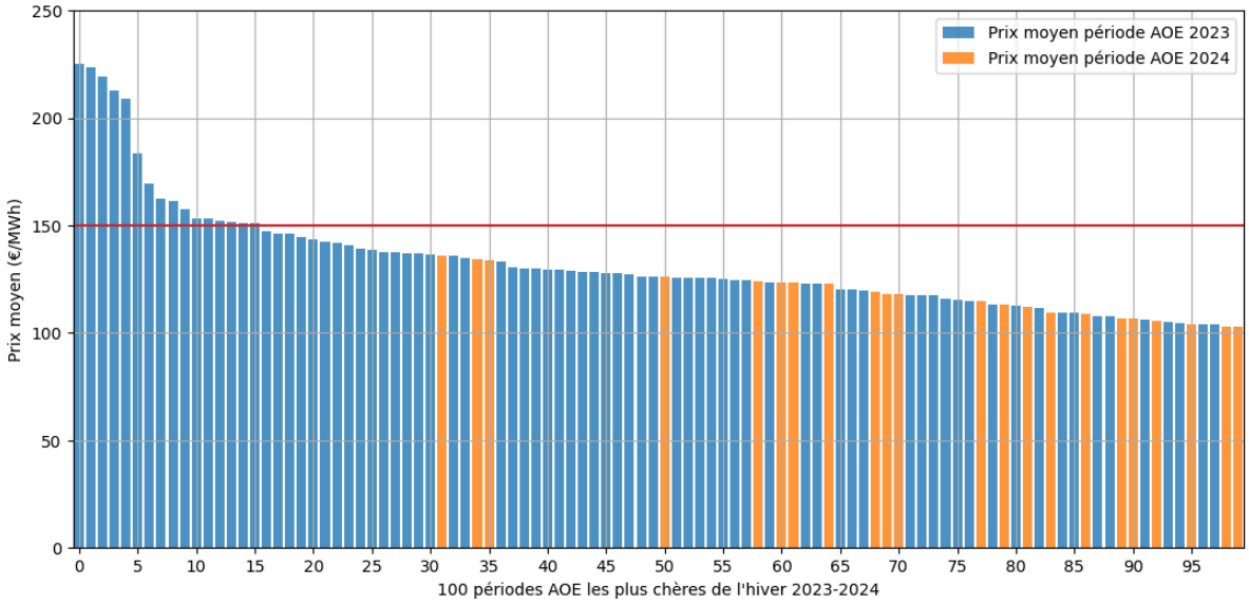
Tilt Energy demande donc à RTE et à la DGEC de revenir au fonctionnement de l'AOE 2024. Pour limiter les risques portés par RTE et la DGEC, il est préférable de discuter des l'échéance des factures pour permettre à RTE de réaliser un premier niveau de vérification de fourniture des services avant de rémunérer les acteurs, plutôt que de demander une garantie bancaire créant une barrière supplémentaire au développement de la filière. Une garantie (de toute nature qu'elle soit) supérieure à 10% du $Clearing_{AOFD}$ représente une barrière trop importante pour le bon développement de la filière.

IV. Niveau des seuils haut et bas

1. Risques et problèmes identifiés

Les niveaux des seuils bas/haut, définis en pleine crise énergétique début 2023, par rapport aux prix de marché 2024 et aux prix projetés de l'année 2025 semblent trop élevés. En l'état, ils ne permettent pas de cibler les flexibilités prêtes de s'activer plus fréquemment, alors qu'il s'agit là de l'objectif principal.

D'après les données de cotation disponibles jusqu'en avril 2024, Le barème HPH devrait être proche de 100 €/MWh en 2025 (en supposant que l'écrêtement ARENH soit sourcé aux prix de marché actuels), soit un seuil bas placé à 250 €/MWh, et un seuil haut placé à 1050 €/MWh d'après les règles actuelles.
A 250 €/MWh, aucune activation n'aurait été requise sur la période AOE depuis le 1er janvier 2023. Seules 16 périodes AOE ont un prix moyen supérieur à 150 €/MWh lors de l'hiver 2023-24, toutes en 2023 lorsque le barème HPH était à 370 €/MWh. En 2024, le prix maximum sur une période AOE est de 136 €/MWh.



100 périodes AOE avec le prix moyen le plus cher de l'hiver 2023-24.

Si l'objectif du Complément est bien de mieux rémunérer les capacités prêtes à s'activer régulièrement, Tilt Energy estime que les seuils devraient être revus à la baisse pour limiter les effets d'aubaines.

2. Proposition

Tilt Energy estime que le seuil bas ne devrait pas être supérieur à HPH + 50 €/MWh, et le seuil haut ne devrait pas dépasser HPH + 400 €/MWh pour que le complément joue son rôle d'incitation à l'activation.
Pour rappel, jusqu'en 2020, l'engagement AOE était associé à une obligation d'activation dès 100 €/MWh, avec un barème HPH ~ 60-70 €/MWh et sans limite de volume.