Consultation RTE relative au projet de cahier des charges de l'AOE Crise portant sur le développement de capacités d'effacement de consommation d'électricité pour l'année 2024

-- Réponse ENGIE --

17/03/2023

ENGIE remercie RTE pour cette phase de concertation avec les acteurs et la documentation de qualité qui l'accompagne. Nous exprimons ci-dessous nos remarques et nous tenons à votre disposition pour tout complément d'information.

Caractéristiques communes

- **Planning**

  La date proposée de mi-juillet 2023 comme date limite de soumission des offres, avec désignation des lauréats début août, convient. Il conviendra néanmoins de disposer des documents validés 2 mois minimum avant la date effective de remise des offres (mi-mai au plus tard).

- **Plafond de prix d'offre**

  Les coûts sont variables d'un site à l'autre selon la maturité des secteurs industriels et des clients en matière d'effacement. Ce coût ne dépend pas de la nature implicite ou explicite du pilotage de la demande. Nous estimons le coût de mobilisation des effacements industriels à 80 k€/MW/an pour les sites de plus d'1 MW et à 100 k€/MW/an pour les sites de moins de 1 MW de puissance effacement. **ENGIE considère qu'il est nécessaire de rehausser la rémunération capacitaire de l'AOE à 100 k€/MW/an.**

- **Exclusion des puissances proposées au titre des Réserves Primaire et Secondaire**

  Jusqu'alors, des MW engagés en R1 et/ou R2 pouvaient prétendre à une rémunération capacitaire issue du Mécanisme de Capacité complétée d'un soutien AOE, garantissant une rémunération au prix de clearing de l'AOE en plus de la rémunération capacitaire R1 et R2. C'est le cas depuis 2020 et les analyses économiques à l'origine des investissements se sont basées sur ce modèle.

  Dans l'AOE Crise, ce soutien AOE disparait. Les MW engagés en R1/R2 (plus précisément les demi-bandes à la hausse) sont désormais exclus du dispositif. Les Responsables de Réserves doivent désormais être en mesure de valoriser leur capacité sur le MA et/ou le NEBEF pour obtenir une aide d'Etat. Sauf qu'opérationnellement, compte-tenu du calendrier de notification des Jours Signalés EE, cela revient à deviner, avant la notification, si la capacité disponible peut être offerte pour la participation aux réserves R1/R2 ou si elle doit être réservée aux MA et/ou NEBEF. Ce n'est pas réalisable.

Nous contestons en outre le fait de considérer que les réserves primaire et secondaire ne répondent pas à l'objectif de baisse de la consommation à la pointe (cf. condition de l'Encadrement temporaire de crise) :

- La réserve primaire/secondaire délivrée par des assets alternatifs évite aux assets de production disposant de capacités constructives de devoir détarer par rapport à leur Puissance maximale pour délivrer ce produit. Ces assets sont libérés de contraintes et peuvent valoriser pleinement leur capacité de production en période de pointe.
- Un signal N à la hausse en réserve secondaire va directement contribuer à faire baisser la consommation sur l'heure où les deux heures de Pointe ou Super Pointe en hiver.

C'est donc un revers pour bon nombre de projets qui se heurtent dans le même temps à l'absence de réouverture du marché de contractualisation des capacités aFRR ainsi qu'à des prix bas de la R1. Cela n'aidera pas à atteindre les conditions de réouverture AO aFRR fixées par la CRE (cf. préqualification R2 de 200-300MW de réserve additionnelle avec des projets d'effacement/batteries).

- **Périodes d'engagement / Plages d'engagement**

Comme indiqué lors de l'appel à contribution de janvier 2023, ENGIE regrette que le dispositif de soutien AOE Crise ne soit plus aligné sur celui du Mécanisme de Capacités (jours signalés, périodes et plages d'engagement, exclusion des capacités R1/R2, etc.).

Nous sommes ainsi revenus à un mécanisme *adhoc* de soutien dont nous avions réussi à nous débarrasser (cf. option P_{20}, remplacée par P_{PP2}). Nous gagnons en complexité et perdons en lisibilité vis-à-vis de nos clients.

Nous comprenons néanmoins que la situation particulière peut justifier ce choix :
- Le Mécanisme de Capacité actuel est à adapter, en fin de vie, les modalités du futur régime sont en discussions et la prochaine version ne sera pas appliquée avant 2026 ;
- Le soutien AOE pour l'hiver prochain est très attendu mais les délais pour le faire valider auprès de la Commission Européenne sont courts : il est important de présenter un dossier qui mettra toutes les chances de notre côté au regard de l'encadrement temporaire des aides d'État pour faire face aux conséquences de l'agression de la Russie sur l'Ukraine
- La nouvelle période d'engagement proposée est alignée sur la période de tension sur l'équilibre offre/demande mise sous surveillance de RTE dans le cadre de son dispositif Ecowatt

Nous nous alignons par conséquent avec ces modalités exceptionnelles. **L'alignement de l'AOE Cible avec le futur Mécanisme de capacité restera par contre un point fort d'attention de la part d'ENGIE lors des concertations à venir.**

En attendant, et dans le cadre strict de cet AOE Crise, nous sommes favorables à la proposition RTE/DEGC de réduire la Plage d'Engagement du matin d'une heure, soit 8h-12h au lieu de 8h-13h (soit 6 heures par jour signalé au lieu de 7 heures).

L'abaque proposée à l'article 4.4.3 des Conditions Générales nous semble dans ce cas pertinente.

DUJ	1	2	3	4	5	6
K(DUJ)	39%	63%	80%	92%	98%	100%

Option implicite

- **Eligibilité des offres et services d'effacement**
    - **Signal tarifaire incitatif vs. punitif :** La définition des EIF dans ce contexte contractuel mentionne explicitement que le prix de fourniture doit être plus élevé pendant les périodes d'effacement, axant l'AO sur des offres « punitives » uniquement et non pas incitatives sous forme de bonus, alors que des dispositifs comme Mon Bonus ENGIE ont prouvé cet hiver leur capacité à générer de l'effacement.

    - **Incitation tarifaire porté par un service adossé à une offre :** la définition des EIF semble imposer que l'incitation tarifaire soit portée directement par l'offre de fourniture, et n'inclut pas des services adossés à l'offre qui porteraient l'incitation tarifaire (de l'ensemble offre + service adossé à l'offre). Or de tels services adossés à une offre permettent de ne pas obliger les clients à changer d'offre pour participer à l'effacement implicite, ce qui permet l'engagement d'un volume de clients bien plus important.

  A titre d'illustration, le service « Mon Bonus ENGIE » a permis d'engager à date plus de 436 000 clients dans un dispositif d'effacement, avec un effacement de l'ordre de quelques kWh par client participant les jours d'activation de l'effacement. Pour pérenniser et massifier ce dispositif de flexibilité au service du système électrique, la possibilité de le faire participer à l'AOE est indispensable.

- **Calendriers fournisseurs/jours signalés**

  Le dispositif mis en consultation propose que les sites EIF RPD soient identifiés via leur rattachement au(x) Calendrier(s) Fournisseur(s) à période mobile. 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 F180) à Enedis.

  Dans le cadre du marché de masse et de l'effacement diffus, les acteurs comme ENGIE pourraient être amenés à vouloir faire participer plusieurs centaines de milliers de ménages au dispositif d'effacement, avec plusieurs dizaines de milliers d'inscriptions sur plusieurs jours de suite pendant certaines périodes. Le fait de devoir, pour l'ensemble des sites inscrits, demander un rattachement à un calendrier fournisseur nous obligerait donc à demander un grand nombre d'OPS. Cela engendre des risques de dépassement des quotas, de délai pour les OPS et de rejeux, et au final de conflit avec d'autres réalisées usuellement dans le cadre de la vie de nos contrats. Les risques qui en découlent pourraient affecter la vie de nos contrats, en plus d'apporter une réelle complexité opérationnelle.

- **Jours signalés EIF**

  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. Les 20 jours PP1, Ecowatt et à la main de RTE seront signalés à 15h heures en J-1. **Il serait souhaitable que l'ensemble de ces jours soient signalés avant 9h30** (en s'alignant sur l'heure de signalement des jours PP1)

- **Méthodes de contrôle du réalisé**

  La possibilité pour un fournisseur de déclarer des jours à exclure de la période d'apprentissage convient à ENGIE.

Option explicite

- **Jours signalés EE**

  RTE signalera 40 Jours « Signalés EE » par année contractuelle entière. Ces jours correspondent à des Jours Ouvrés compris dans la Période d'Engagement : :
  - Semestre S1 : Du 1er janvier au 15 avril
  - Semestre S2 : Du 15 octobre au 31 décembre.

  Nous comprenons que ces jours pourraient être tirés par RTE pendant les congés de fin d'année, contrairement aux jours PP2. C'est une nouveauté. Ces jours de congés peuvent s'avérer moins propices aux effacements, compte-tenu de l'inactivité usuellement constatée sur cette période. Nous souhaiterions donc éviter une concentration des jours signalés (par exemple si les mois d'hiver n'ont pas mis le système sous tension et que RTE souhaite atteindre le nombre de jours signalés). Une solution pourrait être de fixer une contrainte de répartition des jours entre les deux semestres (ex : X jours minimum en S1).

- **Plafond de prix**

  ENGIE est favorable aux dispositions proposées relatives au plafond de prix :

  - La valeur de plafond déclarée par le titulaire du contrat conditionne le montant du Complément AOE sans impacter la Rémunération AOE.
  - L'impact de cette valeur de plafond sur le Complément AOE s'apprécie par rapport à des seuils basés sur le barème de versement pour les sites télérelevés pendant les heures hautes d'hiver, ce qui est un signal prix approprié.
  - Ce plafond ne s'applique plus au-delà d'un certain volume d'activation (et d'un critère en puissance)

  ENGIE remonte néanmoins les points suivants :

  - Pour rappel, nous aurions préféré une solution alternative plus simple basée sur un positionnement de la moyenne annuelle des prix offerts (pondérée par les volumes) par le titulaire par rapport à des seuils pour déterminer la part de Bonus allouée. Cette

solution laisse plus de latitude au titulaire et évite certains effets de bords prévisibles liés au plafond (ex : vente à perte les premières heures de l'année pour se libérer du critère en puissance, etc.).

- Le critère en Puissance est défavorable à un portefeuille présentant un fort taux de croissance.

- La valeur de plafond doit être notifiée par le titulaire avant le dernier jour ouvré de l'année N-1. Or, à la lecture des règles NEBEF §10.2.2, il semble que le barème puisse n'être publié que postérieurement au 31/12 de l'année N-1. Que se passe-t-il dans ce cas ? ne faut-il pas inclure dans les modalités une date au plus tard basée sur la date de publication de ce barème ?

  > *RTE publie le Barème Forfaitaire Hors Taxes des Sites de Soutirage Télérelevés au plus tard le quinze (15) décembre ou deux (2) jours ouvrés après l'enchère de décembre précédant son année de validité. Dans le cas où la date de publication serait **postérieure au 31 décembre** de l'année précédente, le barème de l'année précédente resterait en vigueur jusqu'à la publication du barème de l'année de validité. RTE transmet à la CRE les données utilisées ainsi que les détails du calcul.*

- Les conditions de maintien sont pertinentes bien que le suivi par l'acteur ne soit pas aisé. Idéalement nous aurions apprécié d'être notifié par notre CRC lorsque le plafond est levé (une notification par semestre, ou a minima une confirmation lorsque nous lui demandons).

- Dans le cas d'une mise à disposition au MA, le fait que le contrôle de la puissance et de l'énergie activées se fasse en fonction des ordres envoyés par RTE et non de nos offres déposées par l'Acteur d'Ajustement nous interpelle. Nous pourrions offrir Pmin = 0 et Pmax = P_{AOE}. Si RTE active 50% de P_{AOE}, il est dommage de ne pas nous décompter le critère sur la Puissance. Ou est-ce que cela signifie qu'il faut obligatoirement offrir Pmin = Pmax pour ne laisser aucune latitude à RTE ?

- **Détermination des seuils**

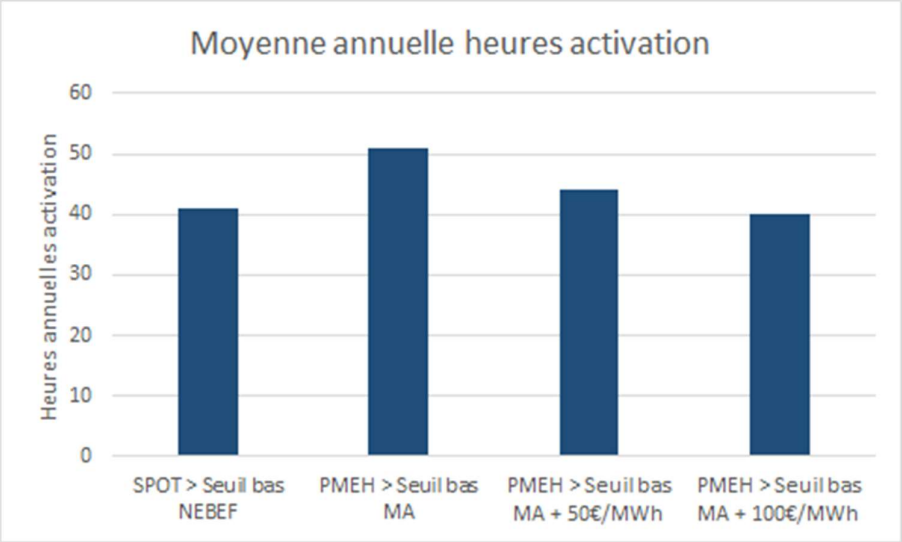
  Suite aux interrogations des acteurs lors de l'appel à contribution de janvier 2023, RTE a expliqué en GT du 30/01/2023 la méthodologie utilisée pour déterminer les valeurs des seuils. La méthode consiste à estimer la probabilité que, pendant une année N, le plafond NEBEF soit dépassé par le prix SPOT pendant au moins 2 heures. L'analyse a été effectuée sur les 13 dernières années.

  Cette analyse (dont certaines hypothèses sont discutables, Cf. période d'analyse de 13 ans) a permis de justifier les valeurs de seuil NEBEF ainsi que la décroissance en $1/x^2$ de la courbe d'indexation.

  Nous n'avons pas trouvé d'analyse équivalente pour une capacité mise à disposition au MA. On pourrait tout à fait s'interroger sur la probabilité d'activation au MA en comparant le prix Plafond au Prix Marginal d'Equilibrage (PME). Il serait normal qu'*in fine* ces probabilités soient sensiblement les mêmes.

En proposant de réhausser le plafond de Prix d'Engagement MA de 50€/MWh par rapport au Prix d'Engagement NEBEF, nous comprenons que RTE a réalisé cette analyse.

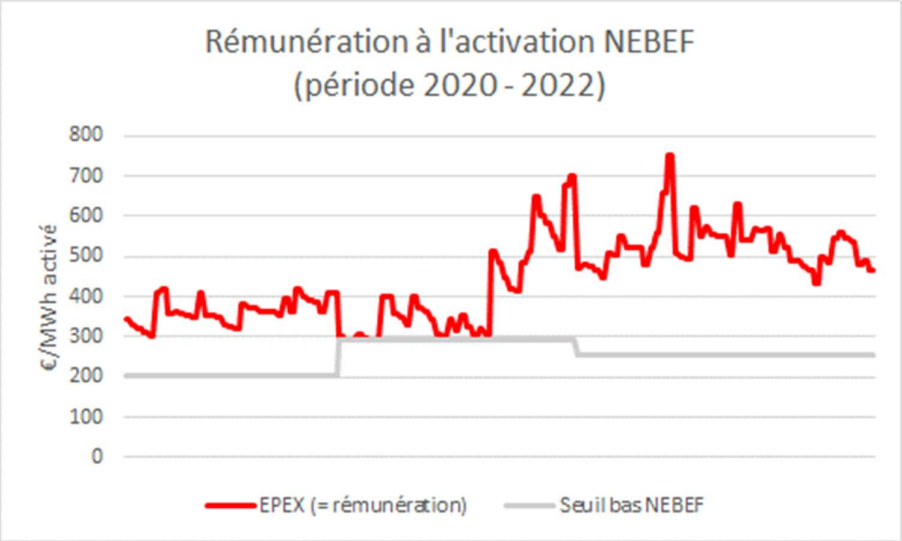
De notre côté, en nous basant sur les années 2020 à 2022, nous considérons qu'une **probabilité équivalente d'activation serait obtenue en réhaussant le seuil bas MA de 150€ par rapport au seuil bas NEBEF et non de 50€.**

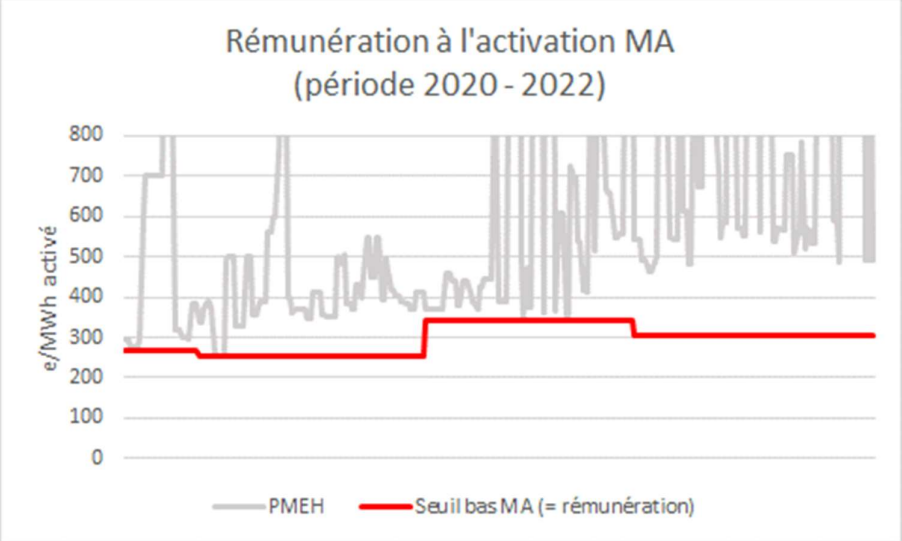


Quant au seuil haut, il ne donne lieu à aucune activation au NEBEF sur les années 2020 à 2022, contre 18 heures d'activations au MA pour 2022.

En termes de rémunération à l'activation, l'Opérateur d'Effacement sera rémunéré au prix marginal Spot (prix de l'offre la plus chère retenue), l'Acteur d'Ajustement sera rémunéré à son prix plafond (rémunération au prix d'offre).

Quand on regarde les prix spot sur les heures d'activations lorsque l'acteur s'engage sur le seuil bas (et ainsi espérer gagner 100% du Complément de rémunération), il est évident que les revenus sont très favorables au NEBEF.





Sauf erreur d'analyse de notre part, il nous semble que **le dispositif incite davantage à mettre à disposition ses capacités sur le NEBEF que sur le MA** : l'acteur sera moins activé et davantage rémunéré. C'est étonnant, d'autant que le MA a l'avantage pour RTE d'être à sa main en période de tension du réseau.

- **Calcul de la Puissance Disponible**

Le tunnel d'écrêtement à 150% de la P_{AOE} peut être impactant pour les portefeuilles à fort taux de croissance. En effacement diffus explicite notamment, les installations sont continues tout au long de l'année. Il peut y avoir de fortes disparités de puissance disponible entre la partie hivernale de début d'année et la fin d'année. La P_{AOE} étant une moyenne, le tunnel d'écrêtement peut donc conduire à très fortement limiter la P_{AOE} engagée. Les cas étudiés montrent un facteur 3 entre les possibilités de P_{AOE} avec écrêtement et sans écrêtement. L'un des effets sera de pousser les acteurs à temporiser leurs installations à l'intersaison.

Nous proposons de rehausser ce plafond.

- **Tests**

  Les Conditions Générales donnent peu d'informations sur le processus de test. Dans la mesure où l'AOE Crise s'éloigne sensiblement du Mécanisme de Capacité, on peut s'attendre à ce que les règles de test soient différentes.

  Deux questions se posent notamment :
  - Quel est l'impact de la performance du test sur la rémunération AOE ?
  - La limite de 3 tests par EDE et EDA par an s'applique-t-elle bien à l'ensemble des deux mécanismes ? Dit autrement, ne risque-t-on pas d'être testés 6 fois par EDE ou EDA (3 au titre du Mécanisme de Capacité, 3 au titre du présent contrat) ?

  ENGIE rappelle son opposition à une rémunération des tests MA au Prix Marginal d'Equilibrage. Nous demandons à ce que ces tests soient rémunérés à leur prix d'offre.

* * *