Sujet	Réponse d'Alpiq Energie France à l'appel à contribution du RTE sur l'appel d'offre effacement 2018.
Date	23/06/2017
A l'intention de	RTE
Correspondants	Roland Tran, Géry Lecerf

Réponses aux questions de RTE

Question 1. La proposition d'interclassement et de rémunération des capacités d'effacement permet-elle de respecter les principes exposés ci-dessus ?

Le critère d'interclassement et la rémunération nous paraissent cohérents avec les principes et les objectifs de l'AOE.

Question 3. Partagez-vous la proposition de mise en place d'un mécanisme de type "contrat pour différence" basé sur le prix de référence marché du mécanisme de capacité ?

Nous ne sommes pas opposés à cette proposition.

Nous souhaitons préciser que :

1. La rémunération AOE ne doit pas être capée comme pour l'AOE 2017
2. Dans le cas contraire, il faudrait caper le complément de rémunération au-delà du PRM et non la rémunération en elle-même

Question 4. La mise en place d'un paramètre spécifique permettant de tenir compte de l'exigence forte sur les RR/RC vous semble-t-il pertinent ?

Le paramètre nous semble pertinent.

Question 6. Considérez-vous que les capacités intégrées à un contrat EIF devraient être exclus du dispositif ? Qu'est-ce qui justifierait selon vous une exclusion de ces capacités ?

Nous avions déjà signalé à RTE fin 2016 que le design du mécanisme de capacité défavorise structurellement les effacements implicites par rapport aux effacements NEBEF.

En effet, une capacité qui s'efface en NEBEF est également capable de s'effacer en implicite et réciproquement. Ces capacités apportent techniquement la même qualité de service. Cependant :

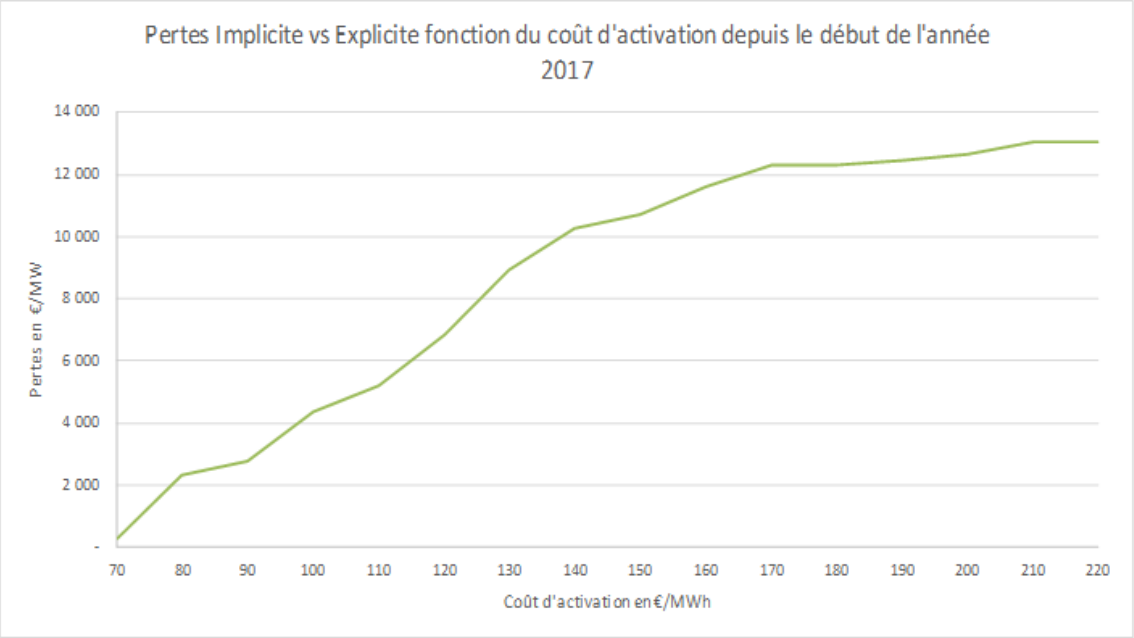
- Une capacité NEBEF sera rémunérée pour sa **disponibilité** sur les heures PP2
- Une capacité qui s'efface en implicite ne sera rémunérée **uniquement en cas d'effacement effectif sur les heures PP1**

Le prix PRM est équivalent à rémunérer chaque MWh effacé en PP1 à 62 €[1]. Ainsi, pour une capacité ayant un coût d'activation (PA) supérieur à 60 € (soit la quasi-totalité des sites en NEBEF), on aura en comparaison :

- Si elle s'engage en NEBEF : rémunération capacitaire + opportunités au marché (si marché > PA)
- Si elle s'engage en implicite : rémunération capacitaire + opportunités au marché (si marché > PA) - perte activation (sur les heures PP1 où marché < PA)

En résumé, comparativement à une stratégie NEBEF, une capacité en effacement implicite aura un manque à gagner équivalent $Puissance \times max(PA - marché; 0)$ sur toutes les heures PP1.

Et l'écart est d'autant plus important que le prix d'activation est élevé. (Voir ci-dessous)



Ne pas reconnaître pleinement les effacements PP1 des sites engagés en EIF ou en implicite dans l'AOE contribue davantage à renforcer ce déséquilibre structurel.

L'argument qui s'oppose à la prise en compte des effacements implicites dans l'AOE repose sur le manque de "méthode d'évaluation commune pour ce type d'effacement".

Il ne s'agit en fait que d'un manque de méthode d'évaluation à la main du RTE pour ce type d'effacement. En réalité, il existe des "méthodes d'évaluation commune pour ce type d'effacement", qu'il suffit de reconnaître.

- De la même manière que pour les NEBEF, chaque effacement implicite (sur PM et hors PM) implique des échanges de blocs d'énergie sur les marchés et impliquent donc les mêmes niveaux financiers de pénalités (prix de règlement des écarts),

1 PRM = 10 k€ * 0.93 / 150 h PP1 par an = 62 €/MWh

- Et, contrairement aux effacements NEBEF, les effacements implicites subissent 2 niveaux de contrôles supplémentaires et dont les méthodes d'évaluation sont communes :
    - Les EIF reposant sur la PM **sont contrôlés par la structure même du TURPE et la facturation des dépassements**
    - Un effacement implicite en PP1 est également contrôlé par **le calcul ex-post de la puissance consommée sur les heures PP1**. Un effacement implicite PP1 sera donc contrôlée ex-post avec une pénalité liée au non-respect de l'engagement initial à réduire la puissance PP1 (soit environ 70 €/MWh de pénalité)

Nous souhaitons relever un paradoxe :

- D'un côté, l'AOE incite les acteurs à s'engager sur des effacements effectifs,
- De l'autre, l'AOE ne reconnaît pas les effacements effectifs de certaines capacités en implicite et irait même jusque l'exclusion de ces capacités

Par ailleurs, ne pas reconnaître les effacements en PP1 revient implicitement à forcer le choix exclusif entre l'implicite et l'AOE. En effet, une capacité participant en implicite sur les jours PP1 se retrouve de facto indisponible sur ces jours-là. L'ensemble des jours signalés et potentiellement MiDiC sera réduit pour cette capacité et induira donc un risque supérieur dont le surcoût entrainera son exclusion "naturelle" de l'AOE.

Compte tenu des éléments exposés ci-dessus, **nous nous opposons fermement à l'exclusion des capacités participant en implicite et souhaitons à l'inverse que les effacements implicites soient pris en compte dans l'AOE**.

Question 7. Pensez-vous qu'en plus des vérifications administratives et de rattachement des sites aux EDA, EDE et EDC, la procédure d'agrément devrait comporter la réalisation effective d'un effacement de consommation ?

A l'instar de l'appel d'offre RR et RC, nous estimons que toute procédure d'agrément technique en amont de l'exécution du contrat est un potentiel frein concurrentiel par :

- Un renfort de la captivité des sites chez les agrégateurs
- Une contrainte supplémentaire à l'entrée pour les nouveaux entrants (sites ou agrégateurs)

De plus, la réponse à l'AOE étant attendue en décembre janvier, le délai sera difficilement tenable tout en faisant porter une pression supplémentaire sur la campagne commerciale.

A cette notion d'agrément, nous préférons l'idée d'un engagement minimal d'effacement (voir nos propositions complémentaires plus bas).

Question 8. Le critère de tension marché de 100 €/MWh vous paraît-il dimensionné correctement ? Quelle valeur proposez-vous et justifiez votre proposition.

Si le critère de tension marché doit être fixé arbitrairement comme il semble l'avoir été, nous pensons que 100 €/MWh est trop élevé pour offrir de réelles opportunités de signalement.

En effet, sur des années comme 2014 et 2015, nous n'aurions eu que respectivement 0 et 3 jours signalés sur cette cause.

Aussi, nous pensons qu'il serait plus judicieux de proposer une référence basée sur un historique glissant.

Proposition :

- Soit une **période de référence** P (Mois, Trimestre ou Année),
- Soit un **produit de référence** PDT (Base, Peak, OffPeak),
- Soit une **période d'observation** O qui dépend d'un **offset** X et d'une **longueur de référence** L (Semaine, Mois, Trimestre, Année) prise sur un **nombre d'occurrence** N,

  On notera O(X, L, N) **l'ensemble des jours de cotations** du produit PDT sur la référence P observé sur O
- Un seuil T, en pourcent

Alors le prix de référence PR qui signifiera une tension de marché sera calculé tel que

$$\frac{\#\left(Prix_{PDT}(t) < PR, t \in O(X,L,N)\right)}{\#\left(O(X,L,N)\right)} = T$$

Sur cette base, nous proposons que

- la période de référence P soit **le mois**
- Le produit de référence PDT sera **le produit peak**
- La **période d'observation** sera définie par :
  - **Un offset de -1**
  - Le **mois comme longueur de référence**
  - Pris sur **une occurrence**

  ie. O(X, L, N) sera l'ensemble des cotations du produit Peak du mois M observées sur le mois M-1
- Un seuil T à **75 %**

Question 9. Etes-vous en faveur d'une exclusion de l'ensemble des groupes d'autoproduction conventionnels dès 2018 ou en faveur d'une sortie progressive des groupes d'autoproduction de ce mécanisme ?

Nous ne sommes pas d'accord avec la position actuelle car nous considérons qu'elle est anticoncurrentielle,

- **Du point de vue des sites** : certains sites pourront continuer à bénéficier d'une subvention (à tort) là où d'autres, initialement plus vertueux, n'y auront pas le droit (à raison). Cette situation est similaire à la situation qui a mené à la jurisprudence sur complément de rémunération des cogénérations.
- **Du point de vue des acteurs** : en dépit de l'ouverture de l'ensemble des sites entre les acteurs, il demeure très complexe d'aller "chercher" une capacité déjà engagée chez un acteur en place. Ainsi certains acteurs ayant historiquement proposé leur autoproduction en

AOE pourront continuer d'en bénéficier alors que les acteurs qui se sont conformés à la logique de l'AOE seront "pénalisés".

- Les sites n'étant pas clairement identifiés, la libre circulation des sites disposant d'une autoproduction ne sera pas effective

De plus,

- Le **complément de rémunération AOE pour des sites participant en RC** renforce l'argument du biais concurrentiel,
- La dégressivité entraîne paradoxalement **une mise en œuvre administrative et réglementaire complexe dans le seul but d'exclure des capacités**,
- La décroissance de la proportion d'autoproduction repose sur l'hypothèse que ces capacités sont offertes avec des prix différents. Or, ces capacités ne sont pas marginales en volume et, face au risque d'être exclues, les acteurs les offriront nécessairement ces capacités au prix de **0€**. Comment fera RTE pour opérer sa sélection sans arbitrage ?

En l'absence d'amélioration sur cette proposition, nous préférerions que les sites disposant d'autoproduction conventionnelle soient exclus dès 2018 du mécanisme d'appel d'offre effacement.

Question 10. La proposition de mise en place d'un cap de prix pour garantir que la probabilité d'appel des capacités n'est pas nulle est-elle pertinente ?

Le cap de prix est nécessaire pour espérer une probabilité d'activation non nulle.

Toutefois, au regard des historiques depuis 2015 des prix marginaux en cas d'activation à la hausse sur le MA, il nous semble que le cap de 500 €/MWh soit légèrement surdimensionné (cf. graphe ci-dessous).

Des offres ont été activées sur le MA au-delà de 500 €/MWh sur **0.07 % des pas demi-horaires depuis 2015** lorsque le système était à la hausse.

Il s'agit de la situation exceptionnelle de janvier 2017 (23, 25 et 31). Il est très peu probable que cette situation se répète à l'avenir.

Le cap de prix de 500 €/MWh, s'il est compréhensible pour certains sites industriels, risque donc de devenir un refuge pour beaucoup d'autre qui tenteront de minimiser leur probabilité d'activation, à l'inverse de ce qui est recherché par RTE.

Question 11. Avez-vous une autre proposition de modalité pour permettre d'augmenter la probabilité de vérification de la disponibilité des offres sans la mise en place d'un cap de prix pour les prix variables ?

Nous ne souhaitons pas revoir le cap de 500 €/MWh car il demeure important de toujours capter de nouvelles capacités dans l'espoir que l'usage réduise le coût d'activation à terme. Cependant, nous devons veiller à ce que les capacités proposées ne se réfugient pas dans ce niveau de prix pour minimiser son risque d'activation.

Ainsi, plutôt que de débattre sur le niveau du cap, nous souhaitons **le compléter par un engagement minimum d'effacements effectifs.** Nous détaillerons cette modalité plus bas car elle est liée à d'autres propositions.

Ces deux mesures combinées auront pour effet :

- **De ne pas introduire de biais dans le coût en énergie en évitant de "forcer" une activation**, (pour agrément ou pour test). Il reviendra au Titulaire de faire en sorte que la capacité soit activée en tenant compte des prix du marché. Et si les acteurs doivent provisionner une partie de la prime fixe pour fournir le minimum d'activation, alors cela signifiera que les capacités ne sont pas encore mûres par rapport au marché de l'énergie et que la subvention pour leur développement est justifiée,
- De ne pas "bloquer" les capacités en entrée, y compris lorsque le coût d'activation est élevé (dans la limite de 500 €/MWh)
- D'exercer toutes les capacités à s'activer "dans le marché"

Nous estimons que ces effets sont bénéfiques à long terme pour le développement de vraies capacités d'effacement, intégrées au marché.

Question 13. Pensez-vous qu'une meilleure rémunération des capacités s'engageant à réaliser des effacements permette l'émergence de capacités d'effacement qui seront incitées à valoriser, à terme, leur capacité sur les marchés de l'énergie ?

Nous saluons l'initiative du RTE visant à inciter les acteurs à réaliser des effacements. Et nous souhaitons encore renforcer ce principe avec :

- La notion d'engagement minimum (voir propositions complémentaires ci-dessous) avec retrait d'un jour MiDiC si l'engagement minimum n'est pas tenu
- Le renforcement de l'incitation avec :
    - Un surplus de rémunération plus important (jusque 40 % de la prime, soit un total potentiel de 140 %)
    - En contrepartie d'une pénalité plus forte en cas de non-respect de l'engagement (retrait d'un jour MiDiC si Teff < x % ou FIXE = 30 % de la rémunération)

Question 14. Pensez-vous que le bonus devrait être conditionné à l'absence de prix spot élevés sur les prix de marché ?

Nous ne comprenons pas cette idée. En effet,

- Il serait très complexe de mesurer de manière neutre les éventuelles prises d'opportunité et arbitrage des acteurs sur les diverses échéances
- Nous ne voyons pas de de justification à vouloir s'immiscer dans le processus de valorisation des acteurs
- Le versement de ce surplus est déjà conditionné par la tenue des engagements. Il n'est donc pas nécessaire d'introduire une condition qui relève uniquement d'un jugement subjectif de la gestion des acteurs.

Question 15. Pensez-vous qu'une évolution de ce seuil soit nécessaire ? µQuelle valeur de seuil proposeriez-vous ?

Pas d'avis.

Contributions complémentaires

Engagement en jours MiDiC

Les années précédentes, les sites participant à l'appel d'offre au travers de plusieurs contrat sur des périodes disjoints pouvaient augmenter leur rémunération de 20 % contre un engagement total plus élevé. Cette "astuce" a été justifiée à postériori par son introduction formalisée lors du dernier appel d'offre avec une rémunération supplémentaire de 20 % pour les capacités offrant un stock de sollicitation de 40 jours sur 12 mois.

La proposition de contenir un site au sein d'un seul contrat permet d'éviter des formes de fraudes dans un mécanisme subventionné et nous comprenons cette position.

Toutefois, le mécanisme doit également se montrer favorable aux capacités capables de fournir un service de niveau supérieur comme sur l'année précédente. Nous regrettons que rien n'ait été proposé en contrepartie de cette restriction pour permettre aux capacités qui le peuvent d'engager un service supérieur.

Nous proposons que soit introduit un critère technique basé sur **un engagement sur un nombre minimum de jours MiDiC** avec les modalités suivantes :

- L'engagement doit être compris entre 20 et 40 jours MiDiC,
- Le niveau d'engagement doit être pris en compte dans le critère d'interclassement,
- Que les jours MiDiC puissent être proposés sur des jours signalés sur la base de critères plus larges (spot > 50 par exemple) tout en respectant l'engagement commun à poser au moins 20 jours MiDiC sur les jours signalés standards.
- Que le critère d'engagement d'effacement minimum évolue en fonction du nombre de jours MiDiC engagé (linéairement entre *1* et N pour un nombre de jours MiDiC compris entre 20 et 40)

Engagement minimum d'effacements réalisés

Nous souhaitons introduire un engagement minimum d'effacements réalisés.

- Ce niveau d'engagement minimum sera initialement fixé à 1 mais pourra être revu par RTE sur les années suivantes en fonction de la fiabilité observée des capacités,
- Le niveau d'engagement pourra varier linéairement avec l'engagement en jours MiDiC (voir ci-dessus),
- Le non-respect de l'engagement minimum entraînera le retrait d'un jour MiDiC en plus de la réduction de la prime variable liée aux activations,

Modification sur le contrôle de la disponibilité

Si l'EDA a activé tout son stock ou atteint son nombre d'activations offertes alors elle n'est plus engagée à être activée. Elle ne devrait donc plus faire l'objet d'un contrôle de disponibilité au-delà de la fin de la mise en œuvre du dernier ajustement ayant provoqué l'épuisement du stock offert.

Précisions sur la compréhension

Tolérance sur les activations MA

Le contrat ne mentionne pas de critère particulier pour le contrôle des activations MA. Devons-nous comprendre que les règles RE-MA font foi uniquement ?

Décompte des jours MiDiC

Nous comprenons des paragraphes 4.1.1, 4.1.2 et 6.2 que **"le Titulaire est seul responsable du suivi du nombre de Jours MiDiC".** Et cela implique que

- le Titulaire peut proposer autant de jours MiDiC qu'il le souhaite dans un minimum de 20 jours,
- Le Titulaire ne sera jugé que sur ses 20 meilleurs jours MiDiC

Toutefois, le calcul du nombre de jours équivalent sera bien contraint à la période de disponibilité minimal et sera retranché à partir des contrôles portant sur l'ensemble des jours MiDiC (y compris au-delà de 20).

Question sur le retrait des offres MA

Le paragraphe 4.2.3 mentionne une possibilité de retirer des offres du MA et retirer la journée de jours MiDiC. Nous voyons que cette possibilité permet d'éviter les défaillances pour indisponibilité et/ou pour activation sur le MA.

Il reste cependant à préciser :

- Quelles sont les modalités prévues pour retirer les offres d'ajustement ? Pour retirer les LE ?
- Si la journée entière sera retirée des contrôles portant sur les jours MiDiC ?