Appel à contribution sur les propositions d'évolutions réglementaires pour la participation des effacements de consommation aux marchés de l'électricité

Réponse d'EDF

17/07/2020

2. Versement « fournisseur » :

2.2 Nombre et définition des plages de barèmes de versement :

Le barème de versement régulé pour les sites télérelevés s'applique à des petits sites télérelevés, pour lesquels il semble que la structure des offres de fourniture se rapproche de celle du TURPE HTA.
Partagez-vous cette analyse de la structure des offres de fourniture des sites relevant du barème de versement régulé télérelevé ?

De ce fait, RTE propose de simplifier le barème de versement télérelevé pour le passer à une structure 4 postes marché : On-Peak / Off-Peak – Eté / Hiver.
Cette proposition de nouvelle structure de barème vous semble-t-elle pertinente ?

Pour les sites qui sont en effacement explicite, EDF est favorable à la simplification proposée du barème de versement télérelevé selon une structure 4 postes marché On-Peak / Off-Peak – Été / Hiver, considérant que ce barème s'appliquera dans la plupart des cas à des petits sites télérelevés.

EDF pense toutefois nécessaire de maintenir la possibilité d'un barème isolant la période de pointe dans les cas particuliers des sites en effacement indissociable de la fourniture ou encre de sites pour lesquels la facturation du coût additionnel de la capacité n'est contractuellement appliquée que sur les seuls kWh consommés en PP1.

2.3 Période de référence des cotations forward utilisées pour le calcul du barème télérelevé

L'objectif du barème régulé de versement fournisseur étant de refléter au mieux les conditions d'approvisionnement des contrats pour les petits clients télérelevés visés par ce barème, deux options sont proposées pour définir la période de cotation à utiliser pour sa détermination :

1. Maintenir la formule actuelle en retenant la période de cotation la plus longue possible compte tenu de la disponibilité des indices de trimestriels Base et Peak. Ces cotations trimestrielles étaient disponibles à partir de mars ou juillet N-1 selon les années pour la construction des barèmes de l'année N, la période de moyenne serait alors de 5 à 9 mois au lieu de 2 mois actuellement.

2. Utiliser uniquement les cotations forward Calendar N+1 Base et Peak pour établir le niveau annuel en calculant la moyenne des cotations publiées entre le 1er janvier N et le 30 novembre N. La pondération des cotations forward Quarter Base et Peak serait calculée sur la base d'une analyse historique (moyenne des 3 dernières années).
Variante de l'option 2 : faire la moyenne des cotations Forward annuelles sur plusieurs années (nombre d'années à définir), afin de se rapprocher des modalités de sourcing des fournisseurs.

RTE sollicite l'avis des acteurs sur

- *les conditions d'approvisionnements des clients télérelevés visés par le barème régulé permettant d'assurer la construction d'un compromis le plus proche de la réalité des offres de fourniture,*
- *l'option de calcul du barème régulé télérelevé.*

EDF partage la nécessité de réviser la période de cotations forward utilisée pour le calcul du barème de versement télérelevé.

La période de référence actuellement retenue pour le calcul du versement de l'année N (cotations des mois d'octobre et de novembre N-1) ne correspond pas à la temporalité de contractualisation de la

fourniture observée pour de nombreux clients en année N-1, voire N-2. Par voie de conséquence, ce calcul ne reflète pas les conditions d'approvisionnement sur les marchés de ces contrats par le fournisseur.

Par ailleurs, cette courte période de référence peut s'avérer d'autant moins représentative qu'elle expose le versement à des fluctuations importantes, à la hausse comme à la baisse, en lien avec d'éventuels mouvements de marché conjoncturels, et non représentatifs des niveaux de prix observés sur une période plus longue précédant l'année de livraison concernée.

Si EDF rejoint l'analyse selon laquelle il est difficile d'identifier une période de cotation unique adaptée à tous les contrats, elle considère que l'élargissement de la période de référence constituerait une amélioration significative des modalités de calcul du barème, en s'approchant davantage des conditions d'approvisionnement des contrats sur le marché par les fournisseurs.

S'agissant des produits de cotations, EDF se montre favorable à la seconde option proposée par RTE, privilégiant le recours aux produits forwards Calendar Base et Peak, avec différenciation trimestrielle selon les cotations trimestrielles historiques des porduits Quarter Base et Peak. Cette proposition présente l'avantage d'un élargissement de la période de cotation à 11 mois (entre le 1er janvier N-1 et le 30 novembre N-1) en s'affranchissant de la question de la disponibilité des cotations, tout en s'approchant des conditions réelles d'approvisionnement sur le marché par le fournisseur.

EDF se montre par ailleurs ouverte à la variante proposée pour l'option 2, dans la mesure où cette dernière retiendrait le calcul de la moyenne des cotations Forward annuelles sur deux années maximum.

2.4 Ecrêtement du droit à l'ARENH

Il s'agit d'intégrer l'impact de la prise en compte de l'écrêtement du doit à l'ARENH dans le barème de versement régulé.
Cette évolution vous parait-elle justifiée ?

EDF est favorable à la prise en compte de l'écrêtement ARENH dans la formule du barème de versement sous la forme d'un coefficient d'abattement ($taux_{écrêtement}$) visant à refléter le volume effectivement obtenu par les fournisseurs alternatifs.

En revanche, la formule proposée ne prend en compte qu'un écrêtement en volume, via la révision à la hausse de la part d'approvisionnement exposée au prix de marché. Elle ne reflète pas les conditions d'approvisionnement différé des volumes écrêtés en termes de prix. L'approvisionnement complémentaire est en effet réalisé tardivement par le fournisseur suite à l'annonce des volumes écrêtés par la CRE intervenant en fin d'année N-1.

EDF recommande par conséquent d'appliquer la référence de prix telle que proposée dans l'option 2 de la présente consultation pour la seule part de l'approvisionnement effectuée avant la publication par la CRE d'un éventuel écrêtement (correspondant au volume hors droit ARENH), et d'appliquer une seconde référence de prix, à définir, pour la part complémentaire achetée sur le marché après l'annonce de l'écrêtement.

2.5 Prise en compte de l'effet sur l'obligation de capacité dans le calcul des Barèmes

RTE a étudié la prise en compte de l'obligation de capacité dans les barèmes régulés de versement fournisseur.
Même si l'intégration de cette part capacitaire dans les barèmes parait légitime économiquement, en l'état des textes réglementaires, RTE s'interroge sur l'opportunité et la possibilité en droit de prendre en compte dès à présent ce coût dans le calcul des barèmes de versement régulés.
RTE sollicite l'avis des acteurs :

- *sur cette analyse économique de la légitimité d'une telle inclusion*

- *sur l'intérêt de la prise en compte de cet élément dans le calcul des barèmes régulés de versement télérelevé et profilé*

EDF partage l'analyse faite par RTE quant à la légitimité de prendre en compte l'obligation de capacité dans le calcul des barèmes. En effet, le versement institué par les textes au profit du fournisseur a pour vocation de compenser ce dernier du maintien nécessaire du sourcing en énergie du volume effacé et ce pour assurer la réalité de l'effacement. *L'objectif du texte était donc bien d'indemniser le fournisseur des obligations qu'il est contraint de maintenir (ici l'approvisionnement en énergie) pour assurer l'effectivité de l'effacement.*

Or, et depuis la mise en œuvre du mécanisme de capacité, la valorisation d'un effacement s'effectue au regard de l'énergie effacée mais également par l'intermédiaire de la capacité d'effacement qui peut être certifiée. Les agrégateurs peuvent, dans le cadre de l'effacement explicite, certifier cette capacité et vendre les garanties qui en résultent à travers le mécanisme de capacité. Ainsi et de manière similaire à la valorisation de l'énergie, cette certification n'est possible que si l'obligation de capacité des fournisseurs est corrigée à la hausse du volume de l'effacement, la fourniture d'énergie et les conséquences associées (obligation de capacité) étant considérées comme maintenues.

Dès lors, EDF s'est déjà exprimé en faveur de l'introduction d'un versement capacitaire dans le cadre d'un appel à contribution sur le mécanisme de capacité en 2018[1].

EDF rappelle que, de façon similaire à l'énergie, pour facturer ses clients en cours d'année de livraison, le fournisseur détermine un prix de la capacité répercuté à ses clients par kWh consommé. Dans le cas d'un effacement par un tiers sur un site en modèle corrigé (sites en CARD/CART), le fournisseur peut continuer à facturer ce prix puisque la courbe de consommation en énergie du site est corrigée des effacements. A l'inverse, dans le cas des sites en contrat unique où le modèle régulé s'applique, la courbe de consommation du client n'étant pas retraitée, le fournisseur ne facture pas la capacité sur le volume effacé. Or, dans tous les cas, les volumes des effacements réalisés par des tiers sur des sites de consommation sont réintégrés dans le calcul de l'obligation de leur fournisseur de rattachement.
Dans la mesure où le maintien de l'énergie effacée dans le périmètre des fournisseurs conduit ces derniers à supporter l'obligation de capacité totale (y compris sur les volumes effacés par un tiers) de leurs sites de consommation, il est nécessaire de prévoir une valeur capacitaire à l'énergie effacée dans le barème de versement fournisseur.

Par ailleurs, des échanges qui ont conduit à l'introduction du versement fournisseur dans la loi, se dégage un principe : le fournisseur ne doit pas supporter les conséquences liées à l'effacement valorisé par l'opérateur d'effacement dont le maintien par ses soins est nécessaire pour assurer la valorisation par l'opérateur.

> *« L'opérateur doit verser au fournisseur une rémunération pour l'énergie que ce dernier* ***doit, dans tous les cas, injecter dans le système. Le versement est légitime, nécessaire et justifié économiquement.*** » [Mme Marie-Noëlle BATTISTEL, Rapport d'information sur les enjeux et impacts de l'effacement électrique diffus, 26 avril 2016, p.17 et 48 et suivantes.]

Par conséquent, l'objectif initial des textes étant de compenser l'énergie qui est maintenue pour assurer l'effectivité de l'effacement, il est nécessaire de prévoir une valeur capacitaire à l'énergie effacée pour les opérateurs faisant le choix de certifier la capacité dès lors que l'obligation de capacité est maintenue dans le périmètre du fournisseur. A défaut d'une telle prise en compte, l'obligation de capacité liée à l'effacement ne devrait pas être mise à la charge des fournisseurs des clients.

[1] Appel à contribution n°3 du mécanisme de capacité du 10 octobre 2018, question 3.6.

Enfin, le cadre réglementaire de construction des TRV conforte cette analyse. Le barème de versement des clients au TRV est construit sur le modèle des barèmes tarifaires, par empilement, et dont le coût de complément marché inclut le coût de la garantie de capacité conformément à l'article R 337-19 du code de l'énergie :

« *Pour chaque catégorie tarifaire mentionnée à l'article R. 337-18, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité est déterminé, sous réserve de la prise en compte des coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés d'Electricité de France et des entreprises locales de distribution, par l'addition du coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement, qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture. (…) Le coût du complément d'approvisionnement sur le marché est calculé en fonction des caractéristiques moyennes de consommation et des prix de marché à terme constatés. Jusqu'au début de la première année de livraison du mécanisme d'obligation de capacité prévu au chapitre V du présent titre, le coût de la garantie de capacité est considéré comme nul. Ensuite, il est pris en compte dans la part proportionnelle à l'énergie consommée du prix de fourniture*. »

Ainsi, par similarité de raisonnement, de la même façon que le « *complément d'approvisionnement* » en énergie visé à l'article R337-19 « *inclut la garantie de capacité* », la « *part énergie du prix de fourniture* » visée à l'article L271-1 doit s'entendre comme incluant la garantie de capacité.

EDF considère donc que la valorisation du cout de la capacité est une conséquence directe du maintien de l'énergie et fait donc partie intégrante de la valeur énergie qui est visée dans le barème. L'esprit du texte est bien de compenser le fournisseur des conséquences du maintien de cette énergie qui doit intégrer le cout de la capacité supporté en conséquence.

- *sur la déclinaison proposée en cas de prise en compte de cet élément dans les barèmes régulés de versement télérelevé et profilé*

Prise en compte de l'écrêtement ARENH :

EDF est favorable à la prise en compte de l'écrêtement ARENH dans la formule du barème de versement sous la forme d'un coefficient d'abattement $\boldsymbol{taux}_{écrêtement}$ visant à refléter le volume effectivement obtenu par le fournisseur alternatif.

Prix de référence :

L'utilisation d'un prix de référence marché (PRM) égal à la moyenne des prix des enchères de capacité en AL-1 est cohérente avec le coût de capacité répercuté aux clients dans les contrats.

Cependant, EDF pense qu'il serait pertinent d'utiliser la même référence de prix de la capacité dans les différents mécanismes et donc, d'utiliser le PRM dans le versement fournisseur et dans l'AOE. Or à date, dans l'AOE, le calcul de la rémunération et des pénalités utilise le PREC (défini comme le prix de la dernière sessions de marché avant AL).

Pour mémoire EDF avait accueilli favorablement l'introduction du PREC dans le mécanisme de capacité pour le règlement des écarts car cela évitait d'utiliser une référence de prix unique (à savoir le PRM) pour des finalités et des étapes du mécanisme différentes.[2] En effet, le PREC a été initialement retenu comme composante du prix de règlement des écarts pour inciter les acteurs à couvrir leur obligation de capacité avant l'année de livraison.

La finalité du barème de versement est différente, elle vise à compenser le maintien de l'obligation à la charge des fournisseurs. Par souci de cohérence entre les différents mécanismes et compte tenu de

[2] Consultation publique relative au prix de référence des écarts des acteurs obligés et des responsables de périmètre de certification dans le cadre du mécanisme de capacité – 2 février 2019

la finalité recherchée, EDF recommande d'utiliser le PRM dans le barème de versement mais également dans le calcul de la rémunération de l' AOE, ainsi que dans l'AO EIF.

Par ailleurs, si le calcul du barème du versement télérelevé devait utiliser la moyenne des cotations Forward annuelles sur plusieurs années pour refléter les conditions d'approvisionnement des contrats (variante de l'option 2 de la présente consultation), l'utilisation d'un prix de référence de la capacité égal à la moyenne des prix des enchères de capacité sur la même période devrait être privilégiée.

2.6 Prise en compte d'autres composantes des prix de fourniture dans la formule du barème de versement

RTE sollicite l'avis des acteurs sur l'intérêt de la prise en compte des coûts de commercialisation et de marge fournisseurs dans les barèmes régulés de versement et sur les modalités de prise en compte des éléments.

L'intégration des coûts commerciaux et de la marge nécessitent d'être investiguée plus profondément ce qu'il n'est pas possible de faire dans les délais impartis.

3. Possibilité pour les sites éligibles au modèle corrigé d'opter pour le modèle contractuel

RTE propose d'ouvrir la possibilité aux sites relevant du modèle de versement « Corrigé » d'opter pour le modèle de versement « Contractuel » dans les conditions décrites ci-dessus.

Cette proposition vous semble-t-elle pertinente ?

EDF rappelle que le modèle « corrigé » assure l'insensibilisation du fournisseur et doit rester le modèle par défaut, ainsi que le prévoit l'article L.271-8 du Code de l'Energie.

EDF ne voit pas la plus-value à appliquer le modèle « contractuel » aux sites relevant du modèle corrigé.

L'application d'un autre modèle, quel qu'il soit, introduirait inévitablement des biais dans la valorisation des effacements (montant du versement). Les évolutions méthodologiques proposées pour le modèle régulé, et objets de la présente consultation, illustrent d'ailleurs la difficulté à traduire les spécificités des offres de fourniture souscrites par les clients.

Par ailleurs, multiplier les modalités possibles de versement et de correction de périmètre d'équilibre impliquerait des complexités accrues en termes de processus et de SI, tant pour les Responsables d'Equilibre/Fournisseurs que pour les gestionnaires de réseau.

EDF n'est donc pas favorable à une telle évolution.

En tout état de cause, si la proposition de RTE devait être retenue :

- Le choix éventuel, à titre dérogatoire, du modèle contractuel doit être conditionné à l'accord du Fournisseur et ne doit pas pouvoir être imposé par l'Opérateur d'Effacement ni le site
- En cas de changement de Fournisseur ou d'Opérateur d'Effacement, et tant qu'un nouvel accord (annexe 11) n'aura pas été conclu, le site devra revenir automatiquement en modèle corrigé

4. Simplification du processus d'homologation des sites aux méthodes par prévision et historique

RTE propose de simplifier le processus d'homologation aux méthodes par historique et par prévision en le limitant à une demande d'homologation déclarative et en ne gardant que le suivi mensuel pour la

vérification du respect des critères. Les modalités dérogatoires seraient arrêtées à la mise en place de ce nouveau système.

- *Cette proposition vous semble-t-elle pertinente ?*
- *Selon vous, de combien de jours faut-il disposer au minimum pour calculer des critères de suivi pertinents pour chacune de ces méthodes de contrôle du réalisé ?*

EDF accueille favorablement la proposition de RTE. Cette disposition, permise à titre expérimental depuis un an, permet de simplifier grandement la procédure d'homologation tout en garantissant une qualité équivalente via le suivi mensuel.

RTE propose que les critères de suivi d'homologation soient calculés même en l'absence de journées de courbes de charge. EDF s'étonne de cette proposition et souhaite rappeler que la remontée de ces courbes n'est pas de la responsabilité de l'Opérateur d'Effacement : l'OE ne doit donc nullement être pénalisé en cas d'absence de courbe de charge. RTE ne présente pas la méthode qui serait utilisée, mais EDF estime que le maintien du calcul des critères sur la base de courbes de charge incomplètes ne peut conduire qu'à un résultat erroné et se fera de surcroît en défaveur de l'OE puisque la non représentativité augmente à mesure qu'on réduit la période d'observation.

Concernant le nombre de jours minimum pour calculer les critères de suivi pertinents, EDF estime ne pas avoir tous les éléments pour se prononcer. En effet, ce nombre de minimal de jours doit être fixé en cohérence avec la pénalité encourue par le non-respect de ce critère.

5. Expérimentation de l'utilisation de la sous-mesure pour l'évaluation des effacements réalisés

***5.2** Partagez-vous l'intérêt potentiel ainsi que les risques potentiels liés à la mise en place de la « sous-mesure » ?*

EDF partage l'intérêt potentiel de l'expérimentation sur la sous-mesure pour faire émerger de nouveaux potentiels d'effacement.

***5.3** Partagez-vous les objectifs proposés pour cette expérimentation ?*

EDF partage les objectifs proposés par RTE pour cette expérimentation : (i) de faire émerger de nouveaux gisements, (ii) d'améliorer la précision de la mesure des effacements et (iii) ne génère pas de risque sur la réalité des effacements.

***5.4.2.** Sites éligibles et exigence sur le périmètre de la sous-mesure*
RTE souhaite recueillir l'avis des parties prenantes sur le fait de prioriser le lancement de l'expérimentation sur le périmètre de sites télérelevés.
EDF accueille favorablement cette proposition.

***5.4.3.** Valorisation sur les marchés et contrôle du réalisé*
Considérez-vous ces possibilités de valorisation (sur NEBEF et par conséquence sur les dispositifs de rémunération de la capacité) sont de nature à vous permettre de valoriser des sites de votre portefeuille ?
EDF accueille favorablement la possibilité de pouvoir valoriser ces effacements sur NEBEF et par conséquence sur l'AOE.
EDF regrette que la possibilité d'utiliser la méthode de contrôle de réalisé par historique ne soit pas ouverte. EDF s'interroge sur la pertinence de cette proposition dans la mesure où il serait possible à un acteur d'envoyer les données de l'historique en tant que « prévisions » dans la méthode par prévisions.

***5.4.4.** Limitations associées au caractère expérimental*
Considérez-vous ces limites comme potentiellement contraignantes pour l'expérimentation ?

EDF note que la limite proposée sur le nombre de sites (100 sites, 20 par opérateurs) peut conduire à n'ouvrir l'expérimentation qu'à 5 opérateurs. EDF propose que seule la limite par opérateur soit retenue afin de permettre à l'ensemble des opérateurs qui le souhaitent de participer.

5.4.5. *Qualification de la chaine de mesure/transmission/traitement*

Partagez-vous la nécessité de mettre en place des audits pour qualifier les données et vérifier la conformité de l'installation du site ? Considérez-vous la proposition adaptées ?
Partagez-vous la proposition d'audits systématiques ?
Avez-vous d'autres propositions alternatives de nature à garantir la sincérité et qualité des données utilisées, ainsi que la cohérence du périmètre de la « sous-mesure » ?
Lors du GT effacement du 26 juin, Enedis a annoncé qu'elle réfléchissait à la mise au point d'une prestation expérimentale de comptage pour mettre en oeuvre la sous mesure sur la base des données du GRD. Seriez-vous intéressés par une telle prestation ? A quelles conditions le seriez vous ?
EDF partage la proposition de RTE d'audits systématiques qui semblent nécessaires pour valider la qualité des données et la cohérence du périmètre de la sous-mesure dans le cadre de l'expérimentation.
A la cible, EDF estime que des contrôles tournants ou un système d'échantillon pourraient être instruits.
EDF serait intéressée par la prestation proposée par Enedis si les délais de mise en œuvre sont compatibles avec le calendrier de mise en œuvre de l'expérimentation.

5.4.6. *Exigence sur le nombre d'activations*

Partagez-vous la nécessité, dans le cadre de l'expérimentation de disposer d'un minimum d'activations pour permettre de valider l'absence d'effet de compensation au sein du site ? Considérez-vous la proposition de RTE comme un bon compromis entre l'observabilité statistique et la limitation du coût potentiel pour les opérateurs ?
Le dispositif d'exigence sur les activations vous semble adapté ou avez-vous d'autres propositions alternatives ?
EDF comprend la nécessité de demander un minimum d'activation pour valider l'expérimentation. Un compromis de 5 jours /an semble acceptable