

Contribution à la consultation publique relative au TURPE 6 HTA-BT

Luciole a pris connaissance de la dernière consultation de la CRE portant sur l'élaboration du TURPE 6 et souhaite formuler des observations sur la régulation incitative de la qualité de la transmission des données C2-C4, sur la hausse sensible du tarif sur le segment C1-C4 ainsi que sur l'autoconsommation résidentielle.

I. La régulation incitative de la qualité de transmissions des données

Luciole identifie quatre problèmes majeurs concernant la régulation incitative envisagée par la CRE.

- 1- Les objectifs de taux de transmission des courbes de charges télérelevées en J+1 avant 9h pour le marché d'affaires **sont extrêmement peu ambitieux (de 83 à 90 %)** et inadapté avec l'enjeu crucial que représente la donnée pour le développement des services de performance énergétique.

A titre de comparaison, les opérateurs spécialisés dans la télérelève des données issues des compteurs garantissent aujourd'hui à leurs clients plus de 95% de disponibilité de la donnée issue du compteur, en s'appuyant sur la technologie RTC/GSM.

Comme on le constate aujourd'hui, lorsque le niveau de disponibilité des données offert par ENEDIS, en lien avec l'installation des compteurs IP, est en deçà de ce qu'offrent les opérateurs de télérelève via la RTC/GSM, la qualité du service offert par les fournisseurs de services en performance énergétique aux consommateurs est dégradée ce qui n'est pas acceptable.

LUCIOLE demande que l'objectif fixé de disponibilité des données brutes¹ soit de 95% en J+1 9h ce qui paraît être un objectif raisonnable et cohérent avec les attentes des acteurs induites par la validation par la CRE du monopole d'ENEDIS pour la fourniture du service de télérelève des compteurs télérelevés.

- 2- Ces objectifs sont inadaptés à l'usage qui est fait des données ainsi transmises dès lors qu'il n'y a :
- Aucune mesure de la complétude des données ;
 - Aucune mesure du délai de mise à disposition des données transmises après J+1 9h

Or, Luciole considère que les indicateurs doivent refléter à la fois le respect des engagements de fourniture des données à une certaine échéance mais également l'ampleur de la dérive lorsque cette échéance n'est pas respectée et/ou que les données ne sont pas complètes.

En particulier, pour les opérateurs d'effacement, la fiabilité d'un effacement est calculée à partir d'une courbe de référence, calculée sur la consommation historique des 10 derniers jours par exemple. Disposer des données de consommation est donc critique pour les acteurs et recevoir la courbe de charge en J+1 9h, J+1 13h, J+2, J+10, M+1 voire M+3 n'a pas le même impact pour l'opérateur².

¹ Les flux comptabilisés doivent être ceux intégrant les données brutes de courbe de charge. Il est important lors de la fixation des indicateurs de préciser la qualité de la donnée : brute ou corrigée.

² En effet, avec une méthode de calcul de la référence en « moyenne 10J » :

- Dans le cas optimal où toutes les données sont 100% disponibles en J 9h pour J-1, l'acteur n'a une complétude des données que de 90% (il lui manque par construction les données de consommation sur la journée J pour calculer la courbe de référence pour J+1) pour estimer la flexibilité de son site pour J+1 par rapport à ce qu'exige RTE et la façon (ex-post) qu'il a de calculer de son côté la courbe de référence pour le contrôle du réalisé des activations.
- Si l'acteur dispose des données en J+1 9h, il a une complétude des données de 80 % pour estimer la flexibilité de son site pour J+1
- ... en réceptionnant l'ensemble des données après J+9 9h, l'opérateur a une complétude des données de 0% pour estimer la flexibilité de son site pour J+1

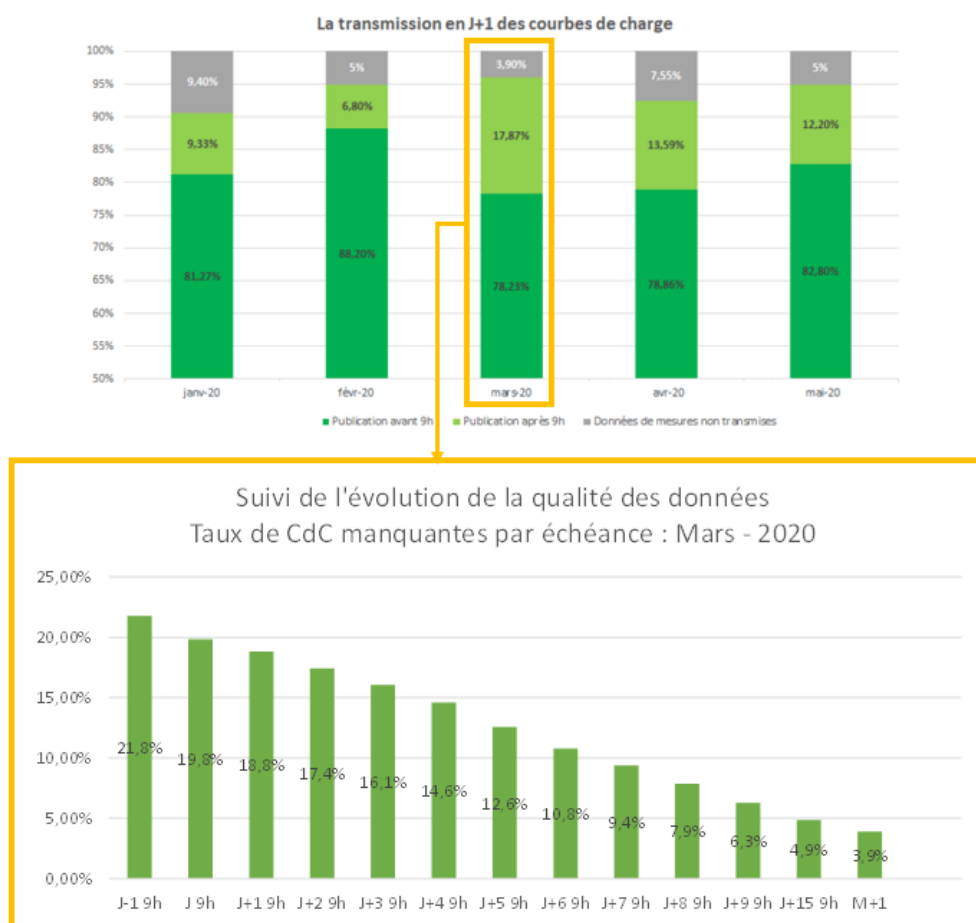
Il convient donc d'ajouter des indicateurs sur la complétude des données fournies, comme par exemple :

- Le nombre de PRM pour lesquels le flux envoyé en J+1 avant 9h est incomplet ou estimé (hors coupure réseau) ;
- Le pourcentage de points 10 min incomplets en J+1 9h pour le jour J. Par exemple pour 10 PRM, si 50 pts 10 min sont incomplets sur une journée (144 points 10mn), le % de données incomplètes pour ce jour sera de 3.4%.

Concernant le délai de mise à disposition des données manquantes, la CRE devrait :

- Suivre l'évolution des délais de publication des données C2-C4³
- Définir un objectif de 95% des données de courbe de charge disponibles en J+2 pour J (48h de rétablissement du service en cas de défaillance) avant facturation de pénalités
- Fixer des pénalités croissantes en fonction du retard dans la publication des données manquantes.

Ci-dessous un exemple à partir des chiffres présentés par Enedis au COST de juin 2020 :



3- Aucune incitation n'est envisagée sur la mise à disposition des données en infra-journalier, alors même que la société Enedis avait proposé un indicateur aux acteurs, en COST.

Nous demandons par conséquent à ce qu'une régulation incitative soit également mise en place concernant les données mises à disposition en infra J.

³ De façon similaire aux indicateurs de publication des courbes télérelevées aux RE pour les C1, C2 présentés en GT Recoflux : les indicateurs sont présentés par âge de publication.

- 4- ENEDIS communique sur des données de qualité de service sans préciser s'il s'agit de la qualité des données fournies par API Mesures Détaillées, FTP ou Canal Web SGE.... Pour rappel, régulièrement, les données de consommation brutes sont différentes d'une source à une autre et rafraichies avec des fréquences différentes.

Nous demandons par conséquent que le suivi de la qualité se fasse plateforme par plateforme et qu'un indicateur soit créé pour chaque plateforme et chaque canal.

II. Hausse sensible du tarif sur le segment C1-C4

Question 33 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles tarifaires ?

Pour qu'un signal tarifaire soit efficace, il faut qu'il soit simple et lisible par le consommateur. Or, ce dernier paie dans sa facture à la fois le TURPE, mais également son électricité, et des coûts réglementaires. Les grilles tarifaires du TURPE devraient donc reprendre, dans la mesure du possible, la segmentation horo-saisonnalisée des autres composantes de la facture.

C'est ce qui a été fait avec la mise en place de la Pointe Mobile du TURPE HTA, qui reprend les heures PP1 du mécanisme de capacité. Ainsi, le consommateur peut avoir accès à un signal de prix homogène entre la partie « TURPE » et la partie « énergie » de sa facture.

Malheureusement, un tel choix n'avait pas été fait lors de la mise en place du mécanisme ARENH. Ce dernier fait pourtant apparaître une classe d'heures de faible consommation dans le calcul de ses droits.

L'objectif affiché par les Pouvoirs Publics était d'inciter le report de consommation vers ces heures de faible consommation. Afin que ce dispositif soit efficace, il serait souhaitable que le TURPE fasse apparaître cette même classe temporelle, permettant d'envoyer au consommateur un signal lisible.

Ainsi, il serait souhaitable que le futur TURPE prenne en compte une classe temporelle « accès réglementé au nucléaire historique », qui pourrait être basée sur les classes temporelles du mécanisme ARENH, puis de son éventuel successeur.

Sur la basse tension <36 kVA, « la CRE envisage de poursuivre l'amélioration des signaux tarifaires en généralisant les options à 4 plages temporelles ».

Si cette généralisation est souhaitable, elle devrait alimenter un biais actuel du marché, résultant de la différence entre la structure du TURPE et la structure du TRV Bleu.

En effet, les grilles 4 postes existent en TURPE mais pas au TRV. L'opérateur historique a mené des opérations d'optimisation de sa facture d'acheminement pour son portefeuille de sites au TRV, basculant notamment de nombreux consommateurs en TURPE 4 postes.

Dans ce cas, les consommateurs restent au TRV Base ou HP/HC et ne sont pas au courant de ce changement, qu'ils découvrent la plupart du temps lors d'un passage en offre de marché. Cela crée souvent un problème pour le consommateur, qui ne souhaite pas quitter son option Base ou HP/HC.

Il nous semble donc que la généralisation des options à 4 plages temporelles pour le TURPE <36 kVA devait s'accompagner d'une création d'une option « 4 postes » pour les TRV Bleu, et que les changements d'options de TURPE devraient être menées conjointement avec des changements d'option du TRV.

Question 35 : Etes-vous favorable aux grilles tarifaires envisagées pour les domaines de tension HTA et BT ?

Cette évolution du TURPE impliquerait une forte hausse du budget énergie des consommateurs entreprises, professionnels et collectivités. Nous avons mené une analyse sur plus de 5 000 points de livraison de consommateurs de plusieurs secteurs BtoB (industriels, tertiaire, collectivités, copropriétés) pour lesquels nous disposons de l'autorisation d'accès aux données de nos clients.

Même si nous retrouvons qualitativement les résultats affichés au paragraphe 4.6 *Evolutions de factures modélisées*, nous mesurons une hausse bien plus importante entre le TURPE 5 actuel et le scénario TURPE 6 affiché dans la consultation, comme le montre le tableau ci-dessous.

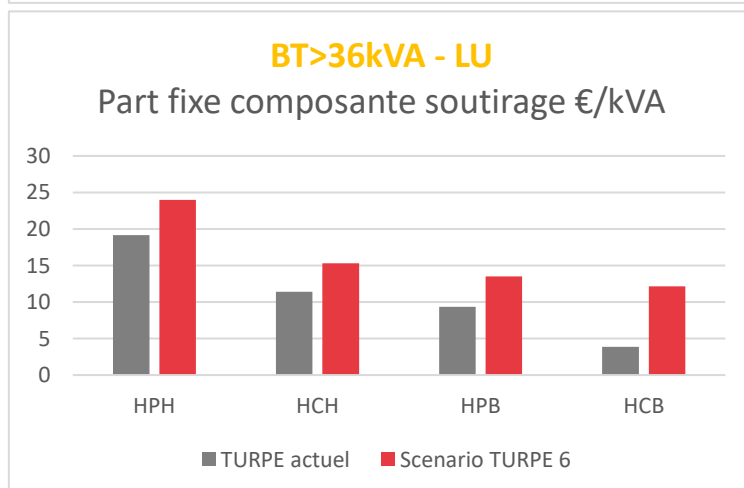
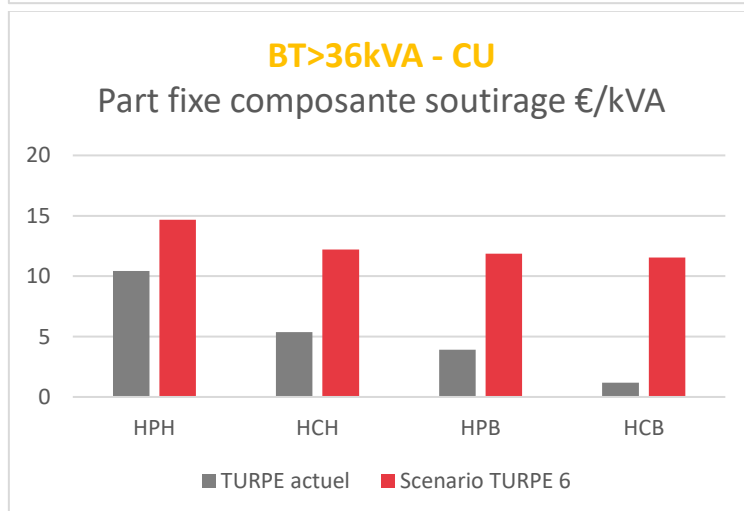
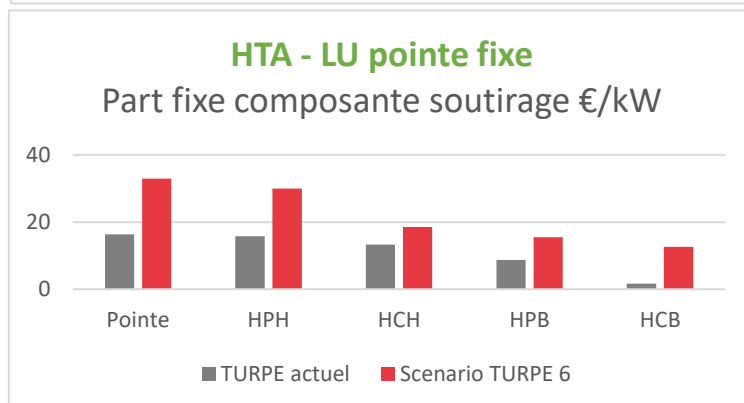
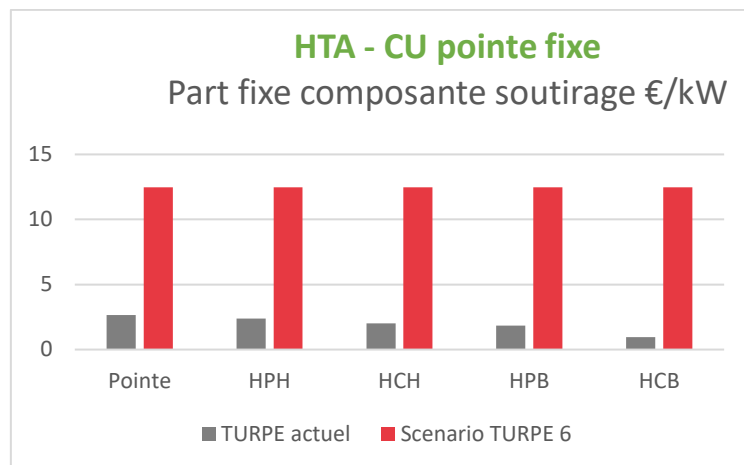
Segment	Nombre de PDL analysés	Hausse moyenne de budget TURPE
HTA	93	+18%
BT > 36 kVA	636	+9%
BT < 36 kVA PRO	4 542	+4%

Bien sûr, notre analyse n'est pas exhaustive, mais elle porte sur un échantillon qui nous semble représentatif. Si elle est avérée, une telle hausse, particulièrement marquée pour les consommateurs HTA (regroupant par exemple les petites et moyennes industries) serait préoccupante pour la compétitivité des entreprises françaises.

Surtout, cette augmentation s'accroît pour certaines catégories de clients. Ainsi, nous estimons que les sites raccordés en HTA avec une option Courte Utilisation verraient leur budget TURPE augmenter de plus de **30%**. Pour certains consommateurs de ce segment affichant des dénivelés de puissance (voir paragraphe suivant), nous constatons même une hausse du budget TURPE qui dépasse les **50%**. Une telle hausse représenterait une augmentation du budget énergie qui serait difficile à supporter pour beaucoup d'entreprises.

La hausse globale du TURPE envisagée pour les segments BT>36 kVA et HT nous semble trop importante : son impact sur le budget énergie des entreprises nous semble être problématique.

Aussi, la hausse du budget TURPE provient principalement de la hausse de la part fixe de la composante de soutirage, comme le montrent les graphiques suivants. Nous soulignons l'augmentation particulièrement marquée pour l'option HTA Courte Utilisation (hausse de plus de 600% en moyenne).



Cette comparaison fait également apparaître une diminution sensible des écarts de coût, en €/kW, entre les classes temporelles.

Du point de vue du budget global, cela est partiellement compensé par la forte baisse de la part variable (€/MWh) de la composante de soutirage en été. Ainsi, nous mesurons que la facture annuelle d'acheminement d'un agriculteur irrigant, qui ne soutire quasiment qu'en été, n'augmenterait « que » de 25%.

En revanche, une copropriété avec un chauffage électrique collectif, qui règle sa chaudière sur les heures creuses en hiver, verrait son budget TURPE bondir de plus de 50%. Et elle perdrait, au passage, toute incitation à consommer en heures creuses.

La quasi-suppression de l'incitation tarifaire à mettre en place des dénivelés de puissance aurait ainsi une double conséquence négative : pour le système électrique (davantage de puissance soutirée en période de pointe), et pour les consommateurs (hausse sensible de leur budget).

Il nous semble essentiel de laisser la possibilité aux consommateurs d'optimiser leur budget TURPE grâce à la mise en place de dénivelés de puissances, qui pousse vers un mode de consommation vertueux. Pour cela, la part fixe de la composante de comptage doit faire apparaître des écarts plus importants entre les différentes classes temporelles.

Question 36 : Etes-vous favorable à l'alignement du coefficient pondérateur pour le calcul de la tarification des dépassements de puissance en HTA sur celui de la HTB ?

Notre réponse à la question 35 montre notre attachement à la défense du budget énergie des consommateurs. De ce point de vue, nous soutenons toute baisse d'une composante du TURPE. Toutefois, au vu de la hausse globale du TURPE affichée dans la consultation, il nous semble pour le moins étonnant qu'une des rares baisse concerne les consommateurs qui dépassent leur puissance souscrite.

III. Précisions quant aux coûts supportés par Enedis pour l'autoconsommation individuelle

Luciole prend acte de la volonté de la CRE de maintenir inchangée la composante de gestion des autoconsommateurs individuels.

Alors que seulement 78 000 autoconsommateurs individuels sont raccordés à Enedis, ce dernier relève, selon le document de consultation, que les coûts de gestion excèdent les recettes collectées au travers des composantes de gestion.

Luciole souhaiterait que soient rendus publics le niveau exact des coûts supportés par le GRD ainsi que le détail des investissements nécessaires à l'adaptation de son système d'information à l'autoconsommation.