

**Consultation publique de la Commission de régulation de  
l'énergie (CRE) n° 2020-007 du 19 mars 2020 relative à la  
composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation  
des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »**

**Réponse de TEARA**

**Juin 2020**

# Sommaire

---

<b>Sommaire</b> .....	<b>2</b>
<b>1. Préambule</b> .....	<b>3</b>
<b>2. Analyses et position de TEARA</b> .....	<b>4</b>
<b>2.1</b> Remarques générales .....	<b>4</b>
<b>2.2</b> Réponses aux questions.....	<b>11</b>

# 1. Préambule

---

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 5 HTB » pour le réseau de transport et « TURPE 5 bis HTA-BT » pour les réseaux de distribution, sont entrés en vigueur respectivement le 1er août 2017 et le 1er août 2018.

Dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, la CRE a engagé dès 2018 des travaux et réflexions sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 6 »).

TEARA avait déjà répondu à la consultation publique n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 ». Plusieurs éléments sont repris dans la présente réponse, en faisant référence à la « précédente consultation ».

La CRE souhaite interroger les acteurs concernant les évolutions de la composante de soutirage qu'elle envisage, dont les effets les plus notables sont :

- L'évolution de la méthode de constriction de la composante ;
- L'évolution des grilles et notamment la hausse des coefficients à la puissance ;
- La généralisation des options tarifaires à 4 plages pour les BT  $\leq$  36kVA.

Une attention particulière est portée sur les évolutions de facture générées par ces modifications.

Pour rappel, TEARA (Territoire d'Énergie Auvergne Rhône-Alpes) est composée des 13 autorités concédantes que sont : le SIEA (Ain), le SDE 03, le SDE 07 (Ardèche), le SDEC (Cantal), Energie SDED (Drôme), le SEDI (Isère), le SIEL (Loire), le SYDER et le SIGERLY (Rhône), le SDES (Savoie), le SYANE (Haute-Savoie), le SIEG (Puy-de Dôme) et le SDE 43 (Haute-Loire).

En quelques chiffres, sur le domaine de la distribution publique d'électricité concédé à Enedis, TEARA représente :

- 4 137 000 usagers desservis ;
- 62 000 producteurs ;
- 1,5 milliards d'euros de recettes d'acheminement ;
- 10,7 milliards d'euros de valeur d'actifs concédés.

## 2. Analyses et position de TEARA

---

### 2.1 Remarques générales

#### *A - Continuité avec la consultation précédente*

TEARA note avec intérêt que la méthodologie présentée par la CRE répond à plusieurs des remarques formulées par TEARA lors de la précédente consultation en 2019. En particulier, TEARA souscrit globalement :

- au modèle économétrique affiné par poche de réseau, tenant compte de la non-linéarité déjà exposée,
- à la considération de courbes de charge locales et d'amélioration de profils, avec toutefois un manque de transparence sur la question qui rend difficile l'analyse et la recherche d'optimisation locale,
- au choix proposé de la méthode pour le calcul des coûts marginaux : sur ce point, il aurait été souhaitable que la CRE précise les raisons qui l'ont conduite à écarter les autres modèles mentionnés dans notre précédente réponse à consultation. Pour la tarification nodale, TEARA partage l'impossibilité de sa mise en place dans le respect des principes tarifaires (voir le point C pour une proposition alternative de prise en compte des poches locales).

Certaines des remarques persistent tout de même et sont à nouveau formulées pour chercher à approfondir les réflexions en cours.

#### *B - Effet « indirect » des nouvelles structures tarifaires*

Les formules tarifaires d'acheminement (FTA) ne sont pas transparentes pour les clients des fournisseurs en contrat unique (point 1.2.4 en page 12). Elles sont facturées par gamme de client selon un « TURPE moyen ». Elles font pourtant bien l'objet d'un choix individualisé de formule, défini entre le fournisseur et le GRD (contrat GRD-F). L'optimisation de la FTA par le fournisseur permet d'éventuellement atteindre des coûts d'acheminement inférieurs à l'estimation du « TURPE moyen ». C'est par ce mécanisme d'optimisation que les fournisseurs seront incités à orienter les offres en répercutant les structures permettant des gains en acheminement.

Cet impact « indirect » de la structure est supposé fonctionner avec un seul effet de décalage temporel – selon la vision rationnelle du modèle défini par la CRE. Il nous semble, par les nombreux constats actuels sur les FTA, que l'optimisation ne sera malheureusement pas aussi rapide et rationnelle qu'espéré. A ce titre, nous rappelons notre réponse précédente qui reste valable.

### **Enjeux relatifs à la généralisation des tarifs horo-saisonnalisés**

Quel que soit la méthodologie de définition des signaux, toutes insistent sur l'importance de l'envoi de signaux de prix de nature à refléter les coûts induits par les utilisateurs pour le système. C'est la vocation de l'horo-saisonnalité des tarifs qui cherche à garantir l'imputation d'une proportion plus importante des coûts aux utilisateurs consommant dans la plage de puissance système la plus élevée et, donc, la plus chère. TEARA estime donc que les utilisateurs BT  $\leq 36$  kVA, à l'origine de l'essentiel de la pointe hivernale doivent aussi se voir appliqué l'horo-saisonnalité tarifaire, dans la mesure où, maintenant, les technologies de comptage le permettent.

Mais au-delà du périmètre d'application des tarifs horo-saisonnalisés à 4 plages temporelles, TEARA estime que le système tarifaire comporte une insuffisance dans le sens où il ne permet pas de responsabiliser les fournisseurs, afin que ceux-ci répercutent des signaux de nature à réduire l'impact réseau des appels de puissance de leurs clients. Un chantier devrait être lancé à ce sujet, car il apparaît indispensable de river la conceptualisation des signaux tarifaires à la question de leur retranscription dans les offres fournisseurs.

Une première action qui nous semble nécessaire serait que toutes les offres fournisseurs en contrat unique devraient faire mention de la grille tarif réseau appliquée, avec une retranscription claire et précise sur les factures des clients. Il faut en effet davantage inciter les fournisseurs à communiquer pour que l'enjeu de l'horo-saisonnalité soit mieux compris du grand public, sans quoi la plupart des clients se contenteront de payer la grille 4 plages sans même en avoir connaissance. De manière générale, un vrai travail d'harmonisation semble nécessaire sur l'écriture des composantes communes aux fournisseurs (TURPE, taxes) sur les factures.

Il serait dommage que la présente consultation ne fasse pas réagir les acteurs, en particulier les fournisseurs, qui sont les mieux à même de guider sur cette question.

### *C - TEARA partage une vision : un tarif national respectant les principes fixés, des services systèmes locaux rémunérés pour une optimisation locale*

La CRE fait référence en page 13 l'amélioration du modèle grâce à des données de courbe de charge « localisées » (mesurées et retraitées en chaque poste source). L'observation faite sur la variabilité des heures de pointe (et de leur « forme ») nécessite d'être creusée. En effet, les principes tarifaires exposés, auxquels souscrit pleinement TEARA, ne permettent pas de différencier des tarifs locaux pouvant induire des distorsions. La solution de proposer des heures de pointe différente (déjà effectif comme rappelé en question 10) ne permettra pas de répondre à cet effet plus local en l'absence d'un alignement des offres fournisseur avec le calendrier GRD local, ce qui semble très hypothétique. La question 10 appelle donc une réflexion plus profonde sur l'articulation d'une pointe locale avec d'autres outils d'optimisation locale.

La vision qui semble être défendue dans d'autres consultations par la CRE pour tenir compte de ces échelles locales est l'apport de services système « infra-postes sources », dont notamment la flexibilité. Ces services rappelés en introduction s'appuieraient sur les nouveaux usages et les nouvelles technologies : charges de véhicules et utilisation de leurs batteries, stockage stationnaire, production décentralisée et pilotage énergétique (autoconsommation individuelle et collective).

TEARA partage cette vision d'apports de services locaux pouvant permettre une rémunération (donc une réduction de la facture TURPE dans la pratique) ne mettant pas en péril l'équilibre technique, financier et politique du réseau de distribution garant de la solidarité, de l'optimisation et de la robustesse du système. C'est sans doute la meilleure manière de faire émerger ces services sans mettre à défaut un système en place. Malheureusement, à ce stade TEARA constate l'absence d'apports réels et opérationnels de ces usages et services pour les réseaux. Quelques exemples ci-après avant une conclusion :

- Pour tous les points suivants, un premier constat s'impose : Enedis entretient une opacité sur les courbes de charge locales (postes sources), sur les pointes locales et leur forme, sur les particularités locales des modes de consommation et sur les contraintes existantes et leur profondeur. Cette absence de transparence est préjudiciable sur l'ensemble des services.
- Flexibilité locale : l'émergence de projets est très lente en l'état des pratiques. La valeur en HTA et BT de ces flexibilités ne semble pas, d'après les études, évidente hormis l'écrêtement de production. Dans la pratique, des approches « micro » pourraient cependant démontrer des faisabilités avec production / stockage / pilotage / modifications des consignes d'exploitation (prise à vide) en lieu et place de renforcements, avec un bilan économique favorable. TEARA a demandé lors d'une consultation sur le bac à sable réglementaire à favoriser ce type d'initiatives. Le GRD semble cependant être toujours aussi peu réceptif aux méthodes alternatives de travail au niveau local. Cette difficulté de mobilisation locale, malgré une compétence du GRD démontrée et très appuyée au niveau national, doit faire l'objet d'une incitation plus forte par la CRE.
- Optimisation des raccordements : les premiers raccordements innovants mettent en exergue des résultats directement efficaces pour la production (écrêtement, absorption de puissance réactive). Au-delà de ces « raccordements innovants », la maîtrise des coûts de raccordement est encore un sujet de travail majeur des AODE face à leur concessionnaire. Les excès semblent toujours présents, tant sur les puissances de raccordement (qui sont imputables au demandeur la plupart du temps) que sur les solutions techniques et les chiffrages financiers. Le développement de raccordements innovants sur tous les usages définis infra ainsi que l'optimisation des procédures de raccordement peuvent permettre des gains importants et rapides sur les coûts marginaux des nouveaux usagers.

Un chantier spécifique avait été entamé par la CRE dans la relation collectivité en charge de l'urbanisme – GRD ; ce chantier doit être élargi ;

- à l'interprétation de la loi SRU-UH et de la réglementation associée, la confusion entre extension et renforcement entretenue par Enedis conduisant à une désoptimisation de l'ensemble et à l'annulation de l'effet incitatif attendu par la loi SRU-UH (limiter les développements urbains là où les réseaux ne sont pas présents) ;
- au surdimensionnement systématique des puissances de raccordement demandées par les pétitionnaires (de 50% à 100% supérieures aux puissances évaluées selon la norme NFC-14100, elle-même déjà surdimensionnantes au regard des réglementations thermiques et environnementales – et qui plus est non obligatoire comme le précise une décision récente du CORDIS) ;
- au pouvoir de contrôle sur le canevas technique, questionné à plusieurs reprises par le Médiateur National de l'Energie et pour lequel les AODE ont observé des augmentations de valeur très conséquentes (entre +15% et +30% lors de la mise à jour du canevas en 2016) ;
- à l'implication des AODE comme tiers de confiance, auprès des collectivités en charge de l'urbanisme comme c'est le cas très souvent, permettant un regard d'expert sur les devis et PTF et une optimisation (puissances souscrites / solutions techniques / tiers payeur) ;
- aux renforcements induits par la production en dépit de toute optimisation locale, notamment pour la production BT sur laquelle repose des contraintes importantes sans considération fine des solutions d'optimisation (prises à vide à 0, calcul précis des chutes de tension dans le branchement, absence d'état de simulation par Enedis des élévations de tension dans les résultats de calcul électriques transmis aux AODE dans les différents fichiers...) ; à cette fin, les AODE poussent pour développer une maîtrise d'ouvrage en propre permettant de questionner les pratiques très peu agiles et de mieux partager sur la vision des élévations de tension et des foisonnements et optimisations au niveau local.

A ce titre, l'importance et l'efficacité essentielles du CORDIS permettent des avancées substantielles sur l'ensemble de ces sujets, sans que cela ne soit suffisamment capitalisé par tous les utilisateurs, sous l'effet notamment de modifications de pratiques du GRD ou des documents techniques de référence refermant certaines portes ouvertes. Les AODE souhaitent renforcer le suivi de ces décisions pour tendre plus rapidement vers une optimisation des raccordements.

- Bornes de charge : les différentes sollicitations des AODE de TEARA pour sensibiliser sur l'impact majeur de la charge en l'absence de pilotage à la pointe n'a pas fait l'objet de retour local quantifié par Enedis. A titre d'illustration, Enedis a pu affirmer qu'il s'agit d'un sujet non prioritaire dans la mesure où seulement 6% des clients de plus de 6kVA augmenteraient leur puissance souscrite en cas d'installation d'une borne de charge particulière (les AODE ne peuvent vérifier ce chiffre en l'état des données transmises). Cette analyse est très réductrice, oubliant d'une part l'impact majeur que pourrait avoir : la modification des courbes de charge elles-mêmes à puissance souscrite constante – et notamment la durée d'utilisation lors des périodes de pointe – engendrant une synchronisation potentielle de ces usages et une baisse des foisonnements tels qu'observés aujourd'hui ; les développements intensifiés dans les nouveaux bâtiments et lors de rénovation, les puissances « libérées » par l'efficacité énergétique du bâtiment étant vite « récupérées » pour les besoins de mobilité pris en compte (il s'agit d'ailleurs d'un discours tenu par certaines équipes d'Enedis pour maintenir des puissances de raccordement non optimisées avec ainsi une « marge » pour la mobilité) ; l'absence de prise en compte de l'effet de massification et des retours d'expérience d'utilisateurs de véhicules électriques avec des puissances de charge toujours en augmentation.

Les AODE ont pour leur part simulé l'impact de scénarios hauts et bas pour l'intégration de la charge de véhicules électriques, dans le prolongement de l'étude faite par RTE avec l'AVERE à l'échelle du système électrique ; les impacts potentiels sur les réseaux de distribution sont massifs (à l'échelle de postes HTA/BT) ; en conséquence, les AODE défendent fermement l'impérieuse nécessité de piloter la charge et de prévoir des formes tarifaires spécifiques le plus tôt possible pour permettre la bonne considération, par les utilisateurs de la charge, des contraintes ou surcoûts engendrés par une charge aux heures de pointe.

A titre d'illustration pratique, les réseaux de bornes publiques déployés par les AODE incluent des fonctionnalités de pilotage de la charge, aujourd'hui toutefois inopérantes en l'absence de signal tarifaire ou de consigne d'exploitation. Qui plus est, le principal déséquilibre financier du service en exploitation provient du poids des parts fixes du tarif, pour une durée d'utilisation finalement assez faible en moyenne : une proposition technique d'ajustement de la puissance maximale soutirée selon un signal tarifaire serait très souhaitable en contrepartie d'une baisse de cette part fixe. La modulation des puissances par cadran pourrait être une réponse (voir la question dédiée ci-après), mais les signaux tarifaires seront probablement plus efficaces car directement pris en compte dans la supervision et plus adaptables à des effets locaux si besoin (pour la flexibilité notamment, voire le *vehicule2grid*).



- Autoconsommation individuelle et collective : à ce jour, ces autoconsommations ne sont vues que d'un point de vue bilantiel (ou quasiment), sans chercher à valoriser à sa juste valeur la limitation de la pointe et de sa durée. Dans la pratique, il conviendrait donc de s'assurer que pour le modèle d'autoconsommation, la facturation du TURPE et la rémunération des deux modes d'autoconsommation pousse bien à une telle optimisation répondant à un besoin local. Ceci est loin d'être le cas, en l'absence d'information dans un premier lieu sur le besoin local, et en l'absence de signal tarifaire / de rémunération permettant la prise en compte par les acteurs.
- Compteurs communicants : les AODE, propriétaires des compteurs et autorités organisatrices, ne peuvent que constater le très lent développement des services « réseaux » développés à partir des données de comptage. Les projets présentés par Enedis en la matière ne font l'objet d'aucun engagement – voire d'un refus de précision et d'engagement dans les contrats de concession négociés – et les fonctionnalités envisagées ne semblent pas répondre aux attentes exprimées précédemment (elles concernent pour l'instant principalement la détection de défaut, le décompte de temps de coupure, la fiabilisation de la connaissance patrimoniale).

Les AODE attendent l'apport des données pour l'amélioration de la connaissance de l'état électrique des ouvrages (notamment excursions de tension) : la CRE exprime dans cette consultation une problématique liée à l'incapacité de consolidation de courbes de charge « mesurées » à l'échelle de postes HTA/BT ; une précédente consultation sur l'autoconsommation collective précisait que l'absence d'information au pas infra-10 minutes (ou 30 minutes) limitait l'utilisation de la donnée pour des besoins d'optimisation locale des flux. Enedis refusant de communiquer les excursions de tension et appuyant jusqu'alors ses modélisations BT sur des outils incorrects (corrections apportées en 2018 uniquement) et très fluctuants, cela engendre une grande difficulté de compréhension fine pour la réduction des coûts marginaux en BT.

Qui plus est, les problèmes opérationnels de délai de mise en communication des compteurs (pose et activation des concentrateurs) et de rattachement des données à la maille « 10 logements » ou « adresse » rendent les données transmises au titre du décret « données » trop peu fiables pour être utilisées par les exploitants de tels données dans leurs missions de planification énergétique et d'optimisation locale de la distribution.

En conclusion, l'approche économétrique et l'analyse des coûts marginaux s'appuyant sur l'historique, la méthode ne peut pas tenir compte d'optimisations rendues possibles par les services mentionnés. Il est donc pertinent de proposer une démarche parallèle de valorisation de ces services systèmes dans des cadres séparés. Les bénéfices pour le système devraient cependant utilement venir en déduction tarifaire pour une mutualisation par tous des gains attendus. Cette articulation tarifs – services systèmes doit être clarifiée, pouvant être par exemple répercutée au kW ou kWh comme cela est le cas pour les réserves, et ce pour les usagers d'un niveau de tension (selon les poches visées).

Pour rendre possible ces services, Enedis doit changer rapidement sa position sur la communication des données électriques des ouvrages et sur la mise à disposition de données techniques rendues possibles par les compteurs communicants. A défaut, les temps caractéristiques de développement de ces services seront ceux observés classiquement et historiquement – trop longs pour être en accord avec les différents enjeux soulevés et l'importance de la maîtrise des coûts marginaux dans un contexte de « nouvelle électrification » de la France comme se plaît à le souligner EDF.

#### *D – Discussion technique sur la définition de la puissance foisonnée*

Les définitions de la puissance foisonnée sont les suivantes :

- ❖ En HTA, c'est la puissance de la 1752<sup>-ème</sup> heure la plus chargée de chaque poche donc la puissance dépassée 20% du temps ;
- ❖ En BT, c'est la puissance de la 500<sup>-ème</sup> heure la plus chargée de chaque poche donc la puissance dépassée 5,7% du temps ;

Ces puissances foisonnées doivent être mises au regard des puissances dimensionnantes contraignant le déclenchement des investissements (Ptmb, P\* en HTA, Pmax / P10% et P2% en BT).

TEARA n'a pas bien perçu cette articulation dans la construction des coûts marginaux. Des éclaircissements sont donc souhaités pour mieux saisir les analyses produites.

#### *E – Attentes des réflexions de la CRE sur un tarif à l'injection*

L'introduction de la consultation rappelle qu'une réflexion est en cours sur un tarif spécifique pour l'injection (aujourd'hui inexistant). Les AODE attendent également les analyses dans une future consultation éventuelle. En effet, les coûts marginaux analysés dans la présente consultation peuvent être foisonnés ou cumulés avec les coûts liés à l'injection, désormais en partie supportés par les utilisateurs du réseau via le tarif (réfaction mise en place pour les raccordements de producteurs de faible puissance). Dans la pratique, les raccordements de producteurs étant vus en BT comme des pures contraintes et non des opportunités locales, il y a un cumul des contraintes et donc un investissement calé sur le niveau maximal des deux enjeux (soutirage / injection). L'équilibre économique sous-jacent et l'équité de la répartition des charges mutualisées nécessitent des analyses approfondies qui pourront le cas échéant à nouveau questionner certaines des problématiques soulevées et réponses apportées.

## 2.2 Réponses aux questions

<b>Question 1</b>	<b>Êtes-vous favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6 ?</b>
-------------------	--

Oui. La réponse détaillée formulée par TEARA lors de la précédente consultation reste valable.

<b>Question 2</b>	<b>Êtes-vous favorable aux évolutions de méthodologie envisagées par la CRE pour déterminer la composante de soutirage ?</b>
-------------------	--

La méthodologie répond aux remarques antérieures de TEARA (voir introduction). Des justifications pourraient être développées sur les méthodes écartées et les déformations de l'optimum sous l'effet de la contrainte budgétaire.

L'allocation des coûts marginaux BT gagnerait en précision.

<b>Question 3</b>	<b>Êtes-vous favorable à l'évolution des grilles HTB ?</b>
-------------------	--

Pas d'avis en l'absence d'implication de TEARA sur cette grille.

<b>Question 4</b>	<b>Êtes-vous favorable à l'évolution des grilles HTA et BT &gt; 36 kVA ?</b>
-------------------	--

TEARA a modélisé l'impact sur un panel de clients publics.

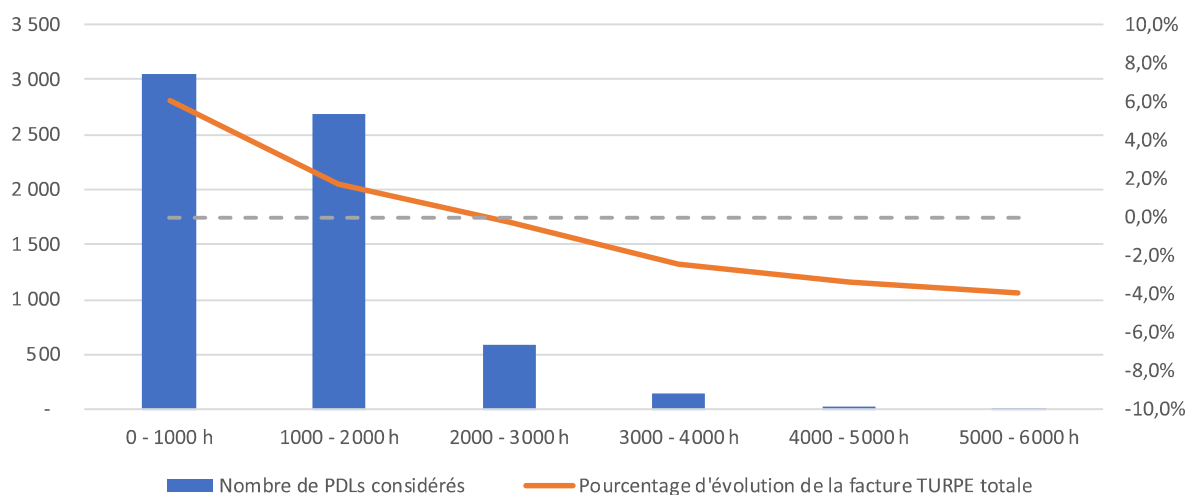
### Concernant les BTSUP36 :

Voici les résultats des simulations effectuées en différenciant par version d'utilisation :

<i>Pourcentage d'évolution moyen hors taxes</i>	<b>Part fixe de la composante de soutirage</b>	<b>Part variable de la composante de soutirage</b>	<b>Composante de soutirage globale</b>	<b>TURPE total</b>
<b>Version d'utilisation CU</b>	+42,8%	-5,0%	+5,6%	+2,9%
<b>Version d'utilisation LU</b>	+20,3%	-6,3%	+0,4%	+0,3%

L'évolution donne une augmentation d'environ 190 € pour les CU et une augmentation d'environ 20 € pour les LU. L'impact sur les BTSUP36 est donc limité mais réel.

Pour un point de comparaison, voici le même graphique que celui édité par la CRE sur le pourcentage d'évolution de la facture en fonction des heures d'utilisation pour l'ensemble des versions d'utilisation. Les graphiques sont similaires.

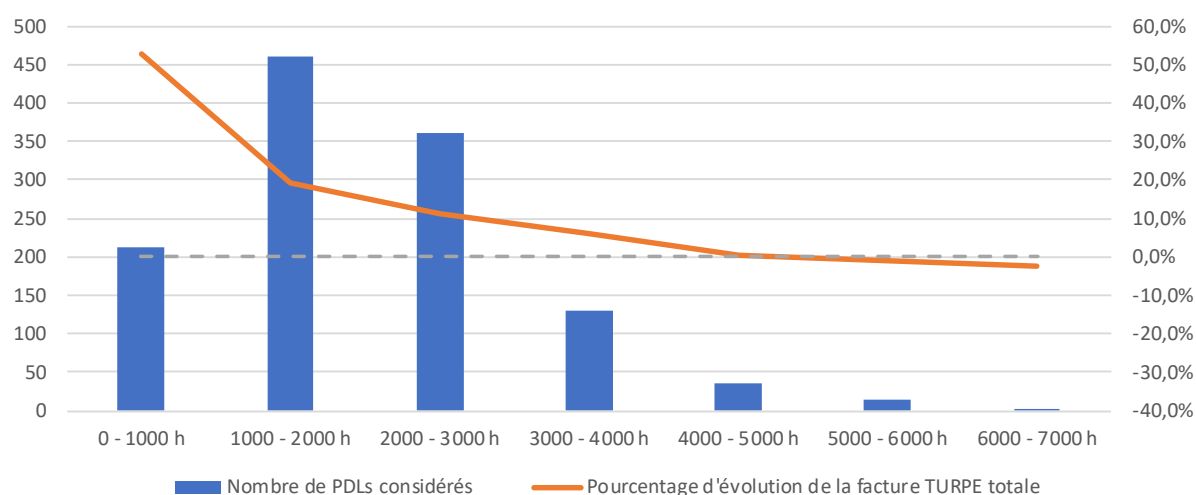


#### Concernant les HTA :

<i>Pourcentage d'évolution moyen hors taxes</i>	<b>Part fixe de la composante de soutirage</b>	<b>Part variable de la composante de soutirage</b>	<b>Composante de soutirage globale</b>	<b>TURPE total</b>
<b>Version d'utilisation CU</b>	+486,7%	-13,4%	+24,6%	+21,5%
<b>Version d'utilisation LU</b>	+76,7%	-17,0%	+8,5%	+7,9%

L'évolution donne une augmentation d'environ 1 600 € pour les CU et une augmentation d'environ 1 000 € pour les LU. L'impact sur les HTA est donc extrêmement prononcé.

Pour un point de comparaison, voici le même graphique que celui édité par la CRE sur le pourcentage d'évolution de la facture en fonction des heures d'utilisation pour l'ensemble des versions d'utilisation.



Nous n'obtenons pas les mêmes résultats. La courbe est beaucoup plus haute notamment pour les intervalles suivants :

- 53% contre environ 20% CRE pour l'intervalle [0; 1 000] ;
- 19,3% contre environ 0% CRE pour l'intervalle [1 000; 2 000] ;
- 11,2% contre environ 2% CRE pour l'intervalle [2 000; 3 000] ;
- 5,6% contre environ 0% CRE pour l'intervalle [3 000; 4 000] ;
- 0,2% contre environ -1% CRE pour l'intervalle [4 000; 5 000] ;

L'impact est plus important pour nos clients. Un approfondissement serait nécessaire pour comprendre la différence d'interprétation, pouvant conduire à des impacts majeurs pour les collectivités.

Voici les principaux types de bâtiments faisant partie du périmètre étudié (ci-dessous les 90% du périmètre, au total 1217 points de livraison) :

Type de profils	Total de points de livraisons étudiés	Part du nombre
Non identifiable	429	35,3%
LYCEE	278	22,8%
POSTE DE POMPAGE	108	8,9%
COLLEGE	77	6,3%
STATION EPURATION	35	2,9%
STADE	32	2,6%
PISCINE	25	2,1%
COMPLEXE SPORTIF	24	2,0%
EHPAD	19	1,6%
GROUPE SCOLAIRE	17	1,4%
MAIRIE	15	1,2%
ECOLE PRIMAIRE	12	1,0%
SALLE DES FETES	12	1,0%
CENTRE TECHNIQUE	7	0,6%
HOTEL DE VILLE	7	0,6%

### **Concernant les consommateurs estivaux :**

Plusieurs points de livraison présentent une consommation uniquement estivale, en particulier les piscines. L'étude a été menée sur des PDLs ayant plus de 75% de leur consommation sur les horosaisons estivales pour vérifier l'impact des évolutions.

	<i>Pourcentage d'évolution moyen hors taxes</i>	Part fixe globale	Part variable globale	TURPE total
<b>BTSUP</b>	<b>Version d'utilisation CU</b>	+29%	-20%	-1,5%
	<b>Version d'utilisation LU</b>	+16%	-16%	-3,3%
<b>HTA</b>	<b>Version d'utilisation CU</b>	+247%	-59%	+38,0%
	<b>Version d'utilisation LU</b>	+142%	-39%	+53,1%

Malgré le fait que le périmètre étudié est restreint (au total, 5 pdl HTA), on identifie bien une augmentation importante du TURPE sur le segment HTA. Sur le segment BTSUP36, l'évolution est plutôt positive

Il est donc nécessaire à ce que ces types de points de livraison soient particulièrement accompagnés pour l'optimisation de leurs puissances d'hiver.

<b><u>Question 5</u></b>	<b>Êtes-vous favorable au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?</b>
--------------------------	--

Cette option est à maintenir. Cependant, les fournisseurs doivent faire l'effort de proposer une offre cohérente avec le TURPE pour améliorer son efficacité, lorsque les contrats HTA sont en contrat unique. Cette option est toutefois mise en œuvre fréquemment en contrat CARD, permettant une optimisation directe. La disposition uniquement en contrat CARD d'un tel dispositif ou l'obligation de transparence de la rémunération de cette pointe mobile par le fournisseur pourrait permettre une meilleure évaluation de l'efficacité du service pour une éventuelle généralisation à d'autres clients (comme cela avait été questionné précédemment pour un éventuel élargissement à la BT).

**Question 6**

**Êtes-vous favorable aux modalités et au calendrier de mise en œuvre de la généralisation des options à 4 plages temporelles envisagés par la CRE ?**

Concernant les modalités générales, TEARA est favorable à la généralisation des options à 4 plages temporelles.

Le changement de compteur doit amener à une modification automatique du FTA : on voit encore trop de PDL Linky qui gardent un FTA non horosaisonnalisé. C'est une perte de temps que ne pas utiliser ce moment privilégié pour passer le FTA en 4 plages.

Auquel cas, la CRE doit être vigilante sur le fait que les fournisseurs doivent informer le client et encourager le passage en 4 plages.

**Question 7**

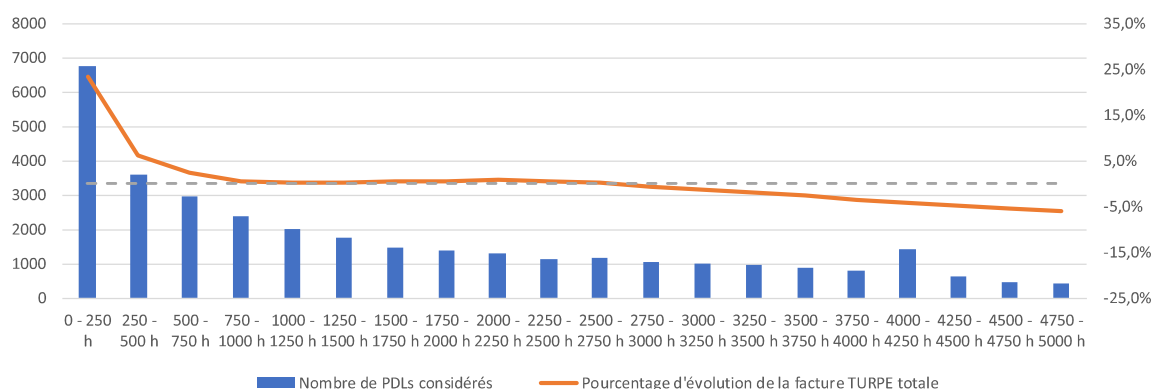
**Êtes-vous favorable à l'évolution des grilles BT ≤ 36 kVA**

TEARA a modélisé l'impact sur un panel de clients publics.

<i>Pourcentage d'évolution moyen hors taxes</i>	<b>Part fixe de la composante de soutirage</b>	<b>Part variable de la composante de soutirage</b>	<b>Composante de soutirage globale</b>	<b>TURPE total</b>
<b>Version d'utilisation CU</b>	+ 39,1%	-8,1%	+2,4%	+2,2%
<b>Version d'utilisation LU</b>	+19,4%	-28,3%	+0,3%	+0,2%
<b>Version d'utilisation MU</b>	+20,0%	-7,6%	-1,7%	-1,6%

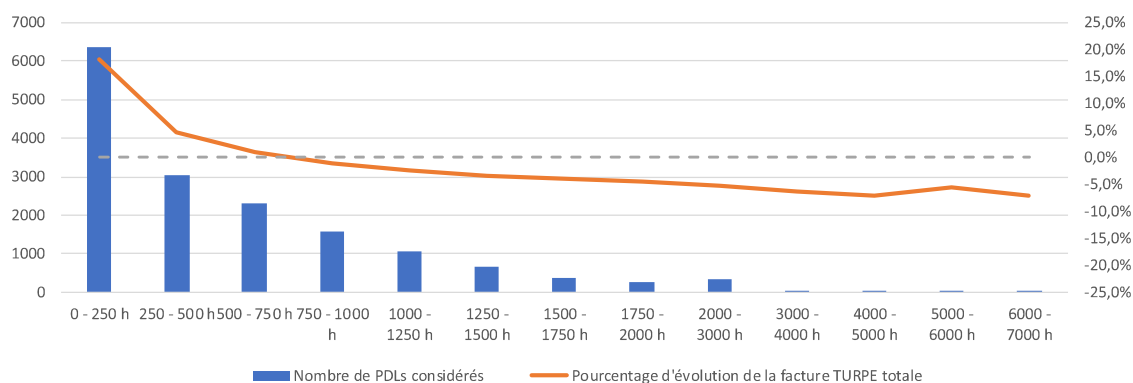
L'évolution donne une augmentation d'environ 9 € pour les CU, d'environ 1 € pour les LU et une réduction d'environ 13 € pour les MU. L'impact sur les BTINF36 est donc limité mais réel.

Pour un point de comparaison, voici le même graphique que celui édité par la CRE sur le pourcentage d'évolution de la facture en fonction des heures d'utilisation pour l'ensemble des versions d'utilisation.



Concernant les BTINF36, nous obtenons des résultats supérieurs en particulier sur la première tranche (+23,5% contre environ +9% pour la CRE). Cependant, notre échantillon compte une majorité dans cette tranche contrairement à celui de la CRE qui est plus réparti.

Si nous ôtons les LU à l'échantillon, nous obtenons une courbe plus basse.



Les résultats restent supérieurs à la CRE sur les premières tranches :

- 18,2% contre environ 9% CRE pour l'intervalle [0; 250] ;
- 4,6% contre environ 2% CRE pour l'intervalle [250; 500].

Un approfondissement serait nécessaire pour comprendre la différence d'interprétation, pouvant conduire à des impacts majeurs pour les collectivités.

#### Question 8

**Êtes-vous favorable au maintien en 2024 d'options dérogatoires (base et heures pleines / heures creuses) uniquement accessibles aux consommateurs non équipés de compteurs évolués, selon les modalités proposées par la CRE ?**

Ces options doivent rester accessibles tant qu'il reste des points de livraison non équipés en Linky. Par ailleurs, de nombreux compteurs restent aujourd'hui dans l'attente d'un concentrateur ou d'une activation pour rendre le service attendu. La dérogation devrait donc être étendue également à ces cas.



**Question 9**

**Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité de faire supporter le surcoût généré par la relève à pied résiduelle aux consommateurs qui, de leur fait, ne disposent pas de Linky ?**

Nous partageons l'idée de fond : le surcoût généré par la relève doit être supporté par les consommateurs qui ont refusé la pose de compteurs évolués.

Il faut cependant permettre aux consommateurs qui n'ont pas encore bénéficié du déploiement, d'accéder à un FTA non pénalisant : ils ne doivent pas être victimes du retard de déploiement en particulier sur des zones ELD.

En effet, la distinction entre « refus de pose » et « retard de déploiement » (ni même « déploiement non possible techniquement ») ne semble pas possible dans le système d'information du GRD. Cela fait porter un risque d'injustice pour certains usagers.

**Question 10**

**Êtes-vous favorable à l'adaptation du positionnement des heures creuses afin de prendre en compte les contraintes locales sur les réseaux dans le respect du principe de péréquation ?**

Deux observations en introduction :

- Du point de vue technique, c'est une très bonne chose.
- Du point de vue économique, ces adaptations complexifient le calcul direct à partir des courbes de charge : il faut connaître précisément les heures creuses associés pour chaque point de livraison. Une transparence importante est à prévoir sur le sujet.

Au-delà de ces considérations (techniques), la mise en œuvre ne fonctionnera que pour des usages asservis sur le calendrier GRD et non fournisseur comme cela est le cas. En contrat unique, les offres fournisseur ne s'adapteront pas à ces pointes locales. Ce sujet est donc majeur pour la bonne performance d'un tel mécanisme.

**Question 11**

**Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction de dénivelés de puissance souscrite en basse tension  $\leq 36$  kVA ne constitue pas une évolution à prioriser pour TURPE 6 ?**

Oui, il ne faut pas complexifier tout de suite, surtout sur des PDL de particuliers. Cela étant dit, la proposition de faire deux options (soit puissance différente par HP/HC, soit par Saison) est intéressante pour faire une première optimisation. A terme, il faudra que chaque puissance soit « libre » mais une option plus simple permettra d'introduire l'optimisation de façon efficace.

Deux cas pourraient être cités comme pouvant bénéficier toutefois d'une telle option à terme :

- les profils estivaux en BT inf36, tels que ceux soulignés en HTA et BTsup36 dans l'analyse tarifaire précédente : les principaux sites publics concernés sont plutôt en BTsup36 et HTA, et les détails de consommation en BTinf36 ne permettent pas à ce stade de distinguer de tels profils et donc de quantifier un besoin ;
- les infrastructures de charge de véhicules électriques, qui pourraient bénéficier d'une optimisation de la part fixe en limitant les puissance de charge aux heures pleines hiver : il ne s'agirait que d'une mesure transitoire ou d'un premier pas dans l'espoir d'une optimisation plus forte avec une réponse à des signaux tarifaires et une baisse de la part fixe plus conséquente – ce qui a été présenté en préambule.

**Question 12**

**Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle la règle imposant de souscrire une formule tarifaire d'acheminement pour 12 mois consécutifs, même en cas de changement de fournisseur, doit être maintenue en l'état tant que des options saisonnalisées cohabitent avec des options non saisonnalisées ?**

Le fait que le nouveau fournisseur ne puisse pas modifier une autre FTA est problématique parce que le changement de fournisseur devrait être le moment privilégié pour optimiser ces FTA (voir la remarque en introduction sur ce mécanisme d'optimisation, moteur de l'efficacité de la structure tarifaire).

Il doit être prévu une dérogation lors du changement de fournisseur, ou à défaut une obligation d'information du distributeur de la fin de la période de 12 mois permettant au fournisseur de relancer la procédure d'optimisation. Ces indicateurs sont difficiles à suivre en pratique et l'effet indirect de la structure tarifaire réseaux dans les contrats uniques rend encore plus difficile la lecture d'ensemble. La CRE dispose de différents mécanismes de contrôle des relations GRD-F et pourrait ainsi évaluer la bonne réalisation de ces procédures d'optimisation par les fournisseurs, gages nécessaires (mais non suffisants) de la répercussion ensuite dans les tarifs proposés en contrat unique.

**Question 13**

**Avez-vous des remarques relatives aux dispositions tarifaires en vigueur relatives à l'autoconsommation, en particulier concernant la composante de soutirage optionnelle pour les participants à des opérations d'autoconsommation collective ?**

Les projets d'autoconsommation collective restent aujourd'hui relativement rares, contrairement à l'autoconsommation individuelle qui est l'option d'injection majoritairement retenue dans les demandes de raccordement en production BT.

Les dispositions tarifaires mises en œuvre actuellement correspondent à des analyses spécifiques déjà exposées :

- les AODE partagent la vision d'un tarif non différencié pour l'autoconsommation individuelle (hormis pour la composante de gestion) : la part puissance gagnant du poids dans cette nouvelle structure, cela conduira a priori encore plus à optimiser la maîtrise des puissances de pointe ;
- les AODE partagent la vision économique conduisant à la formule tarifaire « TURPE » pour l'autoconsommation collective, tout en observant sa forte complexité et l'absence de sa mise en œuvre opérationnelle.

L'observation faite en préambule sur l'autoconsommation reste prépondérante, à savoir qu'elle doit chercher – pour l'économie des réseaux – en premier lieu une maîtrise des soutirages à la pointe, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui. Plus que les formules TURPE, ce seront les formules de rémunération qui serviront d'inducteur à l'amélioration de ces pratiques. Par ailleurs, la question d'un TURPE injection soulevée par la CRE pourrait nécessiter un regard croisé sur ces sujets d'autoconsommation.