

**Réponse d'Enedis à la consultation publique du 24 mai 2016  
relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux  
publics d'électricité**

*24 Juin 2016*



## Table des matières

REPONSE D'ENEDIS A LA CONSULTATION PUBLIQUE DU 24 MAI 2016 RELATIVE A LA STRUCTURE DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE .....	1
LES ENJEUX DU TURPE POUR LES CLIENTS ET POUR L'EFFICACITE DE LA DISTRIBUTION .....	4
<b>1. ENJEUX ET ORIENTATIONS.....</b>	<b>6</b>
<i>Question 1 :</i> .....	6
<i>Question 2 :</i> .....	6
<b>2. COMPOSANTES DE SOUTIRAGE DE TURPE 5.....</b>	<b>7</b>
<i>Question 4 :</i> .....	7
<i>Question 5 :</i> .....	7
<i>Question 6 :</i> .....	9
<i>Question 7 :</i> .....	9
<i>Question 8 :</i> .....	9
<i>Question 11 :</i> .....	11
<i>Question 12 :</i> .....	11
<i>Question 13 :</i> .....	11
<i>Question 14 :</i> .....	11
<i>Question 15 :</i> .....	13
<i>Question 16 :</i> .....	13
<i>Question 17 :</i> .....	14
<i>Question 18 :</i> .....	14
<i>Question 19 :</i> .....	15
<i>Question 21 :</i> .....	15
<i>Question 22 :</i> .....	16
<i>Question 23 :</i> .....	17
<i>Question 24 :</i> .....	18
<i>Question 25 :</i> .....	18
<i>Question 26 :</i> .....	18
<i>Question 27 :</i> .....	19
<i>Question 28 :</i> .....	19
<i>Question 29 :</i> .....	20
<i>Question 30 :</i> .....	20
<i>Question 31 :</i> .....	21
<i>Question 32 :</i> .....	22
<b>3. COMPOSANTES FIXES DU TURPE HTA – BT.....</b>	<b>22</b>
<i>Question 33 :</i> .....	22
<i>Question 34 :</i> .....	23
<i>Question 35 :</i> .....	23
<i>Question 36 :</i> .....	23
<i>Question 37 :</i> .....	24
<b>4. COMPOSANTE D'INJECTION DU TURPE.....</b>	<b>25</b>
<i>Question 38 :</i> .....	25
<b>5. TURPE 5 ET COUTS D'EQUILIBRAGE.....</b>	<b>25</b>
<i>Question 39 :</i> .....	25
<b>ANNEXES .....</b>	<b>27</b>

## Avant-propos

### Les enjeux du TURPE pour les clients et pour l'efficacité de la distribution

Dans le contexte de la Transition Energétique et de la révolution numérique, l'industrie électrique mondiale est en pleine phase de mutation, et les services fournis aux consommateurs sont plus que jamais au centre de la réflexion sur l'évolution du cadre de régulation des entreprises de réseau. En France, la CRE consulte les différents acteurs sur les évolutions de la structure du TURPE applicables à la période 2017-2021.

Les tarifs réseaux représentent environ 30% de la facture d'un client final. Par ailleurs, la structure des tarifs oriente des décisions d'investissement à durée de vie longue (> 30 ans) dans un contexte où les volumes d'investissement sur des réseaux vieillissants sont déjà très élevés : près de 50 Md€ sur 10 ans pour l'ensemble transport-distribution. L'enjeu de la consultation est donc majeur pour la collectivité nationale.

Pour être aux rendez-vous de la Transition Energétique et des évolutions technologiques (rénovation des bâtiments, gestion active de la demande, développement des énergies renouvelables, stockage, véhicule électrique, digitalisation). Enedis est favorable à des évolutions dès TURPE 5 de la structure des tarifs. Celles-ci peuvent s'analyser selon trois axes:

- **Adapter le tarif aux nouveaux modes de consommation** : Favoriser la rénovation de 500 000 bâtiments par an, accompagner le déploiement de sept millions de bornes de recharge, valoriser au moindre coût 20 à 40 GW de gisements énergétiques locaux, requièrent des signaux de prix efficaces. Enedis accueille favorablement les propositions de la CRE relatives au reflet de la composante saisonnière des coûts. En revanche, les opérateurs de réseau de distribution dont le dimensionnement dépend de la puissance appelée, s'inquiètent de l'absence de rééquilibrage du ratio prix de la puissance – prix de l'énergie au profit de la part puissance-fixe<sup>1</sup>. Enedis observe d'ailleurs en Europe un mouvement général des tarifs de distribution vers plus de part puissance<sup>2</sup>. Au vu de ses coûts, Enedis estime qu'un ratio 50-50 serait plus à même de responsabiliser les consommateurs de façon équilibrée aux enjeux de dimensionnement (prix de la puissance) et de consommation (prix de l'énergie).

---

(1) ANNEXE 1 : Pourquoi la mise en œuvre de la transition énergétique impose le rééquilibrage du ratio énergie/puissance de TURPE 5 ? Une vision commune des gestionnaires de réseaux de distribution.

(2) ANNEXE 2 : Un mouvement des tarifs de distribution européens vers plus de part puissance

- **Répondre aux nouvelles attentes de service public :** Outre les services rendus par le réseau (desserte, garantie de puissance, acheminement, qualité de l'onde), les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) rendent, dans le cadre de leur mission de service public, des services spécifiques autour de la relation client (gestion, comptage, raccordement). Ces services ont une forte dynamique et sont de plus en plus différenciés selon les segments de consommateurs. La CRE reconnaît cette dynamique et propose des évolutions après une période d'expérimentation. Enedis, perçoit des attentes de parties prenantes d'évolution à plus court terme. Elle attire donc l'attention de la CRE sur l'urgence à créer les conditions réglementaires de l'« Accès Smart » au Réseau Public de Distribution et donc sur l'importance de durées d'expérimentation courtes. Par ailleurs, la création d'une composante unique en remplacement des deux composantes actuelles du tarif, gestion et comptage, lui semblerait de nature à rendre plus lisible les principaux paramètres du TURPE.
- **Permettre au distributeur de continuer à mobiliser des flexibilités en alternative à des investissements :** Enedis aura, à l'avenir, besoin de davantage de flexibilités, notamment du fait du développement des énergies renouvelables intermittentes et de nouveaux usages tels que les véhicules électriques. Répondre aux besoins de flexibilité du distributeur peut résulter de la préservation des signaux de prix existants (Heures-Pleines – Heures-Creuses) ou de la mise en œuvre de nouveaux. Enedis souhaite préserver le report de charge sur signal HP-HC qui est utile pour les chauffe-eau et le sera aussi pour la recharge à domicile des véhicules électriques. Or, selon les estimations d'Enedis, les grilles proposées pourraient conduire à une réduction d'un quart de la puissance asservie.  
Pour aller plus loin, et avec le même objectif de maîtrise de ses investissements, Enedis est favorable à la mise en place de signaux de pointe mobile à la main du GRD pour répondre à ses contraintes locales de réseau et envisage de lancer, dès 2017, un projet d'expérimentation de l'option de gouvernance locale d'un TURPE à période mobile HTA telle que proposé par la CRE.

Enfin s'agissant de l'accès et acheminement transport [HTB1 et HTB2] qu'Enedis paye à RTE pour accomplir sa mission auprès des utilisateurs qui sont raccordés à son réseau, la proposition de la CRE tend à reporter sur la facture payée par Enedis le coût de la volatilité croissante des volumes acheminés par RTE du fait de l'injection des productions intermittentes décentralisées sur le réseau de distribution. Dans son principe, Enedis comprendrait le besoin de responsabilisation souhaité par la CRE pour autant qu'Enedis puisse, à son tour, responsabiliser les consommateurs-producteurs raccordés à son réseau. Or, la CRE ne prévoit pas de responsabilisation « en miroir » des consommateurs-producteurs raccordés au réseau de distribution.

## 1. Enjeux et orientations

### Question 1 :

Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous, permettant d'adapter si nécessaire la structure du TURPE 5 à l'issue de deux ans de mise en œuvre ?

#### Réponse 1 :

Enedis est favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous en 2019 dès lors que sont remplies les conditions suivantes :

- Le cadre de régulation et le niveau de rémunération ne doivent pas être impactés. Il est en effet essentiel d'en garantir la stabilité sur la période tarifaire ;
- La délibération TURPE 5 devra intégrer un calendrier des études à mener pour faire évoluer la structure avec un démarrage dès 2017. Trois motifs au moins le justifient :
  - La transition énergétique va se concrétiser dès les mois à venir, qu'il s'agisse des énergies renouvelables, des véhicules électriques, des flexibilités, de l'autoconsommation ou encore des smart grids. Or, ces évolutions de l'usage du réseau vont avoir une forte incidence sur la répartition de son financement entre les utilisateurs ;
  - Ces études nécessiteront des analyses complexes, donc des délais. Il faudra donc veiller à ce qu'ils interviennent avant la préparation de TURPE 6, par définition très chronophage ;
  - Commencer dès 2017 permettra de donner de la visibilité aux acteurs du marché pour adapter en conséquence leurs offres commerciales, leurs approvisionnements et leurs systèmes d'information.

### Question 2 :

Etes-vous favorable au principe du regroupement en BT, proposé par Enedis ?

#### Réponse 2 :

Enedis est favorable à la mise en œuvre du regroupement BT dès 2017 pour les points de livraison raccordés en BT > 36 kVA. D'ici là, Enedis proposera à la CRE des expérimentations permettant d'ajuster les modalités du regroupement aux différentes configurations de regroupement, pour des points de livraison raccordés en BT > 36 kVA ou en BT ≤ 36 kVA.

Dans le même temps, Enedis propose que soit testée une offre de « production partagée » permettant le partage entre plusieurs consommateurs d'une production (principalement photovoltaïque) raccordée sur le réseau public tout en préservant la péréquation et le principe du « timbre poste », le financement des charges de service public au travers des taxes et contributions, le libre choix du fournisseur par le consommateur final, et les responsabilités respectives des différentes parties dans les mécanismes de responsabilité d'équilibre. Cette offre de « boucle courte » est très attendue et sera rendue techniquement possible en s'appuyant sur la plateforme informatique Linky.

## 2. Composantes de soutirage de TURPE 5

### 2.1. Méthodes de construction des composantes de soutirage

#### Question 4 :

Etes-vous favorable au lissage de l'augmentation de la part puissance prévue en BT  $\leq$  36 kVA ?

**Réponse 4 :** Voir réponse 8.

#### Question 5 :

Quelle est votre analyse de la méthode d'allocation des coûts de réseau proposée par la CRE ?

#### Réponse 5 :

##### Fonction de coût

La nouvelle fonction de coût de réseau de distribution retenue prend en compte un aléa climatique sur 10 ans (2005-2014), au lieu de 2 pour TURPE 4, qui inclut la pointe de consommation de février 2012.

Cela conduit à attribuer davantage de coûts HTA aux clients BT au titre de leur contribution aux heures HTA les plus chargées. Le coût attribué par client BT < 36 kVA augmente de +2,5% en moyenne (35,3 millions de clients), diminue de 2% par client BT > 36 kVA (378 000 clients) et de 8% par client HTA (92 000 clients).

La fonction de coûts de réseau utilisée semble ne pas présenter de coûts fixes. Enedis considère que cette hypothèse reflète mal la réalité. A titre illustratif, sur la base de ses propres coûts réseau<sup>3</sup>, Enedis estime qu'environ 35% des charges correspondant aux coûts d'exploitation et d'investissement sont fixes à long-terme car dépendants de la seule

---

<sup>3</sup> hors pertes et accès CART

couverture géographique. Ne pas représenter la présence de coûts fixes de long-terme conduit à sur-tarifier les clients qui utilisent beaucoup le réseau (industriels avec des processus de production électrique), et à sous-tarifier ceux qui en font une utilisation plus épisodique (propriétaires de résidences secondaires).

En l'absence d'une représentation des coûts fixes, la méthode exposée dans la consultation conduit à allouer plus de 82% des coûts d'infrastructure (estimation Enedis) aux consommations effectuées pendant les heures où les réseaux ne sont pas en contrainte de dimensionnement. Cela amène à une interprétation des coûts attribuables aux utilisateurs selon leur taux d'utilisation, « en proportion avec l'énergie soutirée », avec laquelle Enedis est en désaccord. La conséquence est une sous-évaluation de la part puissance, situation qui deviendra de plus en plus problématique avec les évolutions à venir dans le cadre de la transition énergétique.

#### **Allocation des coûts et foisonnement local des charges**

Par rapport à TURPE 4, la CRE décrit dans la consultation une évolution de la méthodologie d'allocation des coûts prenant en compte la différence entre pointes locales et pointe nationale en Basse Tension [BT]. Enedis considère que cette évolution va dans le sens d'une meilleure allocation des coûts BT en reconnaissant que le dimensionnement est réalisé pour servir des charges locales, moins foisonnées qu'à maille nationale. Toutefois, Enedis s'étonne que cette évolution ne soit pas appliquée à l'ensemble des clients de la basse tension.

Enedis propose qu'en HTA également, soit prise en compte cette différence entre pointes locales et pointe nationale qui est substantielle. En effet, Enedis identifie, en moyenne sur 7 ans, un écart de -8.7 GW entre la pointe de courbe de charge nationale et la somme des pointes des 500 heures locales les plus chargées au niveau des postes sources HTB-HTA.

Pour les pointes BT, la méthodologie exposée dans la consultation reflète le coût de l'écart entre national et local au kW de puissance souscrite localement par chaque client.

Pour les pointes HTA, en suivant la même méthode, l'écart qui est de l'ordre de 6% de la puissance souscrite par les utilisateurs connectés, conduirait à relever les barèmes puissance présentés de 1,1 €/kW en HTA et de 0,4 €/kVA en BT. La recette additionnelle serait compensée par une baisse des barèmes énergie correspondant à une moindre recette d'environ 160 M€.



**Vers une méthode fondée sur les coûts marginaux**

Par ailleurs, une étude conduite par FTI-CL à la demande d'Enedis conclut que la majorité des économistes préconisent une tarification au coût marginal. C'est, en effet, le coût marginal qui donne aux utilisateurs du réseau les signaux économiques pertinents pour guider leurs choix, que ce soit en matière d'utilisation du réseau ou d'investissement.

Enedis comprend qu'il n'est pas possible de revoir la méthodologie dans les délais imposés par la consultation et propose que dès les prochains travaux sur la structure, une nouvelle méthode de calcul fondée sur les coûts marginaux de long terme des services apportés par le réseau soit développée.

**Question 6 :**

Etes-vous favorable à la prise en compte progressive de l'évolution de la répartition des coûts entre HTA, BT > 36 kVA, et BT ≤ 36kVA ?

**Réponse 6 :** Voir réponse 8.

**Question 7 :**

Etes-vous favorable à l'utilisation de la méthode spécifique proposée par la CRE pour la construction du tarif BT LU ?

**Réponse 7 :**

L'arrivée du compteur Linky devrait s'accompagner d'une réduction du nombre de Point de Livraison [PdL] sans comptage.

**Question 8 :**

Etes-vous favorable à la mise en œuvre progressive, à un rythme annuel, du recalage lié à l'introduction d'un tarif à quatre plages temporelles ?

**Réponses 4, 6 & 8 :**

Une évolution de structure tarifaire peut impliquer des changements importants des montants facturés à certains utilisateurs et par conséquent des volumes importants de changements de tarifs. C'est pourquoi, l'impact des évolutions de structure tarifaire (Q4 : lissage, Q6 : transfert de coûts, Q8 : recalage) sur les différentes catégories de consommateurs doit être apprécié et des mesures d'accompagnement envisagées.

A cet égard, on notera que des évolutions importantes de structure (basculement énergie-puissance) ont été conduites dans des pays tels que les Pays-Bas ou l'Espagne avec un

accompagnement des pouvoirs publics. Ainsi, par exemple, aux Pays-Bas, les pouvoirs publics ont adapté les taxes sur l'énergie de façon à amortir la hausse des factures pour les ménages les plus impactés.

## **2.2. Grilles tarifaires transport**

Dans sa consultation, la CRE propose un ensemble d'évolutions des grilles tarifaires transport dont l'implication, lorsqu'elles concernent les GRD, est de revoir le partage des risques (volume, risque extrême) entre le GRT et les GRD.

De façon générale, Enedis est favorable à une responsabilisation des GRD dès lors qu'ils sont les mieux placés et qu'ils disposent des leviers pour gérer un risque.

Les GRD constituent un segment de clientèle particulier du GRT. Ils gèrent une partie du système électrique national (le réseau de distribution) sur lequel sont raccordés plus de 35 millions de consommateurs et 400 000 producteurs (13 GW). De fait, la quasi-totalité des nouveaux moyens de production français des cinq dernières années se sont raccordés sur le réseau de distribution ; ce phénomène devrait se poursuivre sur la période TURPE 5 avec un doublement de la capacité installée.

Par ailleurs, les nouveaux moyens de production offrant moins de commandabilité que par le passé, la gestion du système électrique s'appuiera sur des flexibilités de la demande des consommateurs, dont le développement, du fait de la désindustrialisation, se concentre, là encore, sur le réseau de distribution.

Pour répondre à ces évolutions, les GRD sont amenés à développer une activité de gestionnaire de système de distribution ; on parle aujourd'hui de GSD ou DSO (*Distribution system operator*) dans le monde anglo-saxon.

La conséquence de cette évolution du système électrique français est qu'il devient de plus en plus nécessaire d'analyser la relation GRT-GSD en termes de coordination dans une perspective d'optimisation du système national plutôt qu'en termes de relation client-fournisseur. La cohérence des signaux économiques tout au long de la chaîne devient essentielle : un signal à l'interface GRT-GRD doit trouver sa réponse soit dans les moyens gérés par le GRD soit dans un signal « en miroir » vis-à-vis d'un utilisateur, consommateur ou producteur, du réseau de distribution.

S'agissant d'une question qui dépasse le cadre national, Enedis fait partie des acteurs à l'origine de la réflexion européenne d'ensemble sur le partage des risques et le modèle d'organisation entre GRT et GRD (*DSO-TSO platform*). Cette réflexion permettra de

déboucher sur un calage approprié et cohérent des signaux économiques, ce qui inclut les règles de souscription, le règlement des écarts, la gestion du réactif....

Cette mise en perspective globale étant absente des propositions de la CRE relatives aux grilles tarifaires Transport, Enedis est opposée à leur mise en œuvre. De plus, Enedis s'étonne de l'absence d'échange avec les services de la CRE en préalable à la consultation.

**Question 11 :**

Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour les domaines de tension HTB 3, HTB 2 et HTB 1 ?

**Réponse 11 :** Voir question 17.

**Question 12 :**

Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir une tarification à la puissance souscrite ?

**Réponse 12 :** Voir question 13.

**Question 13 :**

Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le modèle quadratique actuel pour la facturation des dépassements en HTB 2 et HTB 1 ?

**Réponses 12 & 13 :**

Enedis partage l'analyse de la CRE qui considère que la puissance souscrite correspond à un service identifiable pour des clients consommateurs ou producteurs d'électricité car il s'agit de la garantie de puissance qu'ils peuvent attendre du réseau à leur point de livraison. Pour un GRD, en tant que clients du RPT, cette notion n'aurait de pertinence que s'il avait les moyens de caler lui-même les incitations de leurs propres clients consommateurs et producteurs et d'équilibrer leur souscription en fonction de la structure de leur portefeuille de clients consommateurs et producteurs. Enedis est défavorable à cette proposition de la CRE dans l'hypothèse où elle serait applicable à un Gestionnaire de Réseau de Distribution avec les nouvelles conditions décrites ensuite.

**Question 14 :**

Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à autoriser la modification de puissance en cours de mois uniquement pour l'avenir avec un préavis de 3 jours ?

**Réponse 14 :**

Enedis est défavorable à la proposition de la CRE. La comparaison des différentes composantes mensuelles sur l'historique des factures en TURPE 4 montre que moins de 8% de la variabilité totale est imputable à la part puissance.

La proposition concerne le partage d'un risque de court terme. Enedis appelle à une réflexion d'ensemble sur ces problématiques et sur la transmission aux clients de signaux incitatifs, y compris pour les producteurs de plus en plus nombreux à être raccordés au réseau de distribution et qui modifient l'équilibre des flux et leur prévisibilité.

Ainsi, par exemple, la présence sur un réseau de distribution d'une cogénération de 10 MW limite le besoin en souscription du GRD auprès du RPT en hiver... sauf en cas d'incident et d'arrêt. Or, le GRD n'est pas en mesure d'anticiper ces incidents. Pour s'adapter à la proposition de modification de la CRE, il devrait mettre en place des prévisions (risque et durée d'incidents en production, rigueur des hivers...) pour optimiser sa souscription, et son risque de dépassements sans connaissance particulière sur le processus industriel du client producteur.

D'un point de vue opérationnel, le format de souscription proposé dans la consultation impliquerait la refonte d'un processus interne à Enedis concernant 2300 points de connexion. Elle demanderait à Enedis de réinvestir plusieurs millions dans les processus opérationnels de souscription alors qu'aucune économie opérationnelle pour RTE ne semble attendue. Cela nécessiterait en outre une phase d'apprentissage de ces nouvelles méthodes qui ne serait compatible qu'avec une mise en application en 2019.

Au total, l'intérêt pour la collectivité de cette évolution ne paraît pas évident. Enedis est donc opposée à sa mise en œuvre dans l'attente d'un échange approfondi entre RTE et les GRD sur les objectifs recherchés et les meilleurs moyens de les atteindre.

**Question 15 :**

Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE concernant les propositions de RTE destinées aux industriels ?

**Réponse 15 :**

Les industriels sont généralement en mesure de contrôler leur courbe de charge. Enedis est préoccupée par le fait que ces propositions constituent une subvention cachée en faveur des industriels raccordés au RPT, à la charge des clients du distributeur. Ces propositions sont par ailleurs contraires à l'engagement des clients sur une demande de garantie de puissance (question 12).

Par ailleurs, Enedis considère que les GRD et les industriels sont des catégories de clients différentes et qu'une différence de traitement n'est donc pas discriminatoire. Les GRD ont des flux à l'interface moins prévisibles et contrôlables que la courbe de charge d'un industriel.

Enedis note par ailleurs que de telles dispositions ne sont pas applicables pour les industriels raccordés au RPD, d'autant que ces propositions sont contraires à l'engagement des clients sur une demande de garantie de puissance. Cette différence pourrait poser problème : nonobstant son manque de connaissance des industriels raccordés au RPT, Enedis est a priori en défaveur d'une inégalité de traitement entre clients industriels.

**Question 16 :**

Etes-vous favorable à la première proposition de la CRE consistant à recentrer l'application du dispositif d'écêtement grand froid sur les périodes de froid rigoureux ?

**Réponse 16 :**

Enedis comprend les arguments de la CRE pour le recentrage du dispositif mais demande qu'il s'applique aussi pendant le jour suivant une période de froid rigoureux. En effet, l'impact d'une période de froid sur la courbe de charge ne se limite pas aux seuls jours de froid mais se prolonge potentiellement sur les jours suivants en raison de l'inertie thermique des bâtiments et du comportement des utilisateurs.

Enedis étudiera le délai de mise en œuvre de cette proposition dans le cadre de la réflexion globale à organiser par la CRE.

**Question 17 :**

Etes-vous favorable à la seconde proposition de la CRE visant à limiter l'application du dispositif d'écêtement grand froid aux seules situations de froid rigoureux où l'aléa climatique est localement plus fort qu'au niveau national ?

**Réponses 11 & 17 :**

Enedis est défavorable à la proposition de la CRE. La proposition modifie le partage des risques entre GRT et GRD. La bonne répartition devrait être issue d'une étude globale ; et les règles et paramètres qui mettent en œuvre cette répartition, déduits de simulations partagées entre acteurs concernés.

Côté GRD, la création d'une option à période mobile dans les grilles HTA permettra potentiellement de solliciter 1 GW d'effacement industriel. Compte-tenu de la nature du risque exposé côté GRT, a-t-on pris en compte une valeur HTB de l'effacement HTA et pourquoi ne pas envisager d'option période mobile pour les industriels raccordés au réseau de transport ?

Financièrement, en cas d'aléa climatique national, la formule de calcul proposée amènerait un écrêtement quasi-nul des dépassements. Leur coût risque d'être très élevé du fait de la forme quadratique, avec par conséquent une variation exceptionnelle des flux financiers entre GRD et GRT les mois concernés.

Tous les leviers de gestion de l'aléa grand-froid ne semblant pas avoir été étudiés côté gestionnaire réseau de transport (GRT) et dans l'attente d'une mise en perspective globale, Enedis est défavorable à cette proposition.

**Question 18 :**

Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à étendre la période d'application des dépassements ponctuels programmés à l'ensemble de l'année tout en excluant les périodes de pointe fixe et de pointe mobile fondée sur la période PP1 ?

**Réponse 18 :**

Enedis est favorable à l'extension de la période d'application des dépassements ponctuels programmés, qui donne davantage de souplesse sur la planification des travaux des GRD. Enedis attire néanmoins l'attention de la CRE sur l'incompatibilité entre le délai de notification d'au moins 15 jours pour les dépassements ponctuels programmés et les périodes de pointe mobile uniquement connues la veille.

En complément, la possibilité de fractionner la durée de 14 jours, actuellement non sécable, permettrait d'aller vers plus de souplesse dans le placement des interventions programmées

dans un contexte où Enedis renforce la concertation et la coordination avec les producteurs raccordés au réseau de distribution (outil e-planning) afin de maximiser conjointement productible et disponibilité réseau.

**Question 19 :**

Etes-vous favorable à la proposition de RTE visant à permettre le report de charge pour les utilisateurs disposant d'au moins une autre alimentation principale ou d'une alimentation de secours ?

**Réponse 19 :**

Enedis s'interroge sur l'application de ce dispositif pour les utilisateurs disposant d'une ou plusieurs alimentations de secours sur le réseau HTA.

Le cas échéant, le report sur une alimentation de secours HTA aura un impact financier au niveau du point de connexion du distributeur sur lequel est raccordée cette alimentation. Afin d'assurer la neutralité financière pour le gestionnaire de réseau de distribution, Enedis souhaite qu'une transitivity des reports de charge soit appliquée, avec écrêtement des dépassements au point de connexion sur lequel est raccordée l'alimentation de secours, selon les modalités prévues au §10.2.6 des Conditions Générales du CART-GRD relatif à l'écrêtement des dépassements de puissance souscrite du fait de RTE.

En complément, Enedis s'interroge sur la pertinence de l'application du tarif de l'alimentation principale sur l'alimentation de secours, lorsque celle-ci est en HTA. Le surcoût induit par l'alimentation à un domaine de tension inférieur, du fait de reports de charge RTE, ne doit être supporté ni par le client, ni par le gestionnaire de réseau de distribution HTA, mais pris en charge par RTE.

**Question 21 :**

Avez-vous des remarques sur les nouvelles règles proposées ?

**Réponse 21 :** Voir question 22.

**Question 22 :**

Faut-il prévoir des modalités transitoires pour l'application de ces nouvelles règles ? Si oui, pouvez-vous préciser quels moyens devront être mis en œuvre et les échéances associées ?

**Réponses 21 & 22 :**

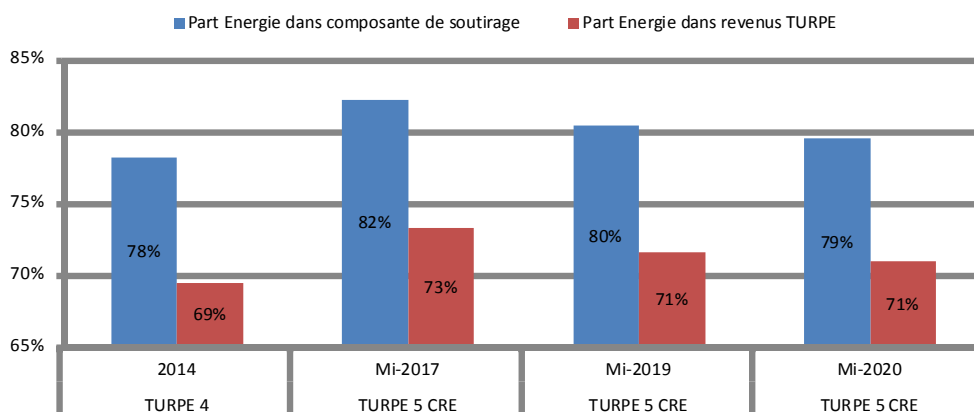
Les nouvelles règles proposées sont conformes aux échanges entre RTE et les GRD en GT Distributeurs du CURTE et conviennent à Enedis. Afin de s'assurer que l'enveloppe globale reste du même ordre de grandeur qu'en TURPE 4 et d'affiner la proposition sur les coûts unitaires, Enedis poursuit les échanges et simulations conjointement avec RTE.

Enedis rappelle néanmoins que les gestionnaires de réseau de distribution n'ont à ce jour pas de levier à leur disposition permettant de maîtriser l'injection d'énergie réactive à l'interface GRT-GRD.

A terme, une mise en cohérence globale avec les gabarits pour la tarification du réactif aux utilisateurs du réseau de distribution sera à instruire.

**2.3. Grilles tarifaires distribution**

Les grilles tarifaires proposées pour TURPE 5 induisent dans un premier temps une hausse de la part liée à l'énergie, qu'elle soit comparée à la seule part liée à la puissance ou à l'ensemble part puissance & fixe (+2 points à mi-2017), suivi d'un retour vers les ratios de TURPE 4 en 2020 (Cf. *Figure 1*). Enedis propose que ce double mouvement qui posera des problèmes d'acceptabilité soit revu.



**Figure 1 : Part des revenus liés à l'énergie selon les différents tarifs (simulation Enedis)**



Cette évolution générale recouvre une grande diversité de situations en fonction des catégories de consommateurs, comme le montrent les *Figures 2 & 3*.

Segments de clients	Part Puissance		
	TURPE 4	Projet TURPE 5 - 2017	Projet TURPE 5 - 2020
RES (BT ≤ 36 kVA)	16%	17%	21%
PRO (BT ≤ 36 kVA)	24%	19%	20%
ENT (BT > 36 kVA)	26%	16%	16%
Ensemble de la BT	<b>22%</b>	<b>18%</b>	<b>21%</b>
HTA	<b>23%</b>	<b>20%</b>	<b>20%</b>

Part des clients dont la part puissance diminue par segment	Mi-2017	Mi-2020
RES	25%	9%
PRO	57%	40%
BT ≤ 36 kVA	29%	13%
BT > 36 kVA	100%	100%
HTA	54%	54%

*Figures 2&3 : Part puissance de la facture acheminement par segment de client (simulation Enedis)*

### Question 23 :

Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTA?

### Réponse 23:

Enedis est favorable à la proposition de deux options comportant toutes deux des postes de pointe : l'une fixe, l'autre mobile.

Par ailleurs, Enedis se félicite de la vision cible dont fait part la CRE avec une activation locale du signal de pointe à la main du GRD. Cette modalité serait en effet un vecteur pertinent pour gérer les contraintes locales supportées par le réseau. A ce titre, d'autres véhicules que le TURPE pourraient être envisagés.

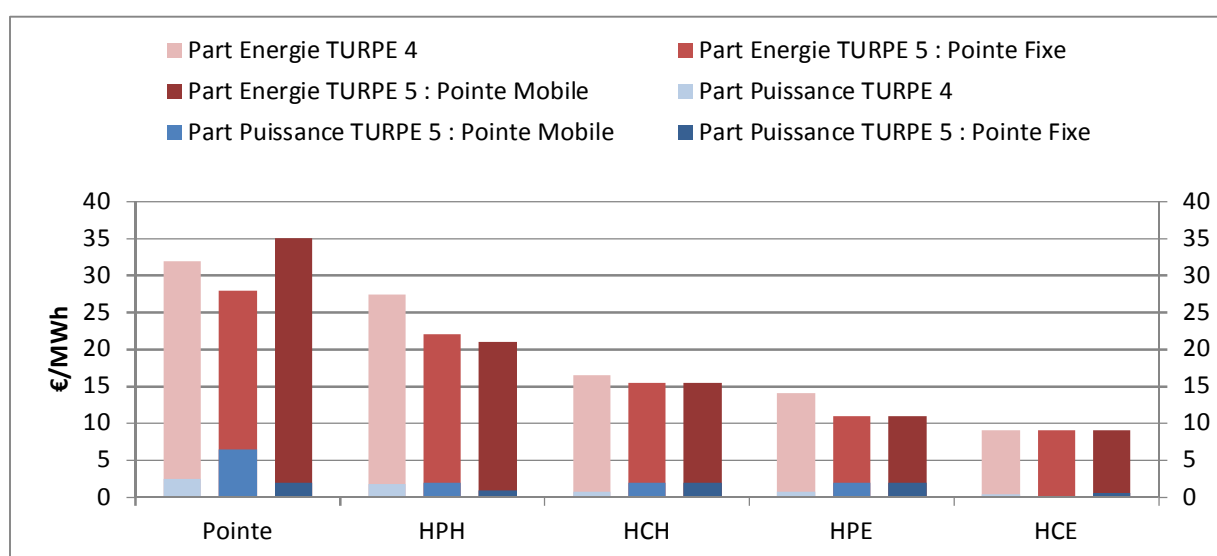
Enedis répondra à l'invitation du régulateur et proposera un démonstrateur de mobilisation locale de jours de période mobile.

**Question 24 :**

Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour le domaine de tension HTA?

**Réponse 24:**

Les signaux économiques adressés aux entreprises par la grille HTA, et tout particulièrement les industriels, affichent une baisse de la part puissance (Cf. *Figure 4*). Enedis attire l'attention de la CRE sur la cohérence discutable de cette évolution avec ses objectifs d'accompagnement ou de soutien de l'activité économique.



*Figure 4 : Analyse de l'évolution du prix marginal du MWh pour les tarifs HTA5 et Longue Utilisation avec pointe fixe et pointe mobile en HTA*

**Question 25 :**

Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en BT > 36 kVA?

**Réponse 25 :** Voir question 26.

**Question 26 :**

Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles proposées par la CRE pour le domaine de tension BT > 36 kVA ?

**Réponses 25 & 26 :**

Les grilles proposées pour les clients en BT > 36 kVA présentent une réduction très importante de la part puissance (-10 points sur cette grille par rapport à TURPE 4). Vient s'y ajouter la disparition du poste de pointe du tarif longue utilisation. Ces évolutions

présentent le risque de dynamiser les appels de puissance avec, probablement des conséquences sur des besoins d'investissement complémentaires (Cf. Figure 3).

Du point de vue des consommateurs, l'intérêt de la plage de pointe réside dans la flexibilité organisationnelle offerte aux entreprises qui peuvent ajuster leur consommation pendant des plages de 4 heures par jour, et non de 16 heures. Le passage de 4 à 16 heures nécessitera une adaptation des processus de production et/ou des investissements complémentaires chez les clients qu'il conviendrait de cerner par une enquête spécifique.

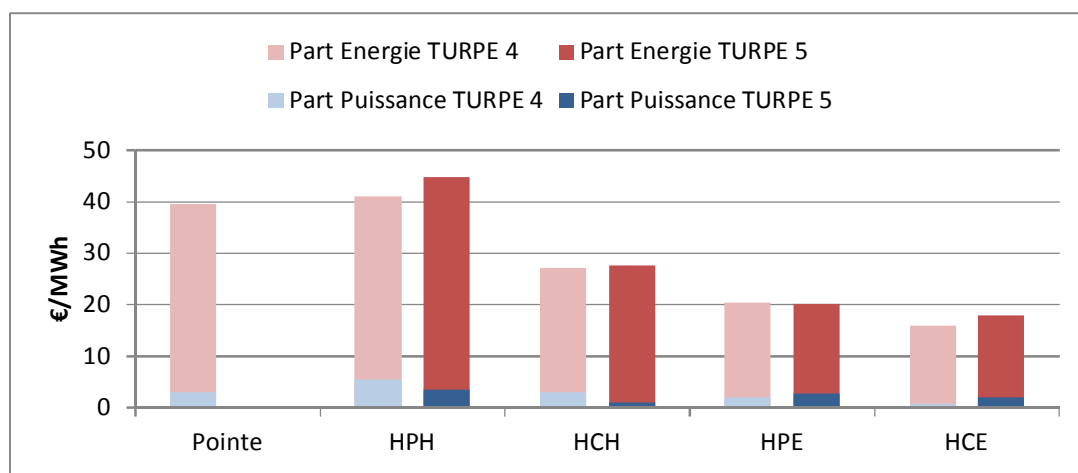


Figure 5 : Analyse de l'évolution du prix marginal du MWh pour les tarifs Longue Utilisation en BT > 36 kVA

#### Question 27 :

Etes-vous favorable aux modalités envisagées par la CRE pour la mise en place d'un tarif à quatre plages temporelles en basse tension ≤ 36 kVA?

#### Réponse 27 :

Enedis est favorable aux modalités envisagées pour la mise en place d'un tarif 4 plages temporelles sous réserve qu'une solution puisse être trouvée avec les fournisseurs pour lisser les demandes de changements tarifs. Les pics de souscription potentiels pourraient poser en effet de réels problèmes de gestion opérationnelle surtout s'ils surviennent en sortie d'hiver.

#### Question 28 :

Etes-vous favorable au maintien de la possibilité de souscrire la puissance par pas de 1 kVA pour les utilisateurs équipés d'un compteur adéquat ?

#### Réponse 28 :

Le compteur Linky développé par Enedis offre de nouvelles fonctionnalités en matière de période tarifaire mais aussi en matière d'ajustement de la puissance (pas de souscription de 1 kVA et télé-opération des ajustements de puissance souscrite). Enedis est favorable à la possibilité de souscription par pas de 1 kVA dès lors que cette possibilité s'accompagnerait d'un meilleur reflet du coût de la puissance.

**Question 29 :**

Etes-vous favorable à la suppression des plages de puissance en BT  $\leq$  36 kVA?

**Réponse 29 :**

L'adoption d'un prix unitaire de la puissance unique pour la plage de puissance 0 à 36 kVA reprend une proposition d'Enedis. Elle est rendue possible par l'introduction d'une option saisonnière. Il en résulte une simplification de la grille tarifaire qui devrait trouver un écho favorable chez les consommateurs. En cohérence avec cette évolution, un relèvement du prix de la puissance pour le tarif 4 index est possible.

**Question 30 :**

Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles proposées par la CRE pour le domaine de tension BT  $\leq$  36 kVA ?

**Réponse 30 :****Structure des grilles**

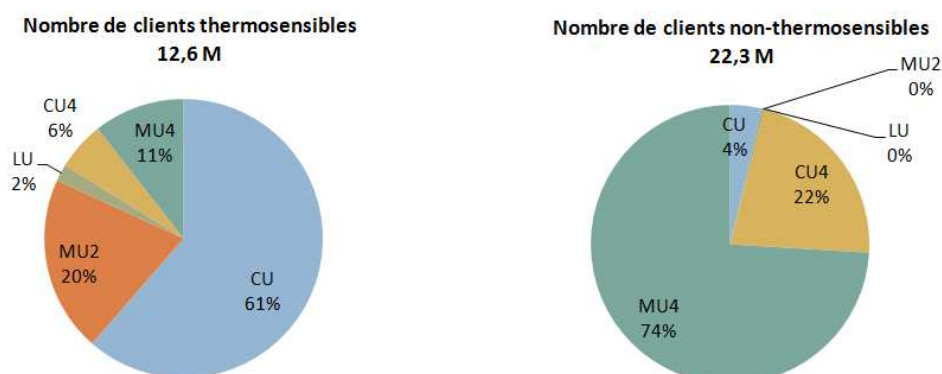
Deux tarifs nouveaux, avec quatre postes, sont créés comme options accessibles aux seuls clients Linky. Les trois tarifs existants aujourd'hui sont maintenus.

Les nouveaux tarifs présentent une saisonnalité Eté/Hiver en plus des Heures pleines / Heures Creuses et se déclinent en 2 versions : courte et moyenne utilisation.

Le contraste entre les prix à l'énergie en heures creuses et en heures pleines passe d'un facteur 1,6 à 1,5 en double tarif et est compris entre 1,2 et 1,8 pour les tarifs 4 index selon l'option et la saison.

Du fait du calage des grilles et de l'optionalité, ce seront avant tout les clients dont la consommation dépend le moins de la saison qui adopteront l'option saisonnière, avec 19 millions de clients qui pourraient basculer vers l'option saisonnière d'ici la fin de TURPE 5 (Cf. *Figure 6*). Les gagnants à la création de ce tarif sont donc principalement des clients avec une

consommation assez uniforme au cours de l'année, et vraisemblablement peu de marge d'adaptation pour réagir à ces nouvelles incitations.



**Figure 6 : Choix d'option tarifaire pour les clients BT ≤ 36 kVA  
(à déploiement complet de Linky)**

### Praticabilité des évolutions

Les tarifs à 4 index seront vraisemblablement choisis par jusqu'à deux tiers des clients en BT ≤ 36 kVA disposant d'un compteur Linky. D'ici 2020, environ 19 millions d'utilisateurs changeraient progressivement de formules tarifaires d'acheminement, soit en moyenne 400 000 changements par mois.

Il semble donc nécessaire que la CRE fasse réaliser avec les fournisseurs une estimation des demandes de changements de tarif afin de prévoir les moyens à mettre en œuvre pour y répondre. Ces estimations seront par ailleurs utiles aux services de la CRE en charge de la construction des TRV par empilement.

### **Question 31 :**

Etes-vous favorable à la tarification des dépassements de puissance telle que proposée par la CRE ?

### **Réponse 31 :**

Enedis est favorable à l'harmonisation proposée des formules de dépassement mais n'est pas favorable à la mise en œuvre du second plafond de dépassement de puissance proposé (25 fois le tarif de la puissance supplémentaire...), qui n'apporte pas un signal suffisamment fort par rapport à sa complexité de mise en œuvre.

**Question 32 :**

Etes-vous favorable à la suppression de la composante de dépassements ponctuels programmés en HTA ?

**Réponse 32 :**

Enedis est favorable à cette suppression.

**3. Composantes fixes du TURPE HTA – BT**

La Transition Energétique, au-delà de ses aspects techniques, s'analyse comme une évolution vers un modèle économique et social plus décentralisé. Il en résulte de nouvelles attentes portant aujourd'hui principalement sur des services de données et sur la digitalisation de la relation client.

Répondre à ces attentes relève de l'obligation du service public de la distribution à s'adapter, à se moderniser. Les ressources à allouer sont fonction des attentes des parties prenantes : consommateurs, producteurs, autoproducteurs, collectivités, acteurs du système électrique (fournisseur, agrégateurs)...

Maintenir une répartition équitable et efficace des coûts de gestion de la relation client entre les différents utilisateurs du service public va devenir de plus en plus nécessaire. Cela amène à renforcer la distinction entre composante de soutirage, exposant les coûts des services réseau, et composante de services de la relation client, exposant les coûts de l'ensemble des services attendus du distributeur par différents segments de clients dans le cadre de sa mission de service public.

C'est la raison pour laquelle Enedis a proposé à la CRE que l'ensemble des coûts des services de la relation client soient reflétés dans une unique composante. Cette composante couvrirait : la gestion de la relation client, le traitement des données, le comptage, la part mutualisée des coûts individuels de branchement ou raccordement, ainsi que la part mutualisée de l'ensemble des services clients rendus par Enedis dans le cadre de sa mission de service public.

**Question 33 :**

Etes-vous favorable à une composante de comptage unique pour tous les utilisateurs non-propriétaires de leurs compteurs en BT < 36 kVA ?

**Réponse 33 :**

La segmentation actuelle 0-18, 18-36 kVA de la composante de comptage ainsi que sa différence de barèmes sont représentatives d'attentes différentes des clients ; les clients 0-

18 kVA demandent généralement un service universel. Enedis n'est donc pas favorable à la proposition de la CRE qui ne prépare pas l'évolution vers une unique composante de service public de la relation client segmentée selon les grandes catégories d'utilisateurs.

**Question 34 :**

Etes-vous favorable à la création d'une composante de gestion spécifique aux auto producteurs ?

**Réponse 34:**

Les autoproducteurs représentent un segment de client du distributeur dont le nombre s'accroît en même temps que leurs attentes. Enedis y est particulièrement attentive. Elle cherche en particulier à simplifier la relation et à réduire son coût d'accès au réseau. A titre d'exemple, Enedis a retenu des spécifications du compteur Linky qui permettent un comptage dans les « deux sens » (injection-soutirage) ce qui réduit sensiblement le coût d'installation du comptage pour ce segment de clientèle.

La création d'une composante spécifique aux autoproducteurs s'inscrit dans cette dynamique d'accompagnement de ce segment de clients. Elle simplifie et allège la tarification de cette catégorie d'utilisateurs. Enedis y est donc favorable. Son montant devra être fixé pour refléter l'ensemble des coûts de contractualisation, et donc le nombre de contrats nécessaires pour offrir l'accès au réseau en injection et soutirage, y compris lorsqu'ils sont portés par un fournisseur.

Enedis propose que le principe de cette composante s'applique à tous les utilisateurs du réseau qui injectent et soutirent au travers d'un même point de connexion, qu'il s'agisse :

- des autoproducteurs, y compris ceux qui seraient en contrat unique pour l'ensemble de leurs soutirages et leurs injections.
- des producteurs qui soutirent de l'électricité pour leurs auxiliaires au travers du même point de connexion au réseau.

**Question 35 :**

Etes-vous favorable à la mise en place d'une composante tarifaire de gestion unique, les conditions de rémunération des fournisseurs par les gestionnaires de réseau au titre de la gestion de la relation contractuelle avec les utilisateurs étant par ailleurs définies dans les contrats et protocoles liant les gestionnaires de réseau et les fournisseurs ?

**Réponse 35 :** Voir question 37.

**Question 36 :**

Le cas échéant, êtes-vous favorable à l'encadrement par la CRE des modalités de calcul de la rémunération des fournisseurs par les gestionnaires de réseau ?

**Réponse 36 :** Voir question 37.

**Question 37 :**

Dans la perspective d'un encadrement par la CRE de la rémunération des fournisseurs par les gestionnaires de réseaux, quelles modalités de rémunération seraient les plus adaptées ?

**Réponses 35, 36 & 37 :**

**Stabilité juridique**

En premier lieu, Enedis souhaite que les relations entre les fournisseurs et les GRD, pour les clients en contrat unique, reposent sur un système stable et robuste sur le plan juridique. Ainsi Enedis n'est pas opposée à la proposition d'introduire un nouveau principe de commissionnement des fournisseurs couvert par le TURPE, dès lors qu'il présente bien ces caractéristiques de stabilité et de sécurité juridique.

**Neutralité**

En premier lieu, le nouveau dispositif devra prévoir la couverture par le TURPE des nouvelles charges pour Enedis.

**Absence de contrainte nouvelle sur l'évolution du TURPE**

Le nouveau dispositif se traduira par une hausse, a priori substantielle, des charges à couvrir par les GRD et donc du niveau des tarifs de distribution. Le changement de dispositif ne devra pas obérer d'autres évolutions nécessaires du TURPE qui auraient été possibles sans changement de dispositif (contrainte d'évolution en niveau du TURPE distribution)

**Un montant qu'il revient à la CRE de déterminer de façon transparente**

Pour Enedis, le principe de commissionnement devrait avant tout reposer sur une analyse économique précise, documentée et opposable portant sur les coûts des fournisseurs. A cet égard, il est nécessaire de prendre en compte des synergies évidentes au sein des processus de gestion du contrat unique par les fournisseurs entre énergie d'une part et acheminement d'autre part.

Une telle analyse participerait à la défense de la robustesse de cette rémunération et permettrait d'en valider la neutralité en limitant la hausse du TURPE au coût incrémental de la gestion par des fournisseurs efficaces de la relation contractuelle pour l'accès au réseau de distribution. A l'inverse, n'étudier que les coûts évités des distributeurs pourrait fragiliser la robustesse de ce dispositif en ne prenant pas en compte le montant réel de ce coût de gestion.



Enfin, si une rémunération devait, pour l'avenir, être versée par le gestionnaire de réseau aux fournisseurs, elle devrait l'être à un prix qui incite à la performance. Il serait par ailleurs, impératif que la CRE détermine explicitement son montant, ses modalités de versement ainsi que sa date de mise en œuvre.

**Conclusion : établir un système stable, neutre, robuste juridiquement, et opposable**

Enedis exprime sa préférence pour un système stable, neutre, et robuste sur le plan juridique. Elle considère qu'il revient en tout état de cause au régulateur de fixer tous les paramètres et modalités du nouveau dispositif qu'il souhaitera instaurer pour l'avenir, en veillant à ne pas obérer les évolutions par ailleurs nécessaires du TURPE.

A cet égard, une analyse économique documentée, transparente et opposable du coût incrémental de gestion par les fournisseurs participerait à la robustesse juridique d'un tel dispositif.

#### **4. Composante d'injection du TURPE**

**Question 38 :**

Êtes-vous favorable à fonder le niveau du tarif d'injection sur une estimation du coût des pertes générées par l'énergie exportée et du coût des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme l'ITC ?

#### **5. TURPE 5 et coûts d'équilibrage**

**Question 39 :**

Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'uniformiser le mode du financement de l'ensemble des réserves ?

**Réponse 39 :**

Les GRD, qui payent près des trois quart du TURPE transport, n'ont pas de levier pour réduire les besoins ou les coûts des réserves contractualisées par RTE pour garantir l'équilibre du système.

Comme mentionné, Enedis est de façon générale favorable à la responsabilisation des acteurs qui sont à l'origine des coûts et est également favorable à la mise en place de signaux incitatifs à maîtriser ces coûts.

Le contexte de mutation du secteur (diminution de la part de la motorisation synchrone dans la demande, croissance de la production intermittente) est porteur d'évolutions à la hausse du besoin de réserves opérationnelles du GRT.

Enedis estime par conséquent que le TURPE transport n'est pas un véhicule approprié pour couvrir les coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire, ou du dispositif de reconstitution des marges via le mécanisme d'ajustement.

Enfin, Enedis rappelle que l'ajout à la charge des GRD de ces coûts présente un risque supplémentaire : celui de contraindre les évolutions nécessaires du niveau du tarif de distribution.

## ANNEXES

## Annexe 1

# Pourquoi la mise en œuvre de la transition énergétique impose le rééquilibrage du ratio énergie/puissance de TURPE 5 ?

## Une vision commune des gestionnaires de réseaux de distribution

- **Les objectifs d'efficacité énergétique et l'augmentation de la part puissance des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution ne sont pas antagonistes.** Une tarification limitant les appels de puissance pendant les périodes de pointe présente l'avantage de limiter les utilisations du réseau les plus préjudiciables pour l'environnement et de favoriser l'indépendance énergétique.
- **L'utilisation des composantes à l'énergie des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité n'est pas un outil efficace pour atteindre les objectifs cibles d'efficacité énergétique.** Le non-reflet des coûts du réseau électrique dans les tarifs du TURPE, à travers une sur-tarification de l'énergie, induit une perte de valeur économique pour les consommateurs ainsi que pour les gestionnaires de réseaux, aux dépens d'autres mesures d'efficacité énergétique mieux ciblées.
- **Le rééquilibrage de la part puissance des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution est un moyen complémentaire à l'horosaisonnalité pour veiller à l'efficacité et à l'équité des signaux tarifaires adressés aux utilisateurs.**

**Le TURPE 5 sera la première tarification du réseau consécutive à la loi de transition énergétique.** Il doit donc être adapté au réseau électrique de demain, en anticipant les nouveaux usages électriques. Pour être efficace, **cette tarification doit être au plus proche des coûts de long terme du réseau.**

La majorité des coûts est liée à la couverture géographique offerte par le réseau ainsi qu'au dimensionnement des équipements en puissance. Pourtant, la part énergie représente une part très importante des factures (plus de 70%). **Cet écart entre la structure des tarifs et celle des coûts de long terme est présenté comme un outil de maîtrise de la demande énergétique.**

**La présente note expose les raisons pour lesquelles cette opposition entre efficacité énergétique et rééquilibrage de la part à la puissance des tarifs TURPE est erronée.**

**L'efficacité énergétique est un objectif de politique énergétique, au service des politiques de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de réduction de la dépendance énergétique.**

- **Pour les industriels,** l'efficacité énergétique a du sens lorsqu'il s'agit de les inciter à investir dans des procédés et des équipements énergétiquement efficaces (vision long terme compatible avec le signal économique renvoyé par la part puissance du tarif de distribution), plus que de les inciter à réduire leur consommation en énergie lorsque leur carnet de commande est plein. L'efficacité énergétique peut se mesurer en moyenne sur une période de temps mais pour l'améliorer, il faut améliorer le rendement des procédés à tout instant : pour cela, l'élément clé est la puissance demandée par l'équipement.  
Avec des signaux économiques adressés aux entreprises, et tout particulièrement aux industriels, comportant une part énergie trop importante, la cohérence n'est pas assurée avec des objectifs d'accompagnement ou de soutien de l'activité économique. **Un signal économique basé sur une part puissance suffisamment importante envoie un signal économique cohérent à la fois avec l'objectif d'efficacité énergétique et avec celui de développement économique.**

- **Pour les clients finaux**, le signal tarifaire basé sur **une part puissance suffisamment importante assurera une bonne coordination des choix d'investissements et des comportements des consommateurs** avec les besoins actuels et futurs du système électrique, notamment pour les consommateurs résidentiels. Une hausse de la part puissance combinée à un différentiel de prix été-hiver incitera à une meilleure rénovation thermique en combinant économie d'appel de puissance et incitation à une modulation des consommations. Par ailleurs, la hausse historique constatée des appels de puissance des équipements des ménages (les fabricants obtiennent une part des économies d'énergie en installant des moteurs plus puissants : compresseur...) pourra être maîtrisée avec un signal tarifaire en puissance renforcé. Une tarification accrue à la puissance incitera les fabricants à mettre sur le marché des produits encore plus efficaces, plus économes en puissance, *in fine* moins consommateurs d'énergie ; il ne serait d'ailleurs pas déraisonnable de promouvoir un affichage généralisé des équipements électroménagers en puissance au lieu de les afficher seulement en kilowattheure (les lampes LED sont affichées en Watts).
- **Un objectif de MDE (maîtrise de la demande d'électricité) porté par les seuls tarifs d'utilisation du réseau électrique crée une distorsion par rapport aux autres vecteurs énergétiques.** Un signal tarifaire pesant trop fortement sur la consommation électrique retarde la substitution des énergies fossiles par des solutions électriques (véhicules électriques, procédés industriels) moins émissives en CO<sub>2</sub>.

**Le rééquilibrage de la part puissance des tarifs** est nécessaire pour assurer le reflet efficace et équitable des coûts de long terme des réseaux dans le contexte actuel de transition énergétique nécessitant des investissements réseaux très importants (40 Md€ sur 10 ans) :

- Un relèvement de la part puissance offre l'intérêt d'**atténuer la part aléatoire de la facturation à l'énergie aux points de livraison accueillant des productions intermittentes décentralisées.** Le réseau assurant un service garanti dès lors qu'une puissance a été souscrite, il n'y a aucune raison que sa rémunération soit fonction de la météo, qu'il s'agisse de la douceur du climat du vent ou du soleil.
- Mieux véhiculer le signal prix de la puissance dans le TURPE **incitera davantage les clients à caler au plus juste leur puissance souscrite**, grâce aux facilités apportées par les compteurs communicants. Cela contribuera à la limitation des appels de puissance lors des périodes de pointe, et donc à une moindre utilisation des moyens de production d'électricité les plus carbonés.

Or, les **grilles actuelles et celles proposées pour la période TURPE 5** ne renvoient pas des signaux tarifaires assurant une bonne cohérence avec les comportements actuels ou nouveaux des utilisateurs :

- En effet dans un contexte d'essor des productions intermittentes à l'échelle locale et donc d'un système électrique plus décentralisé que par le passé, une tarification reposant de manière excessive sur la part énergie des soutirages conduit à une **facturation aléatoire qui réduit considérablement la lisibilité des signaux tarifaires, crée des effets d'aubaine** et des risques de subventions croisées entre utilisateurs du réseau.
- **La distorsion du signal tarifaire induit une rupture du principe d'égalité, particulièrement préjudiciable aux plus démunis.** L'écart entre les coûts imputables à un client et sa facture implique une non-optimisation des comportements de consommation. Cet effet est en faveur des utilisateurs du RPD qui demandent de l'électricité sur une courte période de l'année, et aux dépens des utilisateurs avec une demande régulière en électricité. **Ces transferts de coûts sont majoritairement au désavantage des consommateurs modestes** (logements mal isolés), **occupant les logements en permanence tout au long de l'année** (au contraire des résidences secondaires), **et au désavantage des entreprises.** Ils incitent à un surdimensionnement des bornes de recharge pour véhicules électriques (bornes accélérées ou rapides) et apportent une prime additionnelle aux primes existantes pour les consommateurs s'équipant de panneaux solaire.

Les signaux économiques de tarification des réseaux nécessitent d'être calés avec soin pour satisfaire différents objectifs exposés par la littérature économique : (i) **la lisibilité** par les utilisateurs, (ii) **l'efficacité en termes de couverture par chaque utilisateurs des coûts de long terme de réseaux** qu'ils génèrent et (iii) **l'équité entre utilisateurs en termes d'absence de subventions croisées** et aussi en termes **d'acceptabilité sociale** pour les consommateurs individuels. **L'objectif d'Efficacité Énergétique s'ajoute à ces objectifs de tarification des**

**infrastructures, mais doit rester cohérent avec ceux-ci**, pour éviter d'en brouiller l'efficacité, voire risquer d'introduire des inefficacités.

**Pour être efficace, la tarification doit refléter les coûts de long terme du réseau et répondre aux nouveaux besoins dont l'émergence est rapide. Dans le contexte de transition énergétique, un rééquilibrage de la part puissance des tarifs mérite donc d'être engagé dès que possible afin de progresser en termes d'efficacité et d'équité, tout en restant cohérents avec les objectifs d'efficacité énergétique de la politique énergétique.**

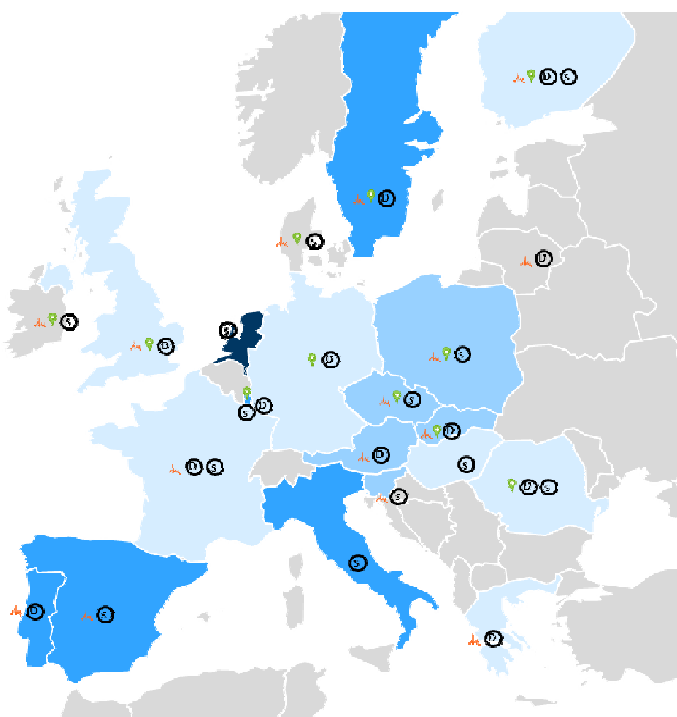
## Annexe 2

### Un mouvement des tarifs de distribution européens vers plus de part puissance

#### 1. Etude FTI-CL

Une étude conduite par FTI-CL à la demande d'Enedis analyse l'évolution des tarifs de distribution en Europe. On en trouvera ci-après les principales conclusions. Une analyse complémentaire conduite sur les pays à consommation saisonnalisée confirme cette évolution.

- 0.1 « La revue des tarifs de distribution en Europe montre la disparité des approches, tant en matière de méthodes de construction sous-jacentes que d'allocation des charges de raccordement, de répartition des coûts entre part fixe/capacité et part variable ou de différenciation temporelle ou géographique. Cette disparité est illustrée [ci-dessous]
- 0.2 Le benchmark apporte cependant peu d'éléments concrets sur lesquels fonder une proposition concrète de construction tarifaire applicable au cas de la France. Les régulateurs et les gestionnaires de réseaux de distribution font généralement preuve de peu de transparence et publient peu d'informations détaillées sur les méthodes sous-jacentes utilisées pour définir la structure des tarifs de distribution. Les interviews d'opérateurs et de régulateurs que nous avons menées nous ont tout de même permis de mieux comprendre les approches employées.



#### Part fixe/variable du tarif réseau

- > 80%
- 50% - 80%
- 30% - 50%
- < 30%

*Note:* Moyenne sur toutes les catégories de consommateurs. Il peut exister une dispersion importante entre les catégories.

#### Charges de raccordement

- ⊕ Shallow
- ⊖ Deep

*Note:* Pour certains pays les charges de raccordement peuvent être « shallow » ou « deep » suivant la catégorie de consommateurs.

#### Tarif avec différenciation

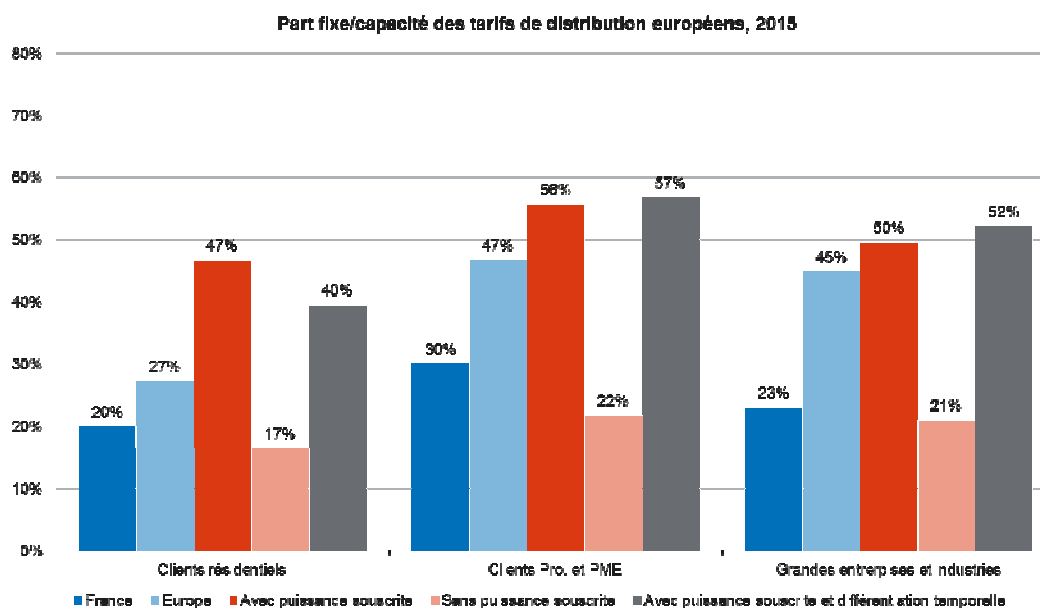
(Pour les résidentiels et/ou les industriels)

- 📍 Différenciation géographique
- 📈 Différenciation temporelle

**Figure 1 : Structure des tarifs de réseau européens**

Source : European Commission (2015), "Study on tariff design for distribution systems" Carte : FTI-CL Energy

- 1.2 La Figure ci-dessous compare les proportions entre la part proportionnelle à l'énergie soutirée et la somme des parts fixes et en capacité. On observe que les gestionnaires de réseaux de distribution qui tarifient le réseau de distribution notamment à la puissance souscrite recouvrent environ 50% de leurs coûts via la part fixe et/ou la part puissance. Ce ratio se situe entre 20% et 30% seulement pour la France, en fonction du type de consommateur concerné, sans prendre en compte les charges liées au comptage (entre 23% et 42% en les prenant en compte).



**Figure 2 : Part fixe/capacité des tarifs de distribution européens, 2015**

Note : Pour la France, l'étude a exclu les charges liées au comptage; en incluant ces charges, la part fixe/capacité pour les clients résidentiels – respectivement professionnels et PME – passe à 29% – respectivement à 42%.

Source: European Commission (2015), Study on tariff design for distribution systems

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final\\_revREF-E.PDF](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF)

- 1.3 L'étude des pratiques dans d'autres pays a permis d'observer une tendance vers une part abonnement ou puissance plus importante. Cette tendance est généralement motivée par une volonté de mieux refléter les coûts de réseaux, par nature plutôt constitués de coûts fixes, notamment dans un contexte de développement important de la production et du stockage décentralisés et de l'autoconsommation : régulateurs et gestionnaires de réseaux craignent qu'à termes, nombre de consommateurs (de 'prosumers') n'utilisent le réseau qu'en dernier recours ou ponctuellement, nécessitant de maintenir un réseau développé et de qualité, mais sans contribuer financièrement à hauteur des coûts qu'ils engendrent »



## 2. Pays dont la consommation est thermosensible

La France présente une thermosensibilité de sa consommation supérieure à la moyenne européenne. Cette situation justifie-t-elle une réduction du ratio puissance - énergie ?

La **Suède** présente à la fois la consommation la plus thermosensible d'Europe, par ménage ou par habitant, et une des part fixe + puissance les plus élevées d'Europe (79%, source European Commission, 2015, *Study on tariff design for distribution systems*).

Les deux pays les plus thermosensibles après la France, **l'Espagne et le Royaume-Uni**, ont pour l'un révisé très fortement à la hausse la part puissance (60%), tout en créant des barèmes saisonniers du tarif de distribution ; l'autre envisage une révision à la hausse de la part puissance et une méthode fondée sur les coûts marginaux.

Pays	Gradient/Population	Gradient/Ménage
Suède	44	86
France	30	70
Espagne	12	30
Royaume-Uni*	13	29

Figure 3 : Thermosensibilité (-W/Celsius/ménage ou -W/Celsius/habitant)

Sources :

- Thermosensibilité : SIA, 2014 <http://www.energie.sia-partners.com/20141112/consommation-electrique-en-europe-les-suedois-plus-thermosensibles-que-les-francais>
- Populations et ménages : Eurostat

Ces trois exemples montrent qu'un renforcement de la part puissance est compatible avec une forte thermosensibilité et constitue un signal recommandable.