



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

## **CONSULTATION PUBLIQUE N° 2020-007 DU 19 MARS 2020 RELATIVE A LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DES PROCHAINS TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE « TURPE 6 »**

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 1<sup>er</sup> août 2017 et le 1<sup>er</sup> août 2018 pour une durée d'application de 4 ans et 3 ans respectivement<sup>1</sup>. La formulation générale « TURPE 5 » dans la suite de la présente consultation publique se réfère aux principes en vigueur à la fois dans la délibération TURPE 5 HTB et dans la délibération TURPE 5 bis HTA-BT.

Les prochains tarifs dits « TURPE 6 » devraient donc entrer en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2021. Leur élaboration doit prendre en compte le contexte de transformation rapide du système énergétique, notamment :

- le développement de la production renouvelable décentralisée : les parcs de production éoliens et solaires, en grande majorité raccordés aux réseaux de distribution, ont augmenté de près de 10% en 2019<sup>2</sup>, pour atteindre respectivement une puissance installée de 16,5 GW et 9,4 GW ;
- le développement des bornes de recharge de véhicules électriques : le nombre et la puissance installée de ces points de recharge ont pratiquement doublé entre fin 2017 et fin 2019 : 276 000 bornes, totalisant une puissance de 1,87 GVA en septembre 2019, à comparer à 156 000 bornes et 1,01 GVA en septembre 2017 ;
- l'autoconsommation : les capacités de photovoltaïque en autoconsommation ont été multipliées par 4 environ depuis l'entrée en vigueur du TURPE 5 ;
- le nécessaire renouvellement des infrastructures lourdes, l'éolien en mer et les interconnexions.

En regard de ces enjeux, le déploiement des compteurs évolués offre de nouvelles possibilités : les 24 millions de compteurs Linky posés à ce jour par Enedis permettent une tarification plus fine du TURPE et de la fourniture sur des calendriers dédiés, le placement local des régimes d'heures creuses... Il contribue non seulement à une connaissance plus fine de l'usage du réseau par les différents utilisateurs, mais aussi au développement de nouvelles offres qui, d'un point de vue général, sont plus à même de représenter les coûts réels de l'énergie (qu'ils soient liés au réseau ou à la fourniture).

La production renouvelable, la mobilité électrique et l'autoconsommation vont encore accélérer leur développement pendant la période du tarif TURPE 6.

La structure tarifaire correspond à la façon dont les coûts de réseaux sont affectés auprès des différents types d'utilisateurs, au travers de différentes composantes tarifaires. Cette allocation vise à envoyer les bons signaux économiques aux différentes catégories d'utilisateurs pour optimiser les coûts des réseaux, à court et à long terme. La structure tarifaire est ainsi fondée sur le principe de reflet des coûts. Cette approche permet également de minimiser les subventions entre catégories d'utilisateurs et les effets néfastes qui pourraient en découler. Il s'agit de répercuter à chaque utilisateur les coûts qu'il génère en fonction de ses caractéristiques d'utilisation des réseaux, et de faire en sorte que celui qui adapte son comportement en sollicitant moins le réseau constate une économie de facture cohérente avec les baisses de coûts qu'il permet.

<sup>1</sup> Délibération de la CRE du 16 novembre 2017 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/turpe-htb3>) et Délibération de la CRE n° 2018-148 du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA et BT (<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-les-domaines-de-tension-HTA-et-BT>)

<sup>2</sup> Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2019, ADEEF, Agence ORE, Enedis, RTE, SER

L'envoi de signaux économiques pertinents, et notamment une allocation temporelle plus représentative de la réalité des coûts, est particulièrement nécessaire dans la période actuelle de transformation au cours de laquelle les consommateurs sont amenés à faire des choix d'investissements nouveaux, qui détermineront leur utilisation du réseau pendant de nombreuses années : travaux d'isolation, choix du mode de chauffage, installation de stockage, ou encore achat d'un véhicule électrique, avec ou sans pilotage de la charge.

Un des enjeux majeurs de la structure des tarifs TURPE 6 sera, à l'aide des possibilités ouvertes par le déploiement des compteurs évolués et des *smart grids*, d'accompagner ces nouveaux usages, de façon à permettre une coordination entre les choix des gestionnaires des réseaux et de leurs utilisateurs, consommateurs comme producteurs.

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 »). Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les acteurs de marché, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des opérateurs de réseaux et des acteurs de marché, la CRE a mené en mai 2019 une première consultation publique<sup>3</sup>. Cette consultation portait principalement sur les principes et enjeux de la structure, la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection. 37 réponses ont été reçues et publiées, le cas échéant dans une version occultant les éléments confidentiels, sur le site de la CRE.

La CRE publie aujourd'hui une nouvelle consultation publique sur la structure du TURPE, dont le principal objectif est de recueillir l'avis des acteurs sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE. Elle présente notamment les évolutions de méthode envisagées par la CRE pour construire la composante de soutirage du TURPE 6 ainsi que les grilles tarifaires qui en découleraient. La présente consultation publique reprend en outre certains sujets évoqués dans la consultation publique de mai 2019.

Les propositions faites dans ce document, menées en collaboration avec les gestionnaires de réseaux, s'appuient sur des données plus nombreuses (échantillons de consommateurs et caractéristiques des poches de réseaux) et une analyse plus détaillée des coûts des réseaux. Elles visent à identifier plus finement les différents inducteurs de coûts engendrés par l'utilisation du réseau, notamment au travers de la prise en compte d'un coût de desserte et l'utilisation de coûts marginaux. Les modifications de la méthode d'élaboration de la composante de soutirage envisagées par la CRE amèneraient à des évolutions des grilles, dont les plus notables seraient les suivantes :

- les versions tarifaires courtes utilisations (CU) connaîtraient une hausse des coefficients à la puissance, permettant de mieux refléter le coût de la desserte d'un utilisateur par le réseau, indépendamment de son utilisation, et une baisse des coefficients à l'énergie ;
- la différenciation temporelle entre les saisons et entre les heures de la journée serait ajustée afin de mieux correspondre à la réalité des profils de charge d'aujourd'hui. Cela se traduirait notamment par une baisse des tarifs en été ;
- dans le domaine de la basse tension inférieure ou égale à 36 kVA ( $BT \leq 36$  kVA), les options tarifaires à 4 plages temporelles remplaceraient en 2024 les options courte utilisation (CU) et moyenne utilisation à différenciation temporelle (MUDT) pour l'ensemble des utilisateurs équipés d'un compteur évolué.

La CRE a été particulièrement vigilante aux évolutions de facture générées par ces modifications. L'analyse de ces évolutions est également présentée dans cette consultation publique.

A la suite de la présente consultation, la CRE prévoit le calendrier suivant pour l'élaboration du TURPE 6 :

- été 2020 : troisième consultation publique sur la structure portant en particulier sur une éventuelle évolution de la composante d'injection ;
- octobre 2020 : consultation publique sur le niveau et le cadre de régulation ;
- fin 2020 : délibérations TURPE 6 (pré-CSE).

Paris, le 19 mars 2020

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

<sup>3</sup> 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 »

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 15 mai 2020, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE. **Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, il vous sera possible de générer grâce à la plateforme une version occultant ces éléments.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi. **En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

# SOMMAIRE

## CONSULTATION PUBLIQUE N° 2020-0007 DU 19 MARS 2020 RELATIVE A LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DES PROCHAINS TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE « TURPE 6 »..... 1

<b>1.</b>	<b>CONTEXTE ET ENJEUX.....</b>	<b>6</b>
1.1	UN SYSTEME ENERGETIQUE EN TRANSFORMATION .....	6
1.1.1	Une stabilisation de la consommation ne contredisant pas la nécessité de signaux à la pointe .....	6
1.1.2	Des changements structurants dans le parc de production ayant des implications pour les réseaux ..	8
1.1.3	Compteurs évolués, autoconsommation, véhicule électrique et stockage viennent transformer les modes d'utilisation du réseau .....	8
1.2	LES ENJEUX DE LA TARIFICATION DES RESEAUX.....	9
1.2.1	Principes de tarification des réseaux.....	9
1.2.2	Le reflet de l'horosaisonnalité des coûts de réseaux .....	10
1.2.3	Une juste répartition puissance/énergie.....	12
1.2.4	Des évolutions de facture maîtrisées .....	12
<b>2.</b>	<b>METHODE ENVISAGEE POUR DETERMINER LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DE TURPE 6 .....</b>	<b>13</b>
2.1	PRINCIPE GENERAL D'ALLOCATION DES COUTS.....	13
2.2	ETAPE 1 : ETUDE ECONOMETRIQUE DES COUTS D'INFRASTRUCTURE .....	14
2.2.1	Utilisation de données de réseau plus fines : les poches de réseau .....	14
2.2.2	Variables expliquant les coûts d'infrastructure.....	15
2.2.3	Fonction de coût .....	16
2.3	ETAPES 2 ET 2 BIS : REPERCUSSION DES COUTS A CHAQUE UTILISATEUR .....	16
2.3.1	Calcul des coûts marginaux à la puissance foisonnée et au nombre d'utilisateurs .....	16
2.3.2	Etape 2 : Répercussion du coût marginal d'un utilisateur supplémentaire .....	17
2.3.3	Etape 2 bis : Répercussion du coût marginal à la puissance foisonnée .....	17
2.4	ETAPE 3 : PRISE EN COMPTE DES COUTS ANNEXES .....	19
2.4.1	Coût des réserves .....	19
2.4.2	Coût des pertes.....	20
<b>3.</b>	<b>TARIFICATION DU SOUTIRAGE PAR NIVEAU DE TENSION .....</b>	<b>21</b>
3.1	EFFETS DE L'EVOLUTION DE LA METHODE .....	21
3.2	ENJEUX ET EVOLUTIONS SPECIFIQUES A LA HTB.....	23
3.2.1	Grilles HTB à iso-niveau 2019 et évolutions de facture associées .....	23
3.2.1.1	HTB 3.....	23
3.2.1.2	HTB 1 et HTB 2 .....	23
3.2.1.3	Evolutions de facture HTB.....	24
3.2.2	Placement local de la période de saison haute et des heures creuses HTB .....	25
3.3	ENJEUX ET EVOLUTIONS SPECIFIQUES A LA HTA ET A LA BT >36 .....	26
3.3.1	Grilles à iso niveau 2019 et évolutions de facture associées .....	26
3.3.1.1	Grilles HTA.....	26
3.3.1.2	Grilles BT > 36 kVA.....	27
3.3.1.3	Evolutions de facture.....	27
3.3.2	Option à pointe mobile HTA.....	29
3.4	ENJEUX ET EVOLUTIONS SPECIFIQUES A LA BT ≤ 36 KVA.....	29
3.4.1	Généralisation des tarifs à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA .....	29

3.4.2	Grilles BT ≤ 36 kVA à iso niveau 2019 et évolutions de facture .....	30
3.4.2.1	Grilles 2021 .....	30
3.4.2.2	Grilles 2024 .....	31
3.4.2.2.1	Consommateurs équipés de compteurs évolués .....	32
3.4.2.2.2	Traitement des utilisateurs sans compteurs évolués en 2024 .....	32
3.4.2.3	Evolutions de facture.....	33
3.4.3	Le placement local des régimes d'heures creuses .....	35
3.4.4	Dénivelés de puissance souscrite en BT ≤ 36 kVA.....	36
3.4.5	Règles de souscription des formules tarifaires d'acheminement .....	36
3.4.6	Tarifcation des autoconsommateurs .....	37
<b>LISTE DES QUESTIONS POSEES.....</b>		<b>38</b>

## 1. CONTEXTE ET ENJEUX

Dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, la CRE a engagé dès 2018 des travaux sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 6 »). Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les acteurs de marché, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des opérateurs de réseaux et des acteurs de marché, la CRE a mené une première consultation publique en mai 2019, soit plus de deux ans avant l'entrée en vigueur des tarifs TURPE 6, incluant ses analyses préliminaires sur la structure de ces tarifs, notamment sur la forme des grilles. Cette deuxième consultation publique a pour objet principal de soumettre aux acteurs de marché les premiers résultats des travaux de la CRE sur la composante de soutirage des tarifs TURPE 6.

A la suite de la présente consultation, la CRE prévoit le calendrier suivant pour l'élaboration du TURPE 6 :

- été 2020 : troisième consultation publique sur la structure portant en particulier sur une éventuelle évolution de la composante d'injection ;
- octobre 2020 : consultation publique sur le niveau et le cadre de régulation ;
- fin 2020 : délibérations TURPE 6 (pré-CSE).

### 1.1 Un système énergétique en transformation

La CRE reprend ci-après les éléments de contexte, toujours valables, déjà présentés dans sa consultation publique de mai 2019.

#### 1.1.1 Une stabilisation de la consommation ne contredisant pas la nécessité de signaux à la pointe

On constate depuis plusieurs années une stagnation de la consommation d'électricité. Ce phénomène s'explique par une amélioration de l'efficacité énergétique et de la maîtrise de la demande en énergie. Ainsi, dans le bilan prévisionnel 2017 de RTE, qui a servi de base pour l'élaboration de son SDDR<sup>4</sup> 2019, pour la première fois, l'intégralité des scénarios présentaient des trajectoires de consommation stables ou orientées à la baisse. Le bilan électrique 2019 de RTE met quant à lui en évidence une troisième année consécutive de légère baisse de la consommation d'électricité française (corrigée des aléas climatiques), qui atteint 473 TWh en 2019.

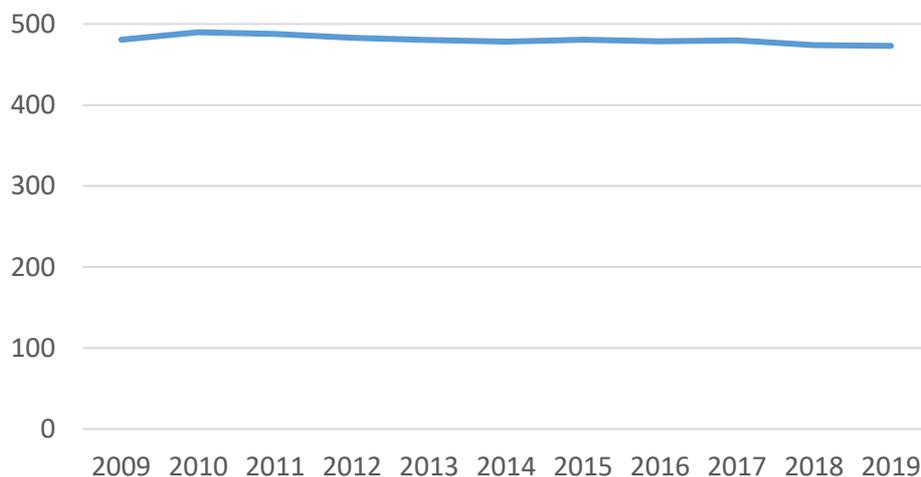


Figure 1 : évolution de la consommation d'électricité nationale en TWh corrigée des aléas climatiques (source : Statistiques de l'énergie électrique en France, Bilan électrique 2019, RTE)

En France, l'enjeu pour le réseau ne réside pas seulement dans la consommation d'électricité mais surtout dans la capacité à satisfaire la pointe de demande électrique.

<sup>4</sup> Schéma décennal de développement des réseaux

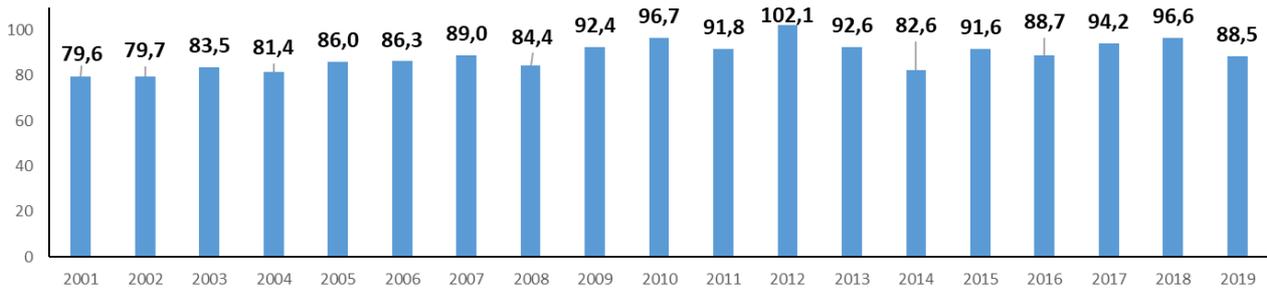


Figure 2 : évolution de la pointe de demande électrique nationale en GW (source : Open Data Réseaux Énergie). Source : portail open data réseaux-énergies, <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/pic-annuel-conso-brute/table/?sort=date>

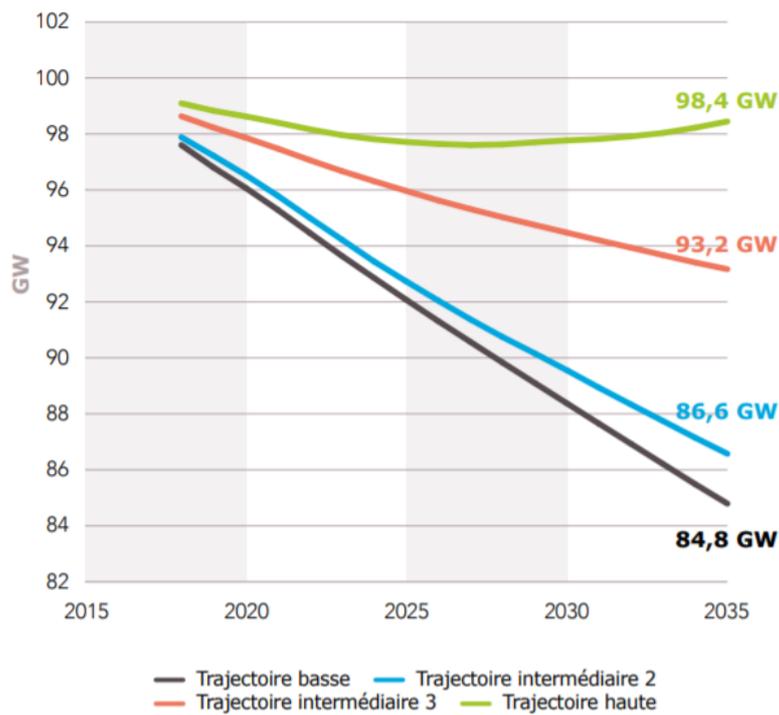


Figure 3 : prévision de l'indicateur de pointe « une chance sur 10 » (source : Bilan Prévisionnel de RTE 2017)

La pointe de consommation d'électricité est, en France, en grande partie générée par les usages thermosensibles, et notamment le chauffage électrique, responsables de 40 GW de soutirages lors du maximum de 102 GW atteint pendant l'hiver 2011-2012.

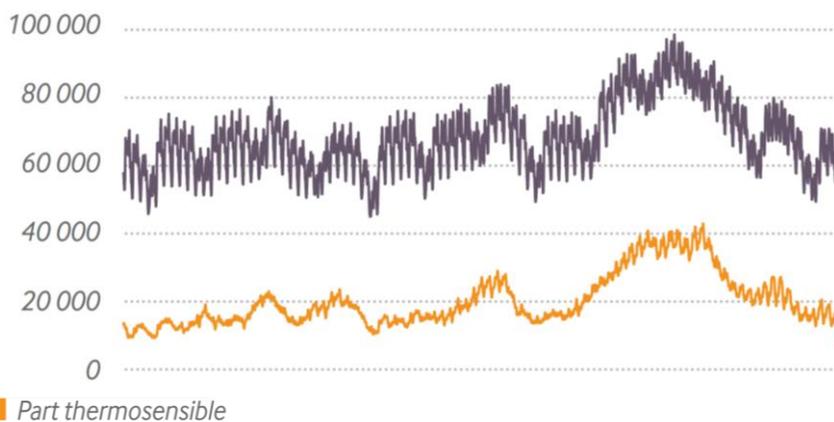


Figure 4 : Consommation nationale d'électricité et part thermosensible pendant l'hiver 2011-2012, en MW (source : RTE - Bilan électrique 2012)

Malgré les efforts d'efficacité énergétique, ces usages thermosensibles resteront, encore pour de nombreuses années, un des principaux facteurs de dimensionnement des réseaux électriques français, en particulier, dans le cas d'un transfert depuis les énergies fossiles vers le chauffage électrique, même si ce transfert se réalise via des pompes à chaleur plus économes que les solutions de chauffage par résistance électrique.

A cet effet pourrait s'ajouter celui des nouveaux usages liés à la transition énergétique et à la recharge des véhicules électriques qui auraient un impact modéré sur la consommation totale mais qui pourraient avoir des impacts majeurs sur la pointe si celle-ci était mal pilotée (cf. § 1.2.3). Il est à ce titre crucial que le tarif de réseaux exprime des signaux économiques reflétant les coûts de long terme induits par les utilisateurs les plus présents lors de la pointe afin d'en limiter les effets supportés par la collectivité.

### 1.1.2 Des changements structurants dans le parc de production ayant des implications pour les réseaux

Durant les dernières années, le développement des parcs de production éoliens et photovoltaïques s'est accéléré. Cette tendance devrait se poursuivre selon les objectifs définis par le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). RTE, dans son dernier bilan prévisionnel et SDDR, anticipe des changements structurants pour les dix prochaines années dans les parcs de production français et européen. Malgré l'électrification des usages, la consommation totale devrait stagner voire diminuer (cf. section précédente). Le mix électrique va néanmoins changer en profondeur, selon trois axes principaux : essor des énergies renouvelables (ENR), diminution de la part du nucléaire et arrêt des centrales à charbon.

Le projet de PPE prévoit notamment un doublement de la puissance du parc renouvelable, pour l'amener à plus de 100 GW en 2028, et un objectif de baisse à 50% de la part de production nucléaire dans le mix électrique à horizon 2035.

Cette transformation du parc de production pose de nouveaux défis et apporte de nouvelles opportunités aux gestionnaires de réseaux :

- d'une part, ces changements induisent de nouveaux besoins d'investissements dans les réseaux (raccordements et renforcements associés, nécessaires à l'évacuation de la production décentralisée qui ne pourrait être localement consommée) et de flexibilité à l'échelle locale ;
- d'autre part, ils peuvent contribuer à diminuer les flux sur les réseaux et à réduire les pertes, mais également constituer de nouvelles sources de flexibilité.

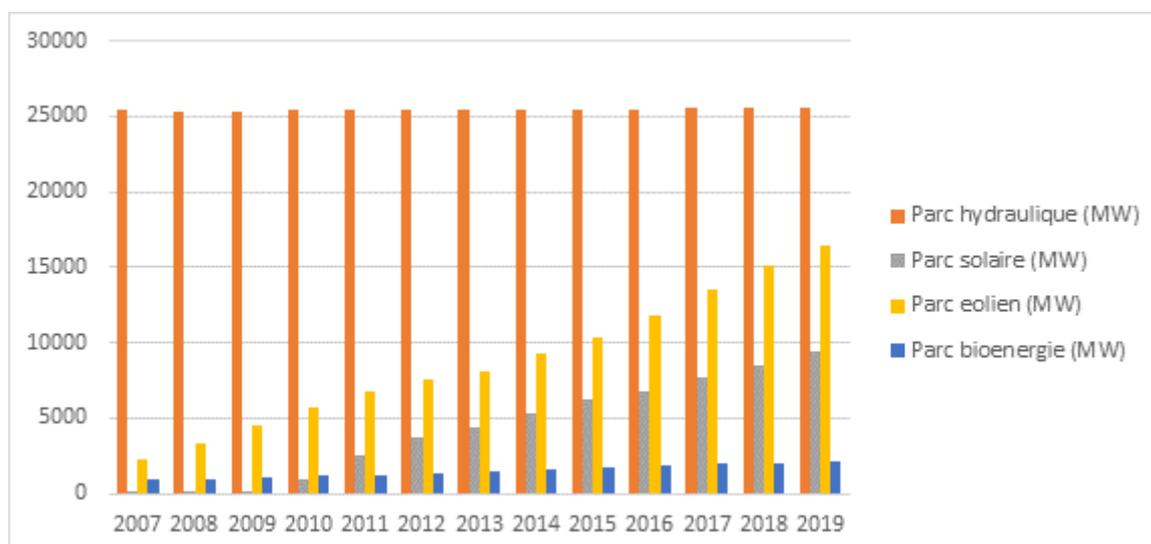


Figure 5 : évolution du parc de production français (hors nucléaire et fossiles). Source : portail open data réseaux-énergies <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/parc-prod-par-filiere/export/>

### 1.1.3 Compteurs évolués, autoconsommation, véhicule électrique et stockage viennent transformer les modes d'utilisation du réseau

Le parc de production d'électricité n'est pas le seul aspect en mutation du système électrique : de nouvelles technologies en cours de déploiement en aval des réseaux ouvrent de nouvelles possibilités. Les consommateurs, qui peuvent désormais être amenés à injecter de l'électricité dans les réseaux, sont plus proactifs que par le passé et

plus sensibles aux signaux économiques qui leur sont envoyés. Le rôle de la structure tarifaire est donc renforcé : les nouveaux usages pourront constituer un nouveau gisement de flexibilité du système électrique ou un vecteur de coûts supplémentaires pour la collectivité, selon la pertinence des signaux tarifaires qui seront envoyés aux utilisateurs et la façon dont ces derniers les prendront en compte pour adapter leurs comportements.

Parmi ces innovations, les **compteurs évolués**, dont le déploiement sera globalement achevé en 2021 sur le réseau d'Enedis, et en 2024 sur celui des entreprises locales de distribution (ELD), permettent aux consommateurs d'avoir accès à leurs données fines de consommation et de les transmettre à leurs fournisseurs ou à d'autres tiers pertinents. Les compteurs évolués facilitent les efforts d'efficacité énergétique et permettent le pilotage intelligent de la consommation. Ces compteurs ont permis l'introduction d'un tarif de réseau à quatre plages temporelles, mais ils offrent d'autres ressources : possibilité d'activation d'un calendrier tarifaire spécifique au fournisseur lui permettant de proposer des offres innovantes, possibilité d'associer ce calendrier tarifaire à des contacts secs<sup>5</sup> afin de piloter les usages à distance, etc.

Du fait de la forte baisse de ses coûts, le **stockage par batterie**, éventuellement associé à des moyens de production décentralisés, peut désormais constituer une source de flexibilité pour le système électrique. La CRE a à ce titre publié en octobre 2019 une feuille de route sur le stockage, visant à lever les éventuels freins au développement du stockage.

Le développement des **véhicules électriques** pourrait générer de nouvelles contraintes locales pour le réseau de distribution, qui doit préparer le déploiement des bornes de recharge et adapter le cas échéant ses infrastructures pour faciliter le développement à grande échelle des véhicules électriques. En octobre 2018, la CRE a publié un rapport intitulé « Les réseaux électriques au service des véhicules électriques »<sup>6</sup> dont l'une des conclusions est que le système électrique est capable d'absorber un nombre très important de véhicules électriques, à condition que leurs recharges n'aient pas lieu majoritairement à la pointe de consommation. D'après les gestionnaires de réseaux, l'appel de puissance des véhicules électriques pourrait à terme s'élever à un maximum de 14 GW dans le scénario le plus ambitieux et en l'absence de pilotage intelligent des recharges. Le pilotage de cet appel de puissance constituera un enjeu crucial pour l'optimisation des investissements dans les réseaux. Bien exploités, les véhicules électriques pourraient même rendre des services aux gestionnaires de réseaux en contribuant aux services système au niveau national (réglage de la fréquence ou autres services).

Le développement de l'**autoconsommation individuelle**, qui pourrait représenter environ 10 GW de puissance installée en 2035 selon RTE, est encore limité en France. L'autoconsommation pourrait amener une diminution significative des soutirages sur les réseaux, notamment durant les après-midi d'été. Plus généralement, la part croissante de la production décentralisée dans le parc de production, le développement de l'autoconsommation, des bâtiments à énergie positive et des éco-quartiers pourraient conduire à une baisse des soutirages totaux du point de vue des réseaux de distribution et par conséquent des soutirages vus du réseau de transport.

Enfin, l'ordonnance de juillet 2016 sur l'autoconsommation<sup>7</sup> a introduit la notion d'« **autoconsommation collective** », qui permet à des producteurs et consommateurs d'échanger de l'énergie dans un cadre réglementaire allégé. Ces communautés locales, associant producteurs et consommateurs d'une même zone, pourraient permettre un pilotage des consommations, afin de synchroniser, à la maille du quartier, la production et la consommation. De tels regroupements pourraient alors générer une baisse de l'utilisation des réseaux amont et donc des coûts associés par rapport à une situation sans pilotage. Comme elle l'a rappelé dans sa délibération du 7 juin 2018, la CRE doit s'assurer que le TURPE tient compte des bénéfices que l'autoproduction apporte aux réseaux, mais aussi des surcoûts éventuels liés aux injections non consommées localement.

Toutes les tendances ici décrites (cf annexe 1) auront un effet sur l'utilisation des réseaux, et donc à terme, affecteront leurs coûts de façon positive ou négative. Il est donc nécessaire de s'assurer que la structure des tarifs reflète correctement les coûts et bénéfices associés à ces nouveaux usages.

## 1.2 Les enjeux de la tarification des réseaux

### 1.2.1 Principes de tarification des réseaux

Les textes en vigueur imposent à la CRE de construire un TURPE respectant plusieurs principes fondamentaux extrêmement forts :

- **Timbre-poste** : la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- **Péréquation tarifaire** : les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;

<sup>5</sup> Le contact sec d'un compteur évolué est un interrupteur, qui permet de mettre en marche ou d'arrêter à distance l'équipement électrique que l'on y connecte, par exemple sur la base du calendrier tarifaire.

<sup>6</sup> <https://www.cre.fr/Actualites/Les-reseaux-electriques-au-service-des-vehicules-electriques>

<sup>7</sup> Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité

- **Non-discrimination** : en particulier, la tarification doit refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- **Horo-saisonnalité** : conformément à l'article L. 341-4 du code de l'énergie, « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local.* ».

Dans ce cadre, la CRE considère qu'afin de répondre au mieux aux attentes des différentes parties prenantes, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent concilier les critères suivants :

- **Efficacité** : un signal tarifaire reflétant au mieux les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet d'optimiser les besoins d'investissements à long terme car cette information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements différents de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;
- **Lisibilité** : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. Les coûts du réseau varient dans le temps et dans l'espace, en fonction des congestions, du volume et du coût des pertes occasionnées. Un tarif reflétant parfaitement les coûts serait donc différent à chaque heure et en chaque point du réseau. Un tel tarif n'est pas envisageable, car trop complexe : il serait peu lisible et les coûts d'implémentation liés à sa mise en place dépasseraient vraisemblablement les bénéfices apportés. La structure tarifaire est définie de manière à atteindre le juste équilibre entre le reflet des coûts pour le réseau des décisions d'investissement et d'exploitation de l'ensemble des acteurs (producteurs, consommateurs ou stockeurs) et la lisibilité des tarifs à travers un nombre limité de coefficients tarifaires pertinents ;
- **Faisabilité** : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. L'exemple le plus significatif de ce critère est que les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis ;
- **Acceptabilité** : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de facture pour tout ou partie des utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires actuelles ne reflètent qu'imparfaitement les coûts de réseau. Les modifications introduites par un nouveau tarif doivent être progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions du TURPE. En outre, les évolutions de structure ne doivent pas conduire à des modifications de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

Ces principes, inchangés depuis le TURPE 5, ont été à nouveau soumis à l'appréciation des parties prenantes dans la consultation publique de la CRE de mai 2019. Les répondants s'y sont révélés largement favorables, confortant cette approche pour le prochain tarif.

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

### 1.2.2 Le reflet de l'horsaisonnalité des coûts de réseaux

Les coûts générés par l'utilisation des réseaux varient substantiellement en fonction de la période durant laquelle le réseau est sollicité. En effet, de façon schématique, l'augmentation de la consommation lorsque le réseau est peu utilisé n'induit qu'un surcoût lié à l'accroissement des pertes principalement, alors qu'une augmentation de la consommation lorsque le réseau est chargé peut générer des congestions et induire des besoins de renforcement du réseau.

Ainsi, les réseaux sont principalement dimensionnés pour permettre les transits d'énergie pendant la pointe locale (pointe de la poche de réseau considérée). Ainsi, les coûts de ces réseaux dépendent pour une part significative de la puissance transitée pendant les heures les plus chargées. Comme l'illustre la figure suivante, ces périodes les plus chargées ont principalement lieu en hiver.

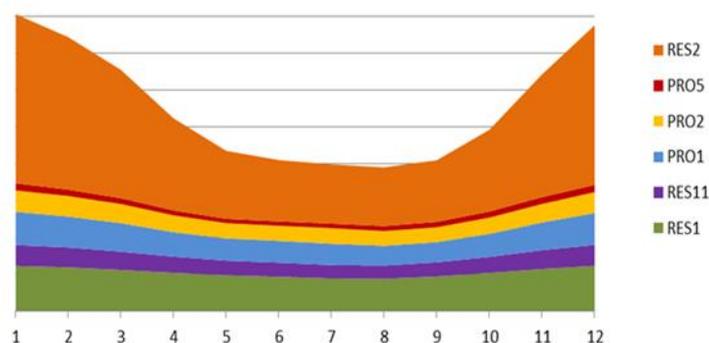


Figure 6 : répartition en base 100 de la consommation française d'électricité des points de livraison raccordés en BT <36 kVA par mois et par segment (source : Enedis)

Ce phénomène est reflété par l'horosaisonnalité des tarifs : des tarifs différenciés selon l'heure de la journée et la période de l'année signalent aux utilisateurs qu'ils ne contribuent pas aux coûts des réseaux à même hauteur selon le moment de la sollicitation. En incitant à adapter leurs usages pour optimiser leurs factures individuelles, ce système de tarif permet de coordonner de façon conjointe les décisions d'exploitation et d'investissements des gestionnaires de réseaux et des utilisateurs. Il contribue ainsi à une meilleure efficacité économique pour la collectivité dans son ensemble. Cette approche a été employée historiquement, avec succès, sous la forme des offres de fourniture intégrées « heures pleines/heures creuses » afin de limiter les appels de charge les plus importants en début et en fin de journée et lisser ainsi la charge au niveau national au sein d'une journée. Le comportement des utilisateurs s'est adapté, directement ou non (par exemple avec la généralisation de l'asservissement des ballons d'eau chaude) à ce type de signaux tarifaires, générant sur le long terme d'importantes économies sur le dimensionnement du système électrique français.

La CRE avait procédé dans le TURPE 5 à une modernisation des grilles tarifaires, vers un modèle, résumé dans le tableau ci-dessous, dans lequel les utilisateurs en haute tension (HTB et HTA) se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles, et les utilisateurs en basse tension un tarif à 4 plages temporelles, fonction des saisons et des heures, avec des versions dépendant de la durée d'utilisation.

	Heures chères		Heures peu chères		
	Heures de pointe	Heures Pleines d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver	Heures Pleines d'Eté	Heures Creuses d'Eté
HTB	✓	✓	✓	✓	✓
HTA	✓	✓	✓	✓	✓
BT		✓	✓	✓	✓

Tableau 1 : Regroupement des heures de l'année retenu en TURPE 5, en fonction des niveaux de tension et des coûts induits (CRE)

Deux exceptions subsistent toutefois :

- le cas du domaine de tension HTB 3, tarifé à l'énergie sans différenciation temporelle : les flux transitant sur les axes du réseau à 400 kV (HTB 3) résultent d'un foisonnement très important et des déséquilibres régionaux offre-demande<sup>8</sup>, si bien que les différents ouvrages de ce réseau sont sollicités selon des profils différents du profil national. En l'absence de différence suffisamment stable et uniforme de ces flux entre plages temporelles, l'approche retenue dans le TURPE 5 consistant en une tarification sans différenciation temporelle semble toujours adaptée ;
- sur le domaine basse tension ≤ 36 kVA (particuliers et petits professionnels) : des options à 4 plages temporelles ont été introduites depuis le TURPE 5. En raison de la proportion encore limitée de compteurs Linky déployés pendant la période du TURPE 5 et dans un souci de progressivité des évolutions, la CRE a maintenu dans TURPE 5 les options sans différenciation saisonnière Courte Utilisation (CU, ou Base) et Moyenne Utilisation à Différenciation Temporelle (MU DT, ou Heures Pleines/Heures Creuses). Comme elle

<sup>8</sup> Les flux transitant en HTB3 résultent également des dynamiques d'imports et d'exports d'électricité aux frontières, pour partie indépendantes des comportements des usagers des réseaux français.

l'a indiqué dans sa première consultation publique relative à la structure du TURPE 6, la CRE envisage de poursuivre sa démarche d'amélioration des signaux tarifaires en généralisant les options à 4 plages temporelles, afin que tous les utilisateurs se voient appliquer un signal économique, en particulier à la différenciation des coûts induits par les appels de puissance d'été et d'hiver.

Dans sa consultation publique de mai 2019, la CRE a proposé de maintenir la forme générale des grilles telle que présentée ci-dessus, indiquant qu'à la suite de l'harmonisation des grilles tarifaires instaurée par le TURPE 5, les grilles en vigueur constituent un bon équilibre entre les principes de tarification. Les répondants s'y sont révélés largement favorables.

### **1.2.3 Une juste répartition puissance/énergie**

La nécessité de fixer *ex ante* un tarif lisible et cohérent amène à effectuer des simplifications, tout en gardant l'objectif de limiter la pointe lors des périodes critiques pour le réseau.

La tarification à la puissance souscrite incite chaque utilisateur à limiter sa pointe annuelle et permet de ce fait de limiter les synchronisations d'usages, en particulier lors des périodes critiques pour les réseaux, mais pas uniquement. Par exemple, l'activation conjointe généralisée dans une poche de réseau résidentielle des ballons d'eau chaude et de la recharge des véhicules électriques lors du passage en heures creuses pourrait générer de nouvelles contraintes pour les réseaux. Toutefois, un tarif répercutant l'ensemble des coûts à la puissance souscrite serait contre-productif et induirait des transferts entre utilisateurs. En effet, les utilisateurs ne sont pas tous présents exactement de la même façon aux heures les plus chargées : ceux présents le plus longtemps pendant les périodes coûteuses génèrent logiquement plus de coûts que ceux présents pendant seulement une partie de ces dernières.

Un des enjeux de la structure tarifaire consiste à trouver le juste équilibre entre tarification à la puissance et à l'énergie.

### **1.2.4 Des évolutions de facture maîtrisées**

Si l'envoi de signaux économiques est nécessaire pour maîtriser les coûts de réseaux et donc les factures sur le long terme, la CRE accorde également une vigilance particulière à l'acceptabilité des tarifs et donc aux évolutions de facture associées aux modifications de la structure tarifaire qu'elle envisage.

Pour les utilisateurs ayant souscrit une offre de fourniture intégrée, les signaux tarifaires relatifs aux réseaux ne sont pas nécessairement intégralement transmis dans le prix facturé au consommateur. En effet, le prix facturé aux consommateurs est composé de la fourniture, des prélèvements obligatoires et d'un montant couvrant l'acheminement, correspondant à la moyenne des options du TURPE envisagées pour la catégorie de clients souscrivant l'offre. Par ailleurs, le signal tarifaire véhiculé par l'offre intégrée de fourniture n'est pas nécessairement calé sur le même calendrier que le signal tarifaire du TURPE<sup>9</sup>.

De façon similaire, les tarifs réglementés de vente (TRV), construits par empilement, intègrent pour chaque option de TRV une brique « TURPE moyen optimisé », ne reflétant pas nécessairement les signaux tarifaires transmis par l'option tarifaire du TURPE souscrite pour chaque consommateur.

Pour les raisons évoquées ci-dessus, l'évolution envisagée des signaux tarifaires véhiculés par le TURPE ne conduira pas à court terme à des conséquences trop importantes ou brutales en termes de facturation pour les utilisateurs des réseaux, mais incitera toutefois les fournisseurs à progressivement les prendre en compte dans la forme de leurs offres, et ainsi de générer des économies de réseaux substantielles, qui seront captées par la collectivité sur le long terme.

<sup>9</sup> A titre d'illustration, en BT ≤ 36 kVA, le compteur Linky offre deux calendriers : le « calendrier GRD » permet de diviser la période de facturation du TURPE en 4 plages temporelles, tandis que le « calendrier fournisseur » permet aux fournisseurs de facturer leurs clients sur 10 plages temporelles distinctes.

## 2. METHODE ENVISAGEE POUR DETERMINER LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DE TURPE 6

Les travaux engagés pour la préparation du TURPE 5 s'agissant de la composante de soutirage avaient conduit à améliorer l'allocation des coûts en prenant notamment mieux en compte la différenciation des coûts unitaires de réseaux, en fonction de la temporalité. Les modifications apportées à l'allocation des coûts s'étaient alors fondées sur de nouvelles données de consommation, affinées car issues d'utilisateurs réels (intégralité des utilisateurs HTB, échantillon important d'utilisateurs HTA et BT). Les données relatives aux réseaux étaient en revanche construites, d'une part, à partir d'une modélisation simplifiée des coûts des infrastructures de réseau, considérant que ceux-ci augmentent de façon linéaire avec la pointe des soutirages à l'échelle nationale, et, d'autre part, d'une prise en compte du foisonnement à l'échelle nationale.

Les travaux engagés pour TURPE 6, présentés ci-après, ont pour objectif d'améliorer cette modélisation en se fondant sur des données de réseaux plus robustes, permettant de renforcer la précision de la méthodologie utilisée. Les gestionnaires de réseaux ont en particulier transmis à la CRE des données beaucoup plus précises s'agissant de la description de leurs réseaux. Ainsi, la CRE a pu fonder ses travaux sur la quantité d'ouvrages effectivement présente dans chaque poche de réseau<sup>10</sup> et les courbes de charge des postes sources HTB-HTA en tête de chacune de ces poches (et non d'une unique courbe de charge nationale). Cette amélioration permet, d'une part, de mieux prendre en compte les effets d'échelle du réseau (doubler la capacité d'un ouvrage ne revient pas à doubler les coûts) et, d'autre part, les effets locaux (tous les ouvrages de réseau n'ont pas la même pointe à la même heure).

Par ailleurs, l'échantillon d'utilisateurs HTA et BT utilisé est amélioré par rapport à celui utilisé lors des travaux TURPE 5 (43 000 points de livraisons dans les simulations de soutirages basse tension du TURPE 6, contre 3 000 dans le TURPE 5) et sera donc plus représentatif de la forme de la consommation réelle des consommateurs.

La méthodologie envisagée à ce stade pour TURPE 6, présentée ci-après, s'inscrit dans la continuité de la méthode TURPE 5, tout en raffinant certaines étapes de calcul (prise en compte d'un coût de desserte, coût marginal plutôt que coût incrémental moyen, forme de la fonction de coût, affectation des coûts des pertes et des réserves suivant la matrice des flux ...). Elle s'efforce par ailleurs de respecter les principes généraux (efficacité, lisibilité, faisabilité, acceptabilité) rappelés précédemment, auxquels les acteurs se sont montrés globalement favorables. Les grilles tarifaires résultant de cette méthodologie sont présentées en annexe.

### 2.1 Principe général d'allocation des coûts

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts à chaque utilisateur, de manière à ce que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux le coût de réseau qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité dans l'évolution des tarifs. Ce principe permet de transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux.

La méthode que la CRE envisage de mettre en œuvre dans TURPE 6, fondée sur les données plus fines transmises par les gestionnaires de réseaux sur leurs coûts, leurs réseaux et les consommations, est fondée, pour les niveaux de tension HTB 1 et 2, HTA et BT, sur les grandes étapes suivantes :

- Etape 1- étude économétrique des coûts d'infrastructure : cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données de chaque poche de réseaux, à :
  - o reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
  - o déterminer les variables étant le plus à même d'expliquer ces coûts ;
  - o en déduire une fonction de coût, permettant d'obtenir des coûts marginaux dépendant des différents inducteurs de coûts.
- Etapes 2 et 2 bis : pour les deux principaux inducteurs de coûts sélectionnés (nombre d'utilisateurs et puissance « foisonnée » transitant dans chaque poche), l'étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue ;
- Etape 3 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (pertes, réserves, ...) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

L'allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension amont (cascade des coûts).

<sup>10</sup> Groupement d'ouvrages de réseau unis par leur proximité, en termes d'impédance, à un transformateur amont.

Pour le réseau HTB3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées. En effet, comme déjà indiqué au paragraphe 1.2.2, le réseau HTB 3 présente des particularités qui conduisent à refléter les coûts induits par les soutirages sous la forme d'un tarif à l'énergie, sans différenciation temporelle ni coefficient à la puissance souscrite. Les coûts d'infrastructures du réseau HTB 3 représentent 0,26 c€ par kWh transité sur ce domaine de tension.

Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

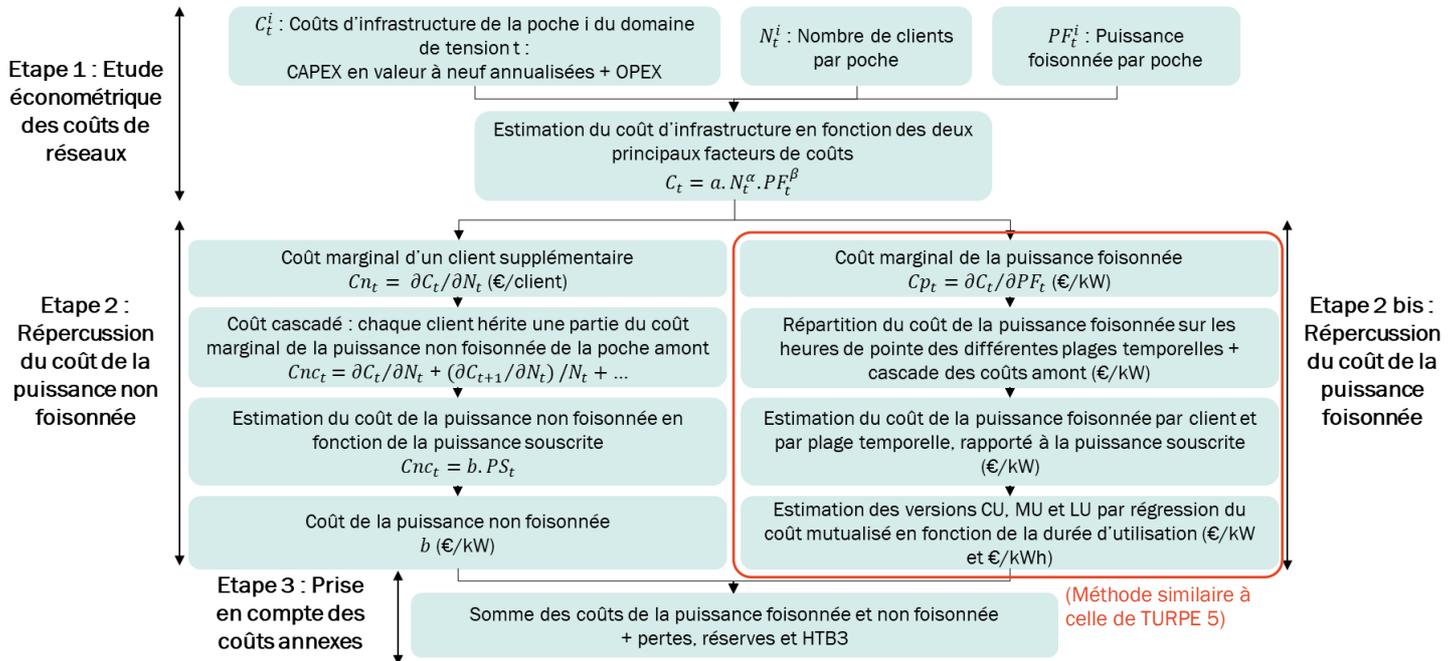


Figure 7 : étapes de la méthode envisagée pour TURPE 6

## 2.2 Etape 1 : Etude économétrique des coûts d'infrastructure

La méthode de calcul qui a été utilisée pour la structure de TURPE 5 présente un certain nombre de particularités qui ont été introduites en réponse notamment au manque de détails disponible à l'époque sur les données de coûts d'infrastructure au niveau local :

- la maille observée est nationale ;
- les coûts d'infrastructure sont supposés entièrement expliqués par la capacité du réseau du domaine de tension considéré ;
- selon la fonction de coût implicite du TURPE 5, les coûts sont supposés strictement proportionnels à la capacité du réseau ;
- le nombre d'utilisateurs est supposé ne pas influencer sur les coûts ;
- le tarif ne vise pas à refléter le coût marginal mais le coût horaire incrémental moyen.

Les travaux réalisés en amont du TURPE 6 ont permis d'estimer les coûts d'infrastructure à l'échelle locale (raisonnement à l'échelle des poches de réseaux, par niveau de tension), ce qui permet de définir un coût incrémental à la pointe en fonction du développement local du réseau. Ces données plus fines doivent permettre de répercuter plus précisément, dans les différentes versions tarifaires, les coûts correspondant aux différentes utilisations du réseau.

### 2.2.1 Utilisation de données de réseau plus fines : les poches de réseau

Une poche de réseau regroupe l'ensemble des ouvrages de réseau d'un domaine de tension connectés en aval d'un poste de transformation. En cas de connexion à plusieurs postes amont, l'ouvrage est associé au plus proche selon la distance électrique. Chaque poche représente ainsi un ensemble d'ouvrages de réseau cohérent localement. Le nombre de poches pour chaque niveau de tension dépend directement du nombre de postes de transformation entre les niveaux de tension. Schématiquement, on peut représenter le réseau de la manière suivante :

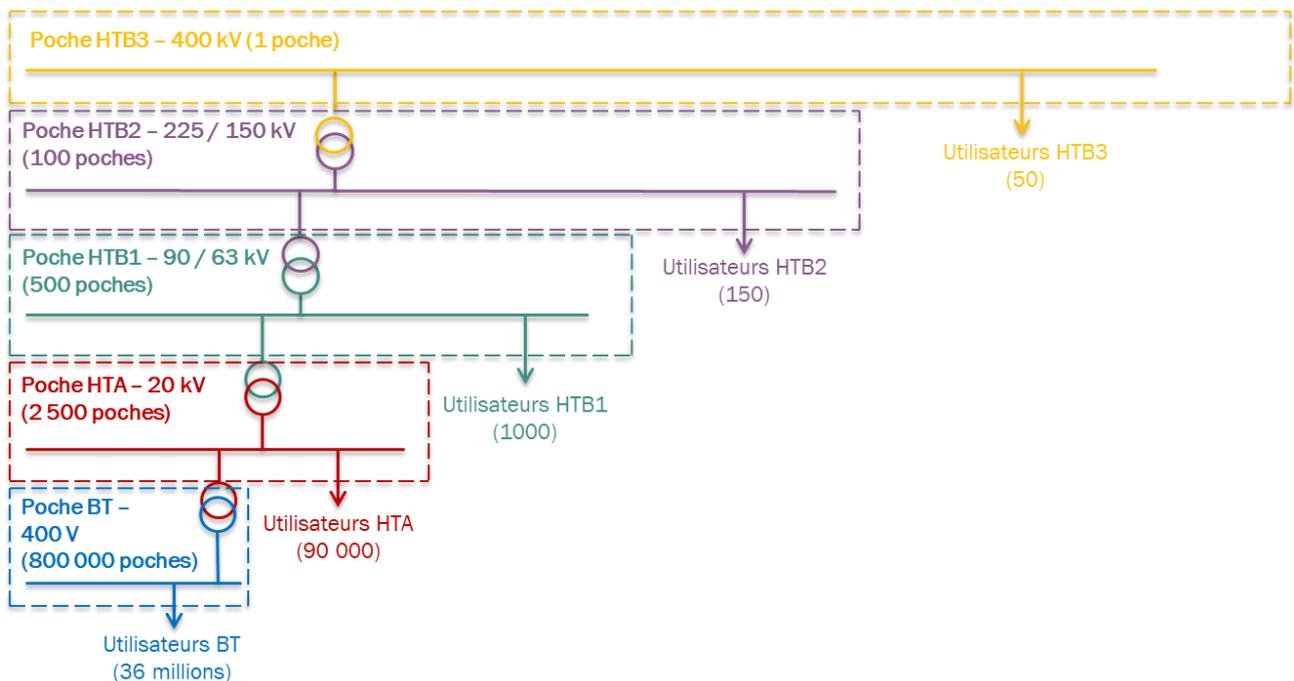


Figure 8 : découpage du réseau en poches (ordres de grandeur)

Pour chaque poche, les gestionnaires de réseaux ont fourni de nombreuses données : quantités d'ouvrages, nombre et caractéristiques des utilisateurs raccordés, indicateurs topologiques et de densité, courbes de charge, etc.

Ces données permettent de reconstituer le coût annualisé de chaque poche et d'expliquer économétriquement ces coûts par les différentes variables issues des données fournies pour chaque poche (par exemple nombre d'utilisateurs, somme des puissances souscrites, puissance maximale transitée dans la poche, volume d'énergie transitée au cours de la pointe, densité...).

Le coût normatif d'une poche de réseau est calculé comme la somme de l'annuité des valeurs à neuf des actifs, et des coûts d'exploitation répartis au prorata des valeurs d'actifs.

Le coût d'une poche de réseau est directement lié aux caractéristiques techniques des ouvrages : le domaine de tension, la longueur des liaisons et la capacité des liaisons et des postes.

### 2.2.2 Variables expliquant les coûts d'infrastructure

Le coût d'une poche de réseau est en partie expliqué par les caractéristiques des utilisateurs qui y sont raccordés. Il est également sensible à d'autres facteurs qui ne dépendent pas des caractéristiques des utilisateurs :

- variables géographiques comme le degré d'urbanisation, la nature du terrain, ou encore le climat ;
- et variables historiques telles que le dynamisme de la région et les choix de planification du gestionnaire de réseaux.

Domaine	Nombre de poches	Coût total (M€)	Puissance max asynchrone (MW)	Nombre d'utilisateurs ou de poches du niveau de tension inférieur	Coût moyen de la Pmax (€/kW)	Coût moyen par utilisateur (€)	Puissance max asynchrone moyenne par poche (MW)	Nombre d'utilisateurs moyen par poche	Puissance moyenne par utilisateur (kW)
HTB2	107	1 420	122 345	879	11,6	1 699 263	1 143	8,2	27 283
HTB1	446	1 794	94 325	3 146	19,0	808 683	211	7,1	20 846
HTA	2143	5 265	88 652	92 000	59,4	5 992	41	43,0	360
BT	787 500	6 081	70 900	36 400 000	85,7	167	0,1	46,2	9

Tableau 2 - Données considérées par poche dans l'analyse économétrique

L'analyse économétrique menée par la CRE montre que le coût d'une poche du réseau dépend principalement de la **puissance de pointe foisonnée**<sup>11</sup> (**puissance foisonnée**) et du **nombre d'utilisateurs** de chaque poche.

Des variables de contrôles ont également introduites : pour toute la haute tension, la surface de desserte ; en HTA ont également été pris en compte la puissance de production et la densité.

D'autres variables peuvent être considérées, mais n'ont pas été retenues par la CRE, pour les raisons suivantes :

- les variables exogènes (type d'habitat, etc.) améliorent le pouvoir explicatif du modèle, mais n'apportent pas nécessairement d'information au tarificateur. Leur utilisation peut dans certains cas se révéler contre-productive, si elles sont corrélées à la puissance de pointe, car elles vont amoindrir les coefficients des variables à tarifier, sans être tarifées elles-mêmes ;
- les caractéristiques de consommation agrégée des utilisateurs d'une poche, telles que la somme des puissances souscrites et la somme de l'énergie soutirée, sont trop corrélées entre elles et avec la puissance foisonnée pour apporter une information significative dans le cadre de la fonction de coût.

Par ailleurs, les domaines de tension HTB 1 et HTB 2 ont été traités comme un seul domaine de tension en raison de la fonction qu'ils assurent en tant que de réseau de répartition.

### 2.2.3 Fonction de coût

La sensibilité des coûts d'infrastructure aux caractéristiques des utilisateurs est quantifiable avec une fonction de coût de type Cobb-Douglas. Les paramètres de cette fonction sont directement issus de l'analyse économétrique des coûts par poche.

$$C_{pi} = A \cdot N_i^\alpha \cdot PF_{pi}^\beta$$

Avec  $C_{pi}$  le coût d'infrastructure de la poche  $i$  ;

$N_i$  le nombre d'utilisateurs de la poche  $i$  ;

$PF_i$  la puissance foisonnée de la poche  $i$  ;

$A$  un coefficient de dimension caractéristique des variables retenues ;

$\alpha$  l'élasticité du coût au nombre d'utilisateurs ;

$\beta$  l'élasticité du coût à la puissance foisonnée.

	élasticité du coût au nombre d'utilisateurs	élasticité du coût à la puissance foisonnée
HTB	0,20	0,32
HTA	0,12	0,37
BT	0,13	0,39

**Tableau 3 : élasticités des coûts d'infrastructure au nombre d'utilisateurs et à la puissance foisonnée**

Les résultats mettent en évidence des économies d'échelle caractéristiques des industries de réseaux, les coefficients apparaissant dans le tableau ci-dessus étant nettement inférieurs à un. Plus le réseau est développé, moins le développement supplémentaire de réseau est coûteux.

En comparaison à la méthode utilisée pour le TURPE 5, la fonction de coût, telle qu'envisagée à ce stade pour TURPE 6, permet de raffiner la sensibilité des coûts d'infrastructure à l'utilisation qui en est faite en prenant en compte le niveau de développement de chacune des poches de réseau.

## 2.3 Etapes 2 et 2 bis : Répercussion des coûts à chaque utilisateur

### 2.3.1 Calcul des coûts marginaux à la puissance foisonnée et au nombre d'utilisateurs

La CRE a rappelé, dans la délibération du TURPE 5, que le signal économique le plus efficace, selon la théorie économique, est fondé sur le principe du coût marginal, qui revient à faire payer les coûts de développement des réseaux aux utilisateurs soutirant aux heures critiques pour le réseau qui, dans le cas du réseau électrique, sont très majoritairement en hiver. La CRE n'avait pas retenu une telle tarification pour le TURPE 5, d'une part, car

<sup>11</sup> La définition de la puissance foisonnée vise à reproduire schématiquement les décisions de dimensionnement des gestionnaires de réseaux. En HTB et en HTA, où le réseau est généralement redondant, la CRE a retenu la puissance lors de la 1752<sup>ème</sup> heure la plus chargée de chaque poche. Cette puissance, dépassée 20% du temps en moyenne, correspond typiquement à la pointe dimensionnante d'une poche haute tension, conçue pour garantir, la plupart du temps, l'alimentation en cas de défaillance d'un ouvrage. La valeur déterminée pour la HTB a été retenue pour la HTA.

En BT, le réseau n'étant généralement pas redondant, les poches BT sont conçues pour garantir l'alimentation en situation de réseau complet, compte tenu des aléas de consommation. La pointe dimensionnante est caractérisée par une durée plus courte. La CRE a retenu une durée de 500 heures pour ce domaine de tension.

certaines données étaient alors manquantes, d'autre part, pour assurer la meilleure continuité avec le TURPE 4. La CRE avait retenu pour le TURPE 5 un coût incrémental moyen.

La CRE a indiqué dans sa consultation publique de mai 2019, qu'elle envisageait, pour TURPE 6, de se rapprocher d'un principe de tarification fonction du coût marginal, sous réserve de la faisabilité d'une telle évolution.

Les acteurs se sont montrés globalement favorables à une tarification au coût marginal afin d'envoyer un signal économique plus efficace aux utilisateurs de réseau. Certains acteurs ont émis des réserves sur les conséquences d'une telle méthodologie, qui ne serait pas souhaitable si elle induisait de fortes augmentations de facture pour les ménages fragiles ou thermosensibles.

La poursuite des travaux menés par la CRE a confirmé qu'une tarification fondée sur des calculs de coûts marginaux semble pertinente pour le TURPE 6 pour les raisons suivantes :

- l'évolution rapide à venir des usages des réseaux soulève des enjeux considérables d'investissements dans de nouvelles infrastructures, qui pourraient être plus ou moins bien maîtrisés en fonction de la façon dont les nouveaux appareils seront utilisés ;
- les données plus fines de réseau recueillies auprès des GRT permettent d'envisager une telle tarification ;
- les évolutions de facture pour les utilisateurs de réseau restent très limitées même pour les utilisateurs les plus thermosensibles. La nouvelle méthode inciterait chacun à adopter un meilleur comportement vis-à-vis du réseau sans pour autant fortement pénaliser les utilisateurs ne pouvant pas adapter leurs comportements.

L'étape suivante de la méthode, telle qu'envisagée à ce stade, consiste à déduire de la fonction de coûts les coûts marginaux par rapport au nombre d'utilisateurs et de la puissance foisonnée. Le coût marginal correspond au coût de l'utilisation d'une unité supplémentaire :

- le coût marginal au nombre d'utilisateurs est le coût induit par la demande d'un nouvel utilisateur, à puissance foisonnée donnée ;
- le coût marginal à la puissance foisonnée est le coût induit par une demande de puissance légèrement supérieure, à nombre d'utilisateurs fixé.

Ainsi, la fonction de coût permet d'isoler les deux effets principaux complémentaires l'un de l'autre.

### **2.3.2 Etape 2 : Répercussion du coût marginal d'un utilisateur supplémentaire**

Le coût marginal d'un utilisateur supplémentaire peut être considéré comme un coût marginal de desserte : il correspond au coût généré par l'ajout d'un nouvel utilisateur dans une poche, pour une puissance foisonnée donnée au niveau du poste de transformation. Schématiquement, cela correspondrait à un nouvel utilisateur qui ne consommerait jamais pendant les périodes de pointe. En revanche, à l'échelle plus locale, il faudrait raccorder ce nouvel utilisateur pour pouvoir lui servir sa puissance souscrite et éventuellement renforcer le réseau proche de l'utilisateur, ce qui provoquerait des coûts d'infrastructure.

Une partie de ces coûts est réglée par les utilisateurs du réseau au moment du raccordement au travers des composantes d'extension et de raccordement. Une fois ces revenus déduits des dépenses des opérateurs, il reste une part significative des dépenses liée à un service de desserte, qui doit être reflétée dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

Pour chaque niveau de tension et chaque poche de ce niveau de tension, on obtient un coût marginal d'un utilisateur supplémentaire en €/utilisateur. Ce coût tient compte du fait que chaque consommateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension amont (cascade des coûts).

Il serait toutefois inefficace de facturer ce coût forfaitairement, les écarts importants entre les domaines de tension inciteraient les utilisateurs de réseau à fractionner les points de livraison pour se raccorder à des niveaux inférieurs sans que cela soit économiquement efficace. Ce coût n'étant pas lié à l'utilisation du réseau par cet utilisateur une fois raccordé, la CRE propose, à l'échelle de chaque poche, d'allouer la facture globale des coûts marginaux de desserte au prorata de la puissance souscrite.

### **2.3.3 Etape 2 bis : Répercussion du coût marginal à la puissance foisonnée**

Le coût marginal à la puissance foisonnée correspond au coût généré par l'augmentation de la consommation d'électricité pendant les périodes de pointe, pour un nombre d'utilisateurs donné. Cette augmentation va induire à long terme un besoin d'investissements dans le réseau qui doit donc être répercuté sur les tarifs de réseau.

Plus précisément, on désigne par puissance foisonnée d'une poche la puissance soutirée du poste de transformation pendant la 1752<sup>e</sup> heure la plus chargée de l'année. Pour chaque niveau de tension et chaque poche de ce

niveau de tension, on obtient un coût marginal à la puissance foisonnée en €/kW. Comme pour la puissance non foisonnée, ce coût est un coût cascadié, c'est-à-dire tenant compte de la sollicitation des réseaux amont.

Ce coût de la puissance foisonnée est ensuite réparti sur les heures de pointe des différentes plages temporelles, puis par utilisateur en fonction de sa courbe de charge.

Pour chaque utilisateur, ce coût est ensuite facturé de manière similaire à la méthode TURPE 5 en fonction de la présence de l'utilisateur pendant les périodes les plus chargées de l'année. Cette étape est celle du versionnage décrite ci-après. Elle se déroule en deux phases :

- Représentation du coût induit par un utilisateur en fonction de sa durée d'utilisation

De manière similaire à TURPE 5, pour un domaine de tension et une plage temporelle donnés, on peut alors représenter les résultats sous la forme d'un nuage de points, dans lequel chaque point représente le coût induit par un utilisateur de ce niveau de tension en fonction de sa durée d'utilisation durant la plage temporelle considérée. Ce nuage permet de déterminer le lien entre les différents comportements d'utilisation du réseau et les coûts qu'ils génèrent, en fonction notamment de l'énergie soutirée et de la puissance souscrite.

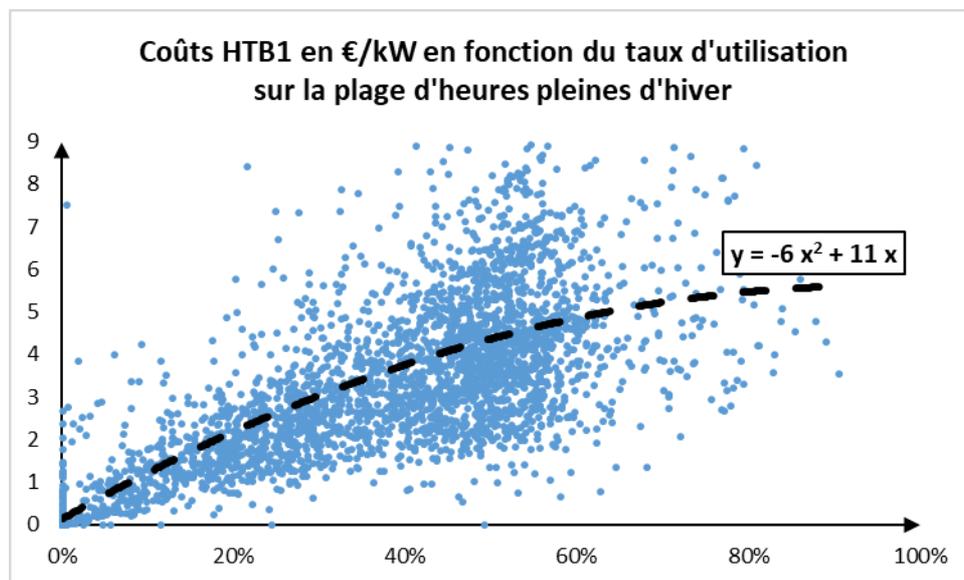


Figure 9 : coûts d'infrastructure (€/kW puissance maximale) par utilisateur pour la plage heures pleines d'hiver en HTB 1 en fonction du taux d'utilisation de la puissance maximale

La CRE a utilisé, pour construire ces nuages de points, l'ensemble des courbes de charge des utilisateurs du domaine de tension HTB sur vingt années (données observées entre 2009 et 2018, ainsi que 10 simulations climatiques différentes de l'année 2025). La méthode envisagée permet ainsi d'intégrer une vision prospective de l'utilisation du réseau de transport, ce qui répond aux observations de certains acteurs sur la méthode TURPE 5.

Les courbes de charge des postes sources ainsi que les données de consommation agrégées des utilisateurs raccordés en HTA, précisant pour chacun d'eux la répartition entre postes horosaisonniers de leur consommation durant la pointe foisonnée de leur poche, ont été utilisées pour procéder de façon similaire sur ce domaine de tension.

Concernant la basse tension (BT), la volumétrie des données équivalentes à celles utilisées sur les domaines de tension amont ne permet pas le recours à une méthode identique (environ 800 000 mailles BT délimitées par les postes de transformation HTA/BT, 36 millions de points de livraison). Des courbes de charge sont toutefois nécessaires pour allouer précisément les coûts d'infrastructure aux différents postes horosaisonniers. En l'absence d'un panel de mesures en courbes de charge horaires des flux au niveau des transformateurs HTA/BT, Enedis a réalisé à la demande de la CRE des simulations de courbes de charge à cette maille BT. Cette simulation fonctionne par agrégation de courbes de charge individuelles, dont le tirage aléatoire doit correspondre à la structure observée des utilisateurs au niveau d'un échantillon de mailles BT diversifiées, en aval d'un transformateur HTA/BT.

Ainsi, bien que les données d'entrée n'aient pas, pour des raisons pratiques, un format identique entre chaque domaine de tension, la même méthode est appliquée de la HTB à la BT.

- Estimation des coefficients tarifaires

Une fois ce nuage de point obtenu, on détermine la courbe décrivant le coût pour la collectivité de l'utilisation du réseau par les utilisateurs en fonction de leur durée d'utilisation. Cette courbe est concave, traduisant le fait que les utilisateurs de courte durée d'utilisation ont tendance à soutirer davantage en période de pointe. L'approximation des tangentes permet de déduire des coefficients tarifaires relatifs à la puissance souscrite et l'énergie consommée.

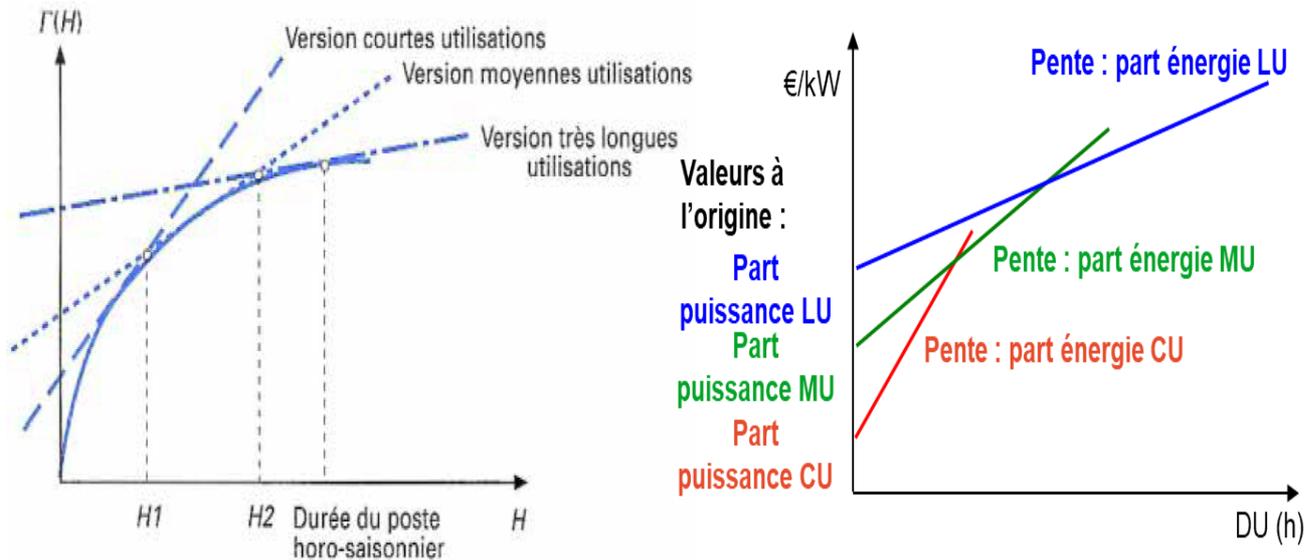


Figure 10 : approximation des tangentes pour estimer les coefficients tarifaires (source : Principes de tarification de l'électricité en France par Frédérique Decré et Hervé Chefdeville)

Les tarifs ainsi obtenus permettent donc de garantir que chaque utilisateur est facturé au plus près des coûts qu'il génère, et d'assurer ainsi que le TURPE transmet un signal pertinent aux utilisateurs, les incitant à modifier leur comportement de façon à optimiser les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux à moyen terme.

Enfin, les coefficients sont ajustés proportionnellement de façon à recouvrer les charges à tarifier correspondant aux infrastructures historiques, qui peuvent s'écarter du coût marginal de développement des infrastructures en raison des effets d'échelle, de l'inflation et de l'évolution technologique.

### 2.4 Etape 3 : Prise en compte des coûts annexes

Deux catégories de coûts restent à prendre en compte pour obtenir les coefficients de la composante de soutirage :

- le coût des réserves ;
- le coût des pertes.

#### 2.4.1 Coût des réserves

Dans le TURPE 5, les coûts des réserves ne sont pas explicitement affectés aux utilisateurs lors de l'élaboration de la structure tarifaire, mais pris en compte lors de la fixation du niveau tarifaire. Implicitement, ils sont donc répartis selon une logique identique aux coûts des infrastructures et des pertes, y compris la cascade des coûts des domaines de tension amont sur les domaines aval. La CRE envisage d'améliorer cette approche pour le TURPE 6, tant sur le plan de la transparence que de la répartition entre domaines de tension.

Les réserves d'exploitation sont constituées afin que les ressources mobilisables du système électrique soient capables de compenser, en continu, la différence entre la production et la consommation d'électricité (réglage de la fréquence) et de maintenir la tension dans sa plage de fonctionnement normal (réglage de la tension).

En raison du caractère nécessairement aléatoire de leurs appels de puissance, tous les utilisateurs du réseau contribuent au dimensionnement des réserves :

- les utilisateurs de forte puissance : même si leur utilisation du réseau est généralement prévisible, leurs indisponibilités fortuites individuelles sont susceptibles de causer un déséquilibre significatif à l'échelle du système ;

- les utilisateurs de faible puissance : leur utilisation du réseau est plus volatile. Même atténué par le foisonnement, l'aléa induit par ces utilisateurs occasionne en permanence des écarts entre la production et la consommation.

Par ailleurs, certains phénomènes techniques, tels que ceux induits par des changements de programmation de la production et des échanges aux frontières se produisant typiquement aux heures rondes, peuvent engendrer des déséquilibres nécessitant l'activation des réserves sans qu'il soit possible d'identifier des utilisateurs responsables.

Les interconnexions du réseau de transport français permettent de diversifier ces aléas à l'échelle du continent européen, réduisant considérablement le coût de constitution des réserves d'exploitation par rapport à des systèmes électriques îlotés.

Ainsi, considérant la difficulté d'identifier des inducteurs de coût de constitution des réserves, la CRE estime qu'en l'état, il n'est pas possible d'attribuer les coûts des réserves à chaque utilisateur en fonction de ses caractéristiques d'utilisation du réseau.

Dès lors, pour la construction du TURPE 6, la CRE envisage de répercuter les coûts des réserves en fonction de l'énergie soutirée, quel que soit le domaine de tension. Le coût de constitution des réserves représenterait de l'ordre de 0,10 c€ par kWh de soutirage.

### 2.4.2 Coût des pertes

Les coûts des pertes sont actuellement répercutés aux soutirages selon le taux de pertes par domaine de tension et le profil de prix d'acquisition des pertes. La CRE envisage de conserver cette méthodologie pour le TURPE 6.

Les taux de pertes et les coûts unitaires des pertes retenus par niveau de tension sont les suivants :

Domaine de tension	Taux de pertes, y compris les pertes des domaines amont
HTB3	1,5%
HTB2	2.0%
HTB1	2.7%
HTA	3.7%
BT	10.1%

Tableau 4 – Taux de pertes par domaines de tension

Coût des pertes c€/kWh	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
HTB3	0,11	0,09	0,06	0,08	0,05
HTB2	0,14	0,12	0,08	0,10	0,06
HTB1	0,19	0,16	0,11	0,14	0,08
HTA	0,26	0,22	0,15	0,19	0,11
BT	0,71	0,60	0,40	0,50	0,30

Tableau 5 – Coût unitaire des pertes par domaines de tension

Question 2 Etes-vous favorable aux évolutions de méthodologie envisagées par la CRE pour déterminer la composante de soutirage ?

### 3. TARIFICATION DU SOUTIRAGE PAR NIVEAU DE TENSION

#### 3.1 Effets de l'évolution de la méthode

En réponse à la consultation publique de la CRE de mai 2019, l'ensemble des acteurs s'est montré favorable au maintien de la forme des grilles du TURPE 5 proposé par la CRE. Cette hypothèse a donc été utilisée pour la construction de la méthode décrite en section 2 du présent document. Pour chaque niveau de tension, la CRE a ainsi construit des grilles correspondant aux options existantes du TURPE 5.

La méthode proposée pour le TURPE 6 intègre différentes évolutions méthodologiques et de nouvelles données par rapport au TURPE 5. Au global, ces modifications ont les effets principaux suivants sur les grilles tarifaires : l'augmentation générale de la part puissance, qui impacte notamment les utilisateurs les plus courts, et des évolutions de la différenciation temporelle. Ces effets sont plus ou moins marqués en fonction des niveaux de tension et des options tarifaires. Ils sont présentés de façon détaillée dans les paragraphes suivants, ainsi que les évolutions des coefficients des grilles de la composante de soutirage. La CRE s'est assurée que les évolutions de facture en résultant restent maîtrisées pour l'ensemble des consommateurs. Les utilisateurs les plus courts sont ceux dont la hausse de facture est la plus importante en proportion, compte-tenu notamment de la prise en compte du coût de desserte. Cette hausse reste cependant maîtrisée en valeur absolue, ce qui doit en faciliter l'acceptabilité. Les évolutions des factures de TURPE et des factures de fourniture intégrées sont également présentées ci-après par niveau de tension.

#### Augmentation de la part puissance pour les utilisateurs les plus courts<sup>12</sup>

Les données de réseau plus fines utilisées pour préparer la structure du TURPE 6 ont permis une meilleure compréhension des facteurs induisant des coûts d'infrastructure à long terme. La prise en compte des données, poche par poche, en fonction du nombre d'utilisateurs et de la puissance foisonnée de la poche, met en évidence une part plus importante des coûts liés à la desserte, c'est-à-dire les coûts nécessaires pour connecter l'ensemble des utilisateurs, indépendamment de l'utilisation qu'ils font ensuite du réseau. Le coût de desserte représente ainsi l'ensemble des coûts liés à la couverture géographique du réseau pour alimenter tous les utilisateurs, aux déplacements pour intervenir sur toute l'étendue de ce réseau (en prenant en compte le comptage évolué qui réduira ces déplacements), et aux contraintes ou exigences réglementaires spécifiques liées à l'étendue physique d'un réseau.

La CRE propose de tarifier les coûts de desserte à la puissance souscrite de la même manière, pour chaque niveau de tension (hors HTB3), sur toutes les versions tarifaires et toutes les plages temporelles, pour les raisons détaillées au 2.3.2. Les versions courtes étant caractérisées par des coefficients à la puissance relativement faibles dans le TURPE 5, l'augmentation de ces coefficients induit des hausses en proportion plus importantes pour cette typologie d'utilisateur.

Au global, l'évolution des recettes à la puissance par niveau de tension résultant du changement de méthode est résumée dans le tableau suivant :

Part des recettes à la puissance	HTB	HTA	BT	HTA+BT
TURPE 5	35%	20%	19%	19%
TURPE 6	44%	34%	24%	26%

**Tableau 6 – Part des recettes à la puissance par niveau de tension – comparaison TURPE 5 / méthodologie envisagée TURPE 6**

#### Augmentation de la différenciation temporelle pour les niveaux de tension HTA et BT

<sup>12</sup> Dans tout ce qui suit les estimations chiffrées ne tiennent pas compte des choix de version découlant des optimisations des dépassements de puissance souscrite.

La méthode envisagée par la CRE pour la tarification des coûts d'infrastructure, en s'appuyant sur le principe du coût marginal, conduit à attribuer la majorité des coûts d'infrastructure aux heures critiques pour le réseau. Les heures de forte consommation se trouvant la plupart du temps en hiver, cela a pour effet principal de réduire le coût des heures d'été. Ainsi, la méthode aboutit à une plus grande différenciation temporelle des coûts d'infrastructure alloués aux coefficients proportionnels à l'énergie soutirée.

A titre illustratif, en BT  $\leq$  36 kVA, le rapport entre les heures d'hiver et les heures d'été, de l'option CU 4, évoluerait comme suit :

Ratio des coefficients été/hiver	Heures pleines	Heures creuses
TURPE 5	3,9	2,7
TURPE 6	4,4	4,4

**Tableau 7 – Différenciation entre les coefficients à l'énergie des heures d'hiver et des heures d'été de l'option CU4 – comparaison TURPE 5 / méthodologie envisagée TURPE 6**

Diminution de la différenciation temporelle pour les niveaux plus élevés (HTB) sauf pour les utilisateurs les plus courts

En outre, la méthode envisagée par la CRE tarifie de façon distincte les coûts d'infrastructures et les coûts annexes. Ces derniers (voir explications détaillées partie 2.4), qui incluent les pertes et les réserves, sont tarifés à l'énergie avec la même méthodologie sur toutes les versions tarifaires et toutes les plages temporelles. Ces coûts annexes, qui représentent de l'ordre de 2 Mds€, soit environ 13% des recettes totales du TURPE, sont, en proportion, plus élevés sur les hauts niveaux de tension. Par conséquent, pour ces niveaux de tension, la prise en compte des coûts annexes induit des hausses des coefficients à l'énergie en été pour les utilisateurs longs en HTB 2 et HTB 1 et les utilisateurs moyens en HTB 2. Par rapport au TURPE 5, l'effet total est une diminution de la différenciation temporelle pour les niveaux HTB 2 et HTB 1 (sauf pour les versions courtes).

Rapprochement des heures pleines et des heures creuses de la saison haute en basse tension

La méthode envisagée conduit à rapprocher le coût des heures pleines et des heures creuses de la saison haute, en basse tension. A titre illustratif, en BT  $\leq$  36 kVA, le rapport entre les heures pleines d'hiver et les heures creuses d'hiver évoluerait comme suit :

Différenciation HPH/HCH	CU4	MU4
TURPE 5	2,01	1,73
TURPE 6	1,53	1,51

**Tableau 8 – Différenciation entre les coefficients à l'énergie des heures pleines d'hiver et des heures creuses d'hiver – comparaison TURPE 5 / méthodologie envisagée TURPE 6**

Lorsque des usages sont pilotés vers les heures creuses, la différence de sollicitation du réseau entre heures pleines et heures creuses se réduit, notamment avec les chauffe-eau à accumulation qui sont en mesure de transférer une part importante de la consommation durant les heures creuses. Les réseaux sont donc également fortement utilisés durant les heures creuses d'hiver. Cela peut alors se retraduire dans la différenciation entre les heures pleines et creuses en hiver. Cette forte sollicitation des réseaux en heures creuses d'hiver, notamment dans les poches résidentielles, qui pourrait localement s'accroître avec la recharge des véhicules électriques, nécessite d'ailleurs une vigilance particulière des gestionnaires de réseaux de distribution. Un des enjeux sera notamment de placer correctement les heures creuses, en fonction des spécificités locales de chaque poche (cf. paragraphe 3.4.3).

### 3.2 Enjeux et évolutions spécifiques à la HTB

#### 3.2.1 Grilles HTB à iso-niveau 2019 et évolutions de facture associées

##### 3.2.1.1 HTB 3

Contrairement aux autres domaines de tension, le dimensionnement des réseaux du domaine de tension HTB 3 n'est pas directement lié aux pointes de soutirage. En effet, les transits sur le domaine de tension HTB 3 varient peu au cours de la journée ou de l'année, et cette variation est relativement indépendante des soutirages aux domaines de tension inférieurs, en raison de l'importance relative des transits interrégionaux et internationaux. Compte tenu de ces éléments, la CRE propose de maintenir un tarif sans différenciation temporelle pour ce domaine de tension. En plus des coûts d'infrastructure et des pertes, la composante de soutirage issue de la nouvelle méthode est désormais calculée en tenant compte explicitement du coût des réserves. A iso-niveau 2019, la composante de soutirage HTB 3 est en légère augmentation (+3%) par rapport à celle du TURPE 5 en 2019 en raison de l'affectation du coût des réserves sans tenir compte de la cascade des flux (voir explications détaillées au paragraphe 2.4.1).

##### TURPE 5 HTB 3

[REDACTED]	
c€/kWh	0,34

Tableau 9 – Grille HTB3 issue de la nouvelle méthode de calcul de la composante de soutirage

##### TURPE 5 HTB 3

[REDACTED]	
c€/kWh	0,33

Tableau 10 - Grille HTB3 au 1<sup>er</sup> août 2019

##### 3.2.1.2 HTB 1 et HTB 2

Les grilles à iso-niveau 2019, issues de la méthode de calcul envisagée par la CRE, de la composante de soutirage pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2 sont présentées dans les tableaux ci-dessous. A titre de comparaison, les grilles appliquées en 2019 pour TURPE 5 sont également présentées.

Comme pour TURPE 5, les consommateurs HTB 1 et HTB 2 peuvent choisir, pour l'établissement de leur composante annuelle de soutirage, entre trois options à 5 plages temporelles :

- tarif à 5 plages temporelles longue utilisation (LU) ;
- tarif à 5 plages temporelles moyenne utilisation (MU) ;
- tarif à 5 plages temporelles courte utilisation (CU).

Les durées d'utilisation (définie par le ratio entre l'énergie soutirée et la puissance souscrite) des utilisateurs choisissant chaque version sont raccourcies entre le TURPE 5 et la nouvelle méthode envisagée pour le TURPE 6 :

- LU : la durée moyenne passe de 5600 heures à 5200 heures ;
- MU : la durée moyenne passe de 4400 heures à 3300 heures ;
- CU : la durée moyenne passe de 1500 heures à 1000 heures.

Pour rappel, les plages temporelles des tarifs HTB1 et HTB2 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures ;
- les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, à concurrence des heures de pointe précédemment définies ;
- les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses ;
- les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

## Nouvelle méthode HTB1

	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	11,66	11,64	11,42	11,42	11,07
MU €/kW	15,41	14,91	12,75	11,53	11,07
LU €/kW	29,83	28,17	19,85	12,32	11,13
CU c€/kWh	2,44	1,89	1,42	0,64	0,44
MU c€/kWh	1,67	1,26	1,07	0,61	0,44
LU c€/kWh	1,02	0,60	0,55	0,56	0,44

## Nouvelle méthode HTB2

	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,03	3,03	2,87	2,70	2,70
MU €/kW	4,37	4,25	3,37	2,84	2,72
LU €/kW	10,37	9,95	6,54	3,65	2,91
CU c€/kWh	1,05	0,91	0,69	0,51	0,41
MU c€/kWh	0,86	0,68	0,58	0,48	0,41
LU c€/kWh	0,70	0,42	0,39	0,44	0,40

Tableau 11 - Grilles HTB1 et HTB2 issues de la nouvelle méthode de calcul de la composante de soutirage

## TURPE 5 HTB1

	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	2,45	2,04	1,88	1,13	0,61
MU €/kW	18,41	17,67	14,63	9,90	4,64
LU €/kW	31,37	30,35	24,45	17,45	8,99
CU c€/kWh	2,39	1,94	1,61	1,26	0,90
MU c€/kWh	1,75	1,39	0,81	0,59	0,40
LU c€/kWh	1,43	1,05	0,62	0,40	0,15

## TURPE 5 HTB2

	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	0,88	0,80	0,77	0,69	0,38
MU €/kW	4,57	4,37	4,34	3,44	2,16
LU €/kW	12,40	11,90	9,89	7,70	3,81
CU c€/kWh	1,41	0,88	0,88	0,69	0,55
MU c€/kWh	1,19	0,88	0,63	0,49	0,31
LU c€/kWh	0,85	0,62	0,44	0,28	0,21

Tableau 12 - Grilles HTB1 et HTB2 au 1<sup>er</sup> août 2019

## 3.2.1.3 Evolutions de facture HTB

Pour les domaines de tension HTB1 et HTB2, les points de livraisons peuvent être regroupés par secteurs d'activité. Les effets, décrits au paragraphe 3.1, se traduisent sur les factures des utilisateurs de réseau, de façon différenciée en fonction de leur profil de consommation et de leur durée d'utilisation du réseau.

Les évolutions de facture induites par la méthode envisagée montrent que, en moyenne, les charges portées par les postes de distribution baissent légèrement (-0,3 %). Ces postes agrègent les utilisations des domaines de tension inférieurs et ont tendance à avoir une durée d'utilisation d'un utilisateur « moyenne utilisation » vu du réseau de transport. En effet, le foisonnement des utilisateurs ayant des durées d'utilisations différenciées mais en moyenne relativement faibles (environ 500 heures) aboutit à une puissance foisonnée plus faible que la somme des puissances et une durée d'utilisation plus longue (environ 4 500 heures) que la moyenne des durées d'utilisation des utilisateurs aval.

A l'inverse, les autres utilisateurs du réseau voient leurs factures augmenter de façon assez répartie par secteurs d'activité. Les hausses concerneraient surtout les utilisateurs les plus longs, notamment dans le secteur de la chimie, et les utilisateurs les plus courts, en particulier le transport ferroviaire.

Les utilisateurs les plus courts sont principalement impactés par l'augmentation des coefficients à la puissance liée à la prise en compte du coût de desserte. La méthode proposée reflète mieux le coût induit par ces utilisateurs pour les infrastructures de réseau qu'ils nécessitent et qu'il est nécessaire d'entretenir, quand bien même leur utilisation est relativement réduite. Les utilisateurs les plus longs sont principalement impactés par l'augmentation des coefficients à l'énergie pendant l'été. Cette augmentation est liée à la meilleure prise en compte des coûts générés par les consommations estivales en termes d'utilisation du réseau HTB 3, de pertes ou de constitution des réserves.

Ainsi, les hausses de facture d'acheminement concernent notamment les utilisateurs des secteurs suivants :

- chimie (+4,6%) ;
- énergie et combustibles minéraux solides (+4,9%) ;
- papier et cartons (+4,5%) ;
- production d'électricité (+4,8%) ;
- tertiaire (+4,7%) ;
- transport ferroviaire (+4,6%).

Les utilisateurs électro-intensifs, soit environ 230 points de livraison sur les 3 500 raccordés en HTB 2 et HTB 1, bénéficient d'une réduction de leur facture d'acheminement depuis 2016, pour un montant de l'ordre de 190 M€ par an.

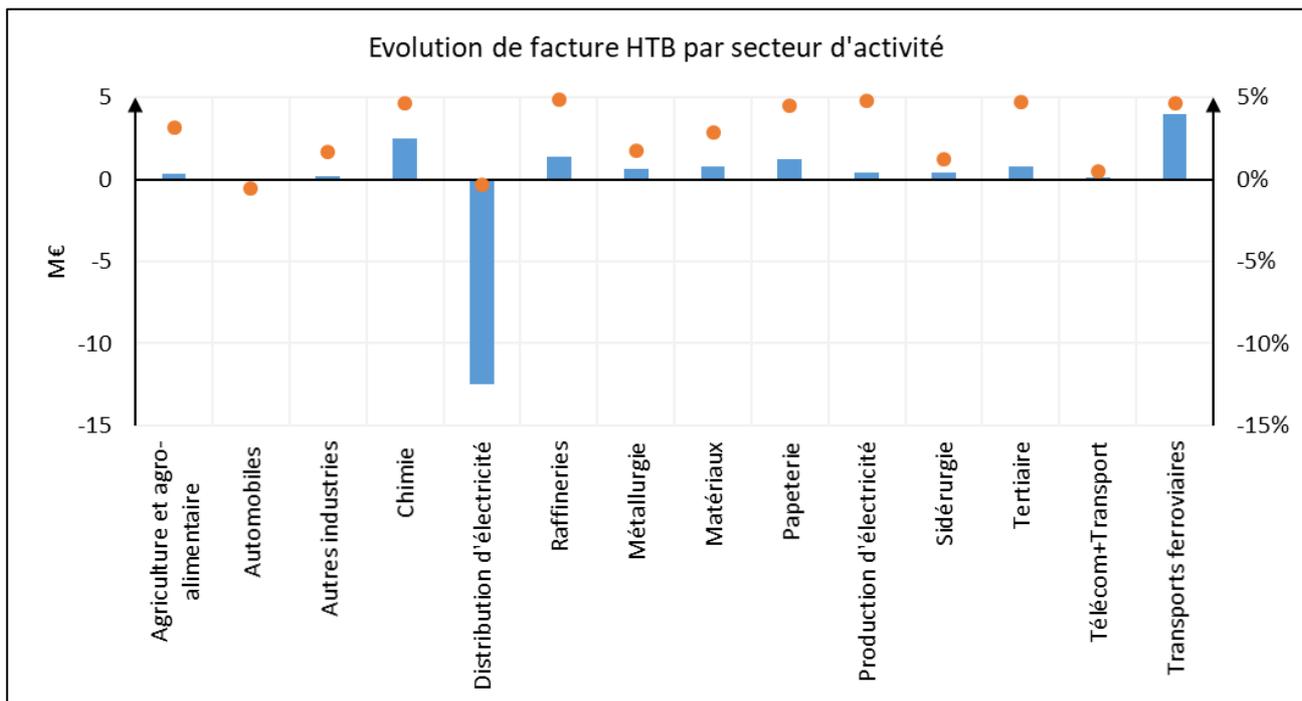


Figure 61 : évolutions de facture HTB (intégrant l'abattement TURPE) envisagées entre TURPE 5 et TURPE 6 en fonction des secteurs d'activité des utilisateurs du réseau

Question 3 : Etes-vous favorable à l'évolution des grilles HTB ?

### 3.2.2 Placement local de la période de saison haute et des heures creuses HTB

En distribution (HTA et BT), les gestionnaires de réseaux de distribution ont la possibilité de positionner librement les huit heures creuses au sein d'une journée, en fonction des réalités du réseau local. A titre d'exemple, en particulier dans la perspective du déploiement du véhicule électrique, la coexistence de plusieurs régimes d'heures creuses au sein d'une même poche de réseau basse tension permettra de lisser la pointe de consommation liée au déclenchement simultané au passage en heures creuses des ballons d'eau chaude et des véhicules électriques. De même, le GRD a la possibilité, en cas de spécificités locales le rendant nécessaire (ZNI par exemple) de placer librement 61 des 151 jours de saison haute (les mois de décembre à février restent systématiquement en saison haute). En France métropolitaine, cette seconde possibilité n'a pas été utilisée par les GRD à ce stade, mais pourrait l'être à l'avenir.

En transport (HTB1 et HTB2), le placement d'une partie des jours de saison haute (hors décembre, janvier et février) est depuis le TURPE 5 à la main de RTE, qui peut déplacer 61 jours en saison haute après concertation avec les acteurs de marché. Sur la base de sa connaissance du réseau et de ses utilisateurs, RTE peut ainsi en théorie assurer que les deux mois les plus coûteux entre mars et novembre correspondent bien à ceux tarifés en tant que tels aux utilisateurs. A ce stade, RTE n'a pas modifié la période de saison haute.

En revanche, à l'heure actuelle, les heures creuses ne peuvent pas être modifiées par RTE.

Dans la consultation publique de mai 2019 relative aux grands enjeux de la structure tarifaire, la CRE faisait le constat que les pointes de consommation HTB sont variables selon les zones de desserte et a interrogé les acteurs sur le fait d'introduire la possibilité pour RTE de modifier localement, après concertation, le positionnement des heures creuses en HTB. La majorité des répondants s'est déclarée favorable au principe proposé, tout en soulevant plusieurs points d'attention, en particulier en ce qui concerne la cohérence des nouvelles plages avec celles du TURPE HTA-BT. Plusieurs répondants ont fait le constat que les GRD disposent de peu de moyens en propre pour moduler la consommation des utilisateurs et retranscrire pleinement ces incitations. Les acteurs ont, par ailleurs, rappelé l'importance d'une concertation suffisante sur toute modification.

Des constats différents peuvent être faits sur les deux sujets :

- la différenciation locale des heures creuses présente un intérêt afin de mieux faire correspondre les périodes tarifaires avec la réalité des coûts du réseau. Dans la situation actuelle, pour les jours de semaine, les heures les moins chargées sont parfois différentes des heures creuses ;
- la différenciation locale des 61 jours de saison haute présente un intérêt limité dans la mesure où les mois de soutirage les plus forts se situent presque partout dans la saison haute actuelle (entre novembre et mars).

A ce stade, la CRE est favorable à donner la possibilité à RTE de modifier localement, après concertation, le positionnement des heures creuses et de 61 jours de saison haute en HTB. La CRE a demandé à RTE d'analyser les coûts associés à une telle évolution au regard des bénéfices attendus.

### 3.3 Enjeux et évolutions spécifiques à la HTA et à la BT >36

#### 3.3.1 Grilles à iso niveau 2019 et évolutions de facture associées

##### 3.3.1.1 Grilles HTA

Comme dans le cadre du TURPE 5, la CRE envisage que les consommateurs HTA puissent choisir dans TURPE 6, pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages, entre quatre options à 5 plages temporelles :

- tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe longue utilisation (LU) ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe mobile longue utilisation (LU) ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe fixe courte utilisation (CU) ;
- tarif à 5 plages temporelles à pointe mobile courte utilisation (CU).

Les grilles, à iso-niveau 2019, issues de la nouvelle méthode de calcul de la composante de soutirage pour le domaine de tension HTA sont présentées dans le tableau ci-dessous. Les grilles TURPE 5, à iso-niveau 2019 et tenant compte des évolutions de structure en 2020<sup>13</sup> sont également mentionnées.

Nouvelle méthode HTA pointe fixe

5 INDEX	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	14,73	14,64	14,46	14,33	14,31
LU €/kW	28,43	26,25	18,54	15,00	14,38
CU c€/kWh	4,77	3,50	2,02	0,65	0,45
LU c€/kWh	2,71	2,07	1,30	0,58	0,44

Nouvelle méthode HTA Pointe mobile

5 INDEX	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	15,31	14,54	14,46	14,33	14,31
LU €/kW	30,79	27,86	18,54	15,00	14,38
CU c€/kWh	5,79	3,37	2,02	0,65	0,45
LU c€/kWh	3,11	1,90	1,30	0,58	0,44

Tableau 13 - Grilles HTA issues de la nouvelle méthode de calcul de la composante de soutirage

TURPE 5 2020 HTA pointe fixe

5 INDEX	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	2,62	2,35	1,98	1,80	0,94
LU €/kW	16,06	15,51	13,08	8,62	1,65
CU c€/kWh	3,06	2,88	2,07	1,92	1,16
LU c€/kWh	2,80	2,10	1,31	0,97	0,86

TURPE 5 2020 HTA Pointe mobile

5 INDEX	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	3,20	2,25	1,98	1,80	0,94
LU €/kW	18,42	17,12	13,08	8,62	1,65
CU c€/kWh	4,08	2,75	2,07	1,92	1,16
LU c€/kWh	3,20	1,93	1,31	0,97	0,86

Tableau 14 - Grilles HTA à iso-niveau 2019 et tenant compte des évolutions de structure en 2020

La hausse des coefficients à la puissance souscrite s'explique par la prise en compte d'un coût de desserte (voir les explications détaillées au paragraphe 3.1). Le coût de desserte du réseau HTA est particulièrement important si on le compare à celui du réseau HTB1 ou même du réseau BT. A titre illustratif :

- le réseau HTB1 s'étend sur 55 600 km pour une somme des puissances souscrites de 64 GW, soit 0,9 km de réseau HTB1 par MW ;
- le réseau HTA s'étend sur 640 000 km pour une puissance totale desservie de 212 GW (35 GW de somme des puissances souscrites des utilisateurs HTA et 177 GW de capacité des transformateurs HTA/BT), soit 3,0 km de réseau HTA par MW ;

<sup>13</sup> Dans le cadre du présent exercice de structure tarifaire, les grilles obtenues visent à présenter les évolutions relatives de chaque composante, à niveau de revenu autorisé fixé. La délibération TURPE 5 HTA-BT prévoyant des évolutions de structure progressives au cours de la période TURPE 5, affectant le niveau relatif des différentes composantes, celles-ci sont ici prises en compte. Ainsi, afin de donner la meilleure vision possible du niveau relatif des grilles en entrée de période TURPE 6, les grilles présentées dans ce document, pour les domaines de tension HTA et BT, sont calculées sur la base du dernier niveau de charges à couvrir connu, à savoir celui de 2019, tout en intégrant les évolutions de structure devant avoir lieu en 2020, dernière année de TURPE 5.

- le réseau BT s'étend sur 721 000 km pour une somme des puissances souscrites de 319 GW, soit 2,3 km de réseau BT par MW.

Ainsi, de par sa taille rapportée à la puissance desservie, le réseau HTA est celui qui assure l'essentiel de la fonction de desserte. Cette particularité conduit logiquement à des coefficients à la puissance souscrite comparativement élevés.

### 3.3.1.2 Grilles BT > 36 kVA

Les grilles tarifaires pour les utilisateurs BT > 36 kVA envisagées par la CRE pour le TURPE 6 conservent, comme dans le TURPE 5, deux options tarifaires à 4 plages temporelles, une courte utilisation (CU) et une longue utilisation (LU).

Les grilles, à iso-niveau 2019, issues de la nouvelle méthode de calcul de la composante de soutirage pour le domaine de tension BT > 36 kVA sont présentées dans le tableau ci-dessous. Les grilles TURPE 5, à iso-niveau 2019 et tenant compte des évolutions de structure en 2020<sup>14</sup> sont également mentionnées.

#### Nouvelle méthode BT > 36 kVA

	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	14,61	11,07	10,50	10,14
LU €/kW	22,53	13,32	11,44	10,23
CU c€/kWh	4,90	3,65	1,88	0,95
LU c€/kWh	4,19	3,20	1,77	0,92

Tableau 15 - Grilles BT > 36 kVA issues de la nouvelle méthode de calcul de la composante de soutirage

#### TURPE 5 BT > 36 kVA

	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kW	10,27	5,28	3,85	1,16
LU €/kW	18,86	11,23	9,21	3,82
CU c€/kWh	4,95	3,03	2,24	1,84
LU c€/kWh	4,30	2,89	1,94	1,79

Tableau 16 - Grilles BT > 36 kVA à iso-niveau 2019 et tenant compte des évolutions de structure en 2020

### 3.3.1.3 Evolutions de facture

Les évolutions de facture de TURPE resteraient contenues pour la majorité des utilisateurs. En HTA, comme en BT > 36 kVA, l'évolution moyenne de facture de TURPE la plus significative concernerait les utilisateurs les plus courts (clients tertiaires), pour lesquels la hausse de la part puissance n'est que peu compensée par la baisse de la part énergie en été. En revanche, les utilisateurs plus longs (clients industriels) ont tendance à consommer plus en été et verraient ainsi en moyenne leurs factures diminuer.

<sup>14</sup> Dans le cadre du présent exercice de structure tarifaire, les grilles obtenues visent à présenter les évolutions relatives de chaque composante, à niveau de revenu autorisé fixé. La délibération TURPE 5 HTA-BT prévoyant des évolutions de structure progressives au cours de la période TURPE 5, affectant le niveau relatif des différentes composantes, celles-ci sont ici prises en compte. Ainsi, afin de donner la meilleure vision possible du niveau relatif des grilles en entrée de période TURPE 6, les grilles présentées dans ce document, pour les domaines de tension HTA et BT, sont calculées sur la base du dernier niveau de charges à couvrir connu, à savoir celui de 2019, tout en intégrant les évolutions de structure devant avoir lieu en 2020, dernière année de TURPE 5.

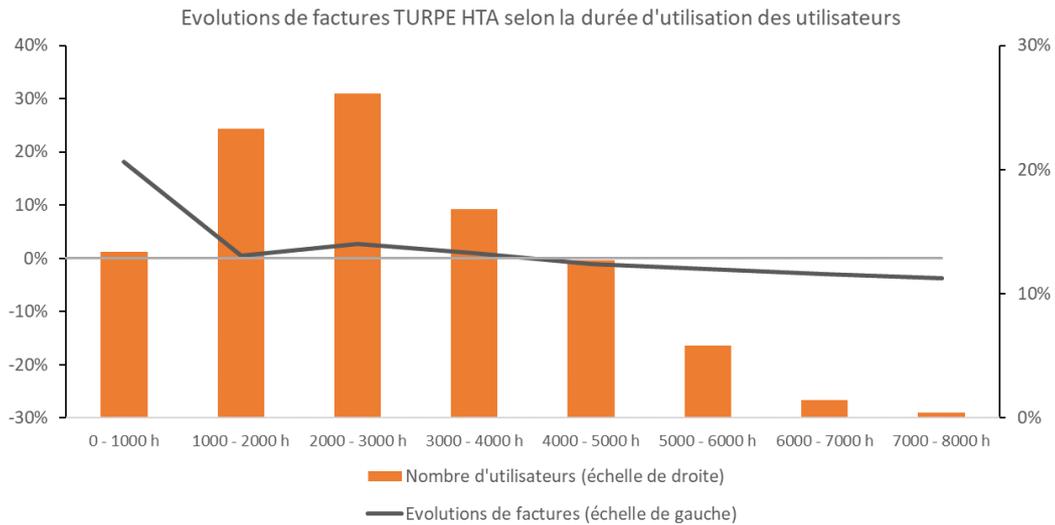


Figure 72 : évolutions de facture HTA envisagées entre 2020 et 2021 en fonction de la durée d'utilisation de la puissance souscrite

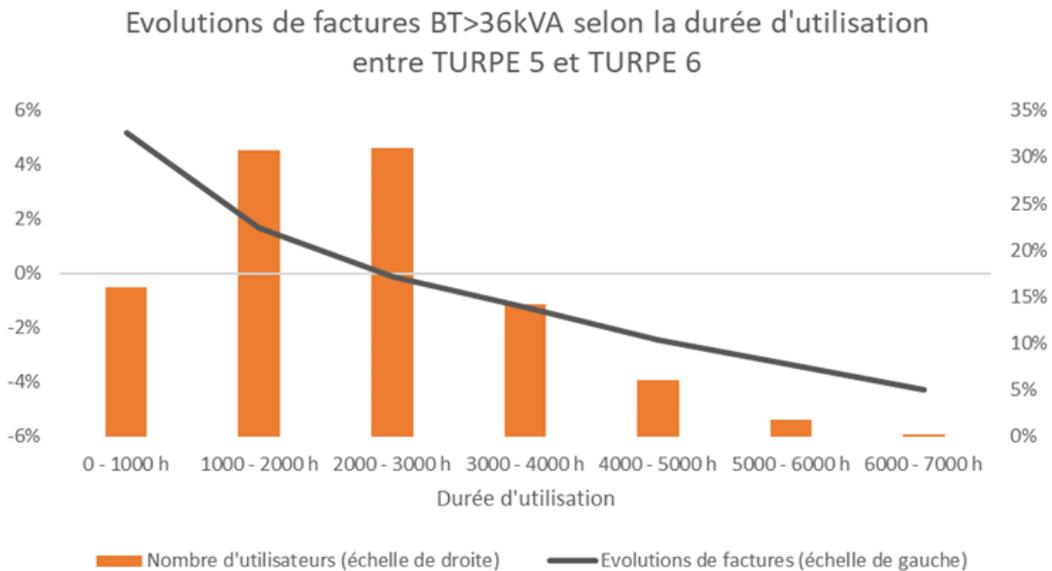


Figure 83 : évolutions de facture BT > 36 kVA envisagées entre 2020 et 2021 en fonction de la durée d'utilisation de la puissance souscrite

Il convient de rappeler qu'en HTA et BT>36, la part distribution de la facture représente en moyenne un tiers du montant total de la facture d'électricité TTC : les évolutions relatives à la part distribution des factures présentées ci-dessus sont donc à rapporter à une facture globale en moyenne trois fois plus élevée.

Il pourrait être envisagé de lisser dans le temps les évolutions de facture présentées ci-dessus. Cependant la CRE considère, à ce stade, qu'elles restent acceptables et propose donc de faire l'évolution en une fois.

Question 4 : Etes-vous favorable à l'évolution des grilles HTA et BT>36 kVA ?

### 3.3.2 Option à pointe mobile HTA

Dans le TURPE 5, la CRE avait introduit en HTA une option à pointe mobile, déclenchée la veille pour le lendemain, destinée aux utilisateurs disposant de flexibilité, leur permettant de bénéficier d'une réduction de facture justifiée par les coûts de réseaux ainsi évités.

Actuellement, cette option est souscrite par une centaine d'utilisateurs sur environ 90 000 utilisateurs HTA. Les fournisseurs interrogés expliquent cette faible souscription par la complexité du dispositif et par un contexte de faible différenciation temporelle sur la partie fourniture des coûts de l'électricité, peu propice aux offres à pointe mobile.

Lors de la consultation publique sur la structure tarifaire du 23 mai 2019, la CRE a interrogé les acteurs sur le maintien ou la suppression de cette option. Les réponses ont été partagées. Si certains acteurs sont favorables à la suppression de cette option par souci de simplicité, d'autres expliquent le faible nombre de souscriptions par la création encore récente de cette option et souhaitent se laisser la possibilité d'y avoir recours à l'avenir.

Les coûts associés au développement de cette option ayant déjà été supportés par Enedis et son maintien ne générant pas de coût supplémentaire, la CRE envisage de maintenir cette option sur la période TURPE 6.

Question 5 : Êtes-vous favorable au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?

## 3.4 Enjeux et évolutions spécifiques à la BT ≤ 36 kVA

### 3.4.1 Généralisation des tarifs à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA

Au-delà des enjeux liés à l'évolution des signaux véhiculés par la composante de soutirage communs aux différents niveaux de tension (cf. paragraphe 3.1), l'opportunité et la mise en œuvre de la généralisation de l'option à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA, constituent des enjeux majeurs de la modernisation de la tarification du réseau.

- **Intérêt de la généralisation du tarif à quatre plages temporelles**

La CRE a introduit, dans le TURPE 5, sur le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (particuliers et petits professionnels) une option tarifaire à quatre plages temporelles, ouverte aux utilisateurs équipés d'un compteur évolué Linky.

En raison de la proportion encore limitée de compteurs Linky déployés sur la période du TURPE 5 et dans un souci de progressivité des migrations entre options et évolutions de facture, les options sans différenciation saisonnière Courte utilisation (CU, tarif unique) et Moyenne utilisation à différenciation temporelle (MU DT, différenciant heures pleines et heures creuses) ont été maintenues.

Le maintien à long terme d'options tarifaires sans différenciation saisonnière ne semble pas souhaitable, car il ne permet pas d'inciter les fournisseurs et les consommateurs à effectuer des efforts en termes d'innovation et d'efficacité énergétique durant les périodes de pointe sur les réseaux qui sont pour la plupart d'entre elles concentrées l'hiver et, ainsi, de contribuer à la maîtrise des coûts des réseaux dans la durée.

Par ailleurs, l'optionalité, dès lors qu'elle permet à chaque consommateur de choisir le tarif le plus avantageux pour lui, induit un manque à gagner qui a été compensé dans TURPE 5 par un recalage à la hausse, uniforme sur toutes les options BT ≤ 36 kVA, de +1,16 % par an. Un recalage limité aux seules options sans différenciation saisonnière a été repoussé au TURPE 6 pour ne pas pénaliser les utilisateurs n'ayant pas encore été équipés d'un compteur Linky.

La CRE a indiqué, à plusieurs reprises, son objectif de généralisation, à terme, du tarif à quatre plages temporelles à l'ensemble des utilisateurs. Dans sa consultation publique de mai 2019, la CRE a interrogé les acteurs sur ce principe en envisageant le TURPE 6 comme une phase de transition. La majorité des acteurs s'est montrée favorable à la généralisation progressive des tarifs à 4 plages temporelles en basse tension. Plusieurs acteurs considèrent que le calendrier devrait être plus ambitieux que celui proposé par la CRE, certains allant jusqu'à envisager une généralisation dès le début du TURPE 6. Une minorité d'acteurs sont opposés à cette évolution et émettent des réserves car ils craignent des hausses de facture trop brutales pour les petits consommateurs dont le profil est le plus saisonnalisé et qui ne peuvent pas nécessairement réagir au nouveau signal tarifaire auquel ils seraient exposés.

- **Faisabilité de la généralisation des options à 4 plages temporelles**

La CRE considère que la généralisation des options à 4 plages temporelles doit être conditionnée à l'acceptabilité des évolutions de facture associées.

L'évolution simultanée de la répartition part puissance/part énergie, induite par les évolutions méthodologiques exposées précédemment, et de la généralisation des options à 4 plages temporelles permet de limiter les évolutions de la part TURPE de la facture des consommateurs, notamment pour les consommateurs les plus sensibles (habitant dans de petites surfaces parfois mal isolées, cf. paragraphe 3.4.2.3).

S'agissant des effets sur la facture d'électricité globale des consommateurs, l'impact de ces évolutions serait également atténué par la persistance à moyen terme d'offres de fourniture non saisonnalisées et en particulier la persistance des Tarifs Réglementés de Vente d'Electricité (TRVE) qui moyennent les options TURPE au sein des TRV Base et HP/HC. Ainsi, sur la période tarifaire du TURPE 6, les évolutions moyennes de TRVE pour les clients au tarif Bleu seraient comprises entre -0.05% et +0.32% entre 2020 et 2024.

- o **La CRE envisage en conséquence la généralisation du tarif à quatre plages temporelles à l'horizon 2024.**

Dès lors, compte-tenu de ces évolutions de facture maîtrisées, de la position exprimée par les acteurs et de la fin du déploiement généralisé des compteurs évolués prévue à 2024, la CRE envisage à ce stade de généraliser les tarifs à 4 plages dès 2024, soit en dernière année du TURPE 6.

A cette date, seuls les clients sans Linky auraient la possibilité de souscrire une option non saisonnalisée. Les modalités de mise en œuvre et les impacts d'une telle évolution sont décrits ci-dessous.

- **Modalités envisagées pour la généralisation des options à 4 plages temporelles**

La généralisation des options à 4 plages temporelles au cours de la période tarifaire TURPE 6 se traduirait par la suppression des options non saisonnalisées (CU et MU DT) en 2024, dernière année de la période tarifaire. Pour lisser au cours de la période TURPE 6 les évolutions tarifaires découlant de la suppression en 2024 des options CU et MU DT, la CRE envisage de réévaluer progressivement entre 2021 et 2023 ces options et de diminuer dans le même temps le niveau relatif des options à 4 plages temporelles.

Le détail de la méthode envisagée est présenté en annexe 2. Le lissage envisagé aurait pour effet, via la hausse progressive des options non horosaisonnalisées, de les « vider » progressivement. Le nombre de consommateurs ayant intérêt à souscrire une option non saisonnalisée évoluerait de la manière suivante durant la période TURPE 6 :

	2021	2022	2023	2024
Part des clients CU et MU DT	36%	26%	17%	4% (clients non Linky)

**Tableau 17 : évolution de la part des clients ayant intérêt à souscrire une option de TURPE non saisonnalisée**

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 ?

### 3.4.2 Grilles BT ≤ 36 kVA à iso niveau 2019 et évolutions de facture

#### 3.4.2.1 Grilles 2021

Les utilisateurs BT ≤ 36 kVA pourront choisir en 2021, pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages, comme en TURPE 5, entre 5 options :

- tarif sans différenciation temporelle – courte utilisation (BASE CU) ;
- tarif à quatre plages temporelles – courte utilisation (4P CU) ;
- tarif à deux plages temporelles – moyenne utilisation (MU DT) ;
- tarif à quatre plages temporelles – moyenne utilisation (4P MU) ;
- tarif sans différenciation temporelle – longue utilisation (BASE LU).

Les grilles, à iso niveau 2019, issues de la nouvelle méthode de calcul de la composante de soutirage pour le domaine de tension BT  $\leq$  36 kVA sont présentées dans les tableaux ci-dessous. Les grilles TURPE 5, à iso-niveau 2019 et tenant compte des évolutions de structure en 2020<sup>15</sup> sont également mentionnées.

#### Nouvelle méthode BT $\leq$ 36 kVA

##### BASE

CU €/kW	8,18
LU €/kW	73,50
CU c€/kWh	3,51
LU c€/kWh	1,04

##### MU DT HP HC

MU2 €/kW	10,08	
MU2 c€/kWh	3,65	2,48

##### 4P HPH HCH HPE HCE

CU4 €/kW	8,07			
MU4 €/kW	9,52			
CU4 c€/kWh	5,91	3,87	1,34	0,87
MU4 c€/kWh	5,48	3,63	1,32	0,87

Tableau 18 - Grilles 2021 BT  $\leq$  36 kVA issues de la nouvelle méthode de calcul de la composante de soutirage

#### TURPE 5 BT $\leq$ 36 kVA

##### BASE

CU €/kW	5,88
LU €/kW	61,56
CU c€/kWh	3,82
LU c€/kWh	1,45

##### MUDT HP HC

MU2 €/kW	8,40	
MU2 c€/kWh	4,05	2,48

##### 4P HPH HCH HPE HCE

CU €/kW	5,28			
MU €/kW	7,44			
CU c€/kWh	7,66	3,82	1,96	1,40
MU c€/kWh	5,86	3,38	1,36	1,02

Tableau 19 - Grilles BT  $\leq$  36 kVA à iso-niveau 2019 et tenant compte des évolutions de structure en 2020

Question 7 : Etes-vous favorable à l'évolution des grilles BT $\leq$ 36 kVA ?

### 3.4.2.2 Grilles 2024

Afin de faire basculer progressivement les consommateurs vers les options saisonnalisées, la CRE envisage de faire évoluer progressivement entre 2021 et 2024 les grilles de la composante de soutirage BT  $\leq$  36 kVA, afin de tendre vers les grilles cibles 2024 présentées ci-dessous :

- les coefficients tarifaires des options tarifaires CU et MU DT augmenteraient ainsi de 3,2% en 2022, puis de 3,8 % en 2023 ;
- à l'inverse, les coefficients tarifaires des options à 4 plages tarifaires et LU diminueraient de 1,8 % en 2022, puis de 1,4 % en 2023 et enfin de 1,6 % en 2024.

Les grilles prévisionnelles pour les mouvements tarifaires du 1<sup>er</sup> août 2022 et du 1<sup>er</sup> août 2023 sont présentées en annexe 3.

<sup>15</sup> Dans le cadre du présent exercice de structure tarifaire, les grilles obtenues visent à présenter les évolutions relatives de chaque composante, à niveau de revenu autorisé fixé. La délibération TURPE 5 HTA-BT prévoyant des évolutions de structure progressives au cours de la période TURPE 5, affectant le niveau relatif des différentes composantes, celles-ci sont ici prises en compte. Ainsi, afin de donner la meilleure vision possible du niveau relatif des grilles en entrée de période TURPE 6, les grilles présentées dans ce document, pour les domaines de tension HTA et BT, sont calculées sur la base du dernier niveau de charges à couvrir connu, à savoir celui de 2019, tout en intégrant les évolutions de structure devant avoir lieu en 2020, dernière année de TURPE 5.

### 3.4.2.2.1 Consommateurs équipés de compteurs évolués

En 2024, l'ensemble des utilisateurs équipés de compteurs Linky, devront souscrire une option à 4 plages temporelles. Les grilles envisagées pour le mouvement tarifaire du 1<sup>er</sup> août 2024, toutes choses égales par ailleurs et à niveau moyen de tarif constant, sont les suivantes :

	4P	HPH	HCH	HPE	HCE
CU €/kVA/an		7,80			
MU €/kVA/an		9,15			
CU c€/kWh		5,95	3,81	1,25	0,81
MU c€/kWh		5,30	3,50	1,22	0,80

Tableau 20 – Grilles 2024 BT ≤ 36 kVA

### 3.4.2.2.2 Traitement des utilisateurs sans compteurs évolués en 2024

La généralisation des options à 4 plages temporelles à l'horizon 2024 pose la question des utilisateurs sans compteur évolué, soit de leur fait car ils l'ont refusé, soit indépendamment de leur volonté car ils ne bénéficient pas encore du déploiement. Selon le plan de déploiement prévu par Enedis, le taux d'utilisateurs n'ayant pas Linky en 2024 sera de 4 %, soit environ 1,5 millions de points de livraison. La question se pose également en dehors de la zone de desserte d'Enedis, où les calendriers de déploiement, pour les ELD, sont plus tardifs. A titre d'illustration, EDF-SEI et Gérédis prévoient respectivement qu'environ 83 % et 60% de compteurs évolués auront été posés sur leur zone de desserte respective au 31 décembre 2024.

Les derniers utilisateurs non équipés ne seront donc pas éligibles aux options TURPE à 4 plages temporelles CU4 et MU4 en 2024. La solution envisagée par la CRE à ce stade consiste à conserver des options non saisonnalisées dites « dérogatoires », uniquement accessibles à ces utilisateurs, calées au même niveau qu'en 2023. Ainsi, au 1<sup>er</sup> août 2024 :

- seuls les 4% d'utilisateurs ne disposant pas de Linky, de leur fait ou non, auraient accès aux options non saisonnalisées CU (base) et MU DT (heures pleines / heures creuses) ;
- ces options CU et MU DT resteraient à leur niveau de 2023 (hors évolution du niveau général du TURPE, qui affecterait de façon homothétique l'ensemble des options tarifaires, et ne fait pas l'objet de l'exercice de structure tarifaire décrit ici).

En parallèle, et afin de faire supporter les surcoûts qu'ils engendrent aux utilisateurs qui, de leur fait, ne sont pas équipés de Linky, sans pour autant pénaliser les utilisateurs qui n'ont pas bénéficié du déploiement, la CRE travaille avec Enedis sur l'évolution des modalités de facturation de la relève. Une partie des gains économiques apportés par le programme Linky sont en effet des gains liés à la baisse des coûts de relève permise par la fin de la relève à pied. Par conséquent, tout utilisateur qui, de son fait, ne dispose pas d'un compteur évolué dégradera les gains attendus du projet. La CRE considère qu'il est dès lors légitime de faire supporter les coûts de la relève résiduelle aux utilisateurs qui, de leur fait, ne disposent pas de Linky. Les modalités de répercussions de ces coûts seront étudiées à la fin du déploiement massif (90% de compteurs posés), prévu fin 2021.

Les grilles envisagées pour les utilisateurs sans Linky en 2024 sont ainsi les suivantes :

(option dérogatoire) BT INF - BASE					
€/kVA/an	BASE				
CU	8,95				
LU	70,16				
c€/kWh	BASE				
CU	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
LU	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

(option dérogatoire) BT INF - MU DT					
€/kVA/an	HP	HC			
MU	10,97	10,97			
c€/kWh	HP	HC	HPE	HCE	
MU	3,95	2,69	3,95	2,69	

Tableau 21 – Grilles 2024 dérogatoires BT ≤ 36 kVA

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 ?

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 ?

### 3.4.2.3 Evolutions de facture

Les évolutions envisagées génèreraient en 2021 des évolutions relativement limitées de la part TURPE des factures, pour toutes les catégories de puissance. Comme pour les niveaux de tension supérieurs, les utilisateurs les plus courts (notamment les résidences secondaires), auraient les évolutions de facture les plus significatives.

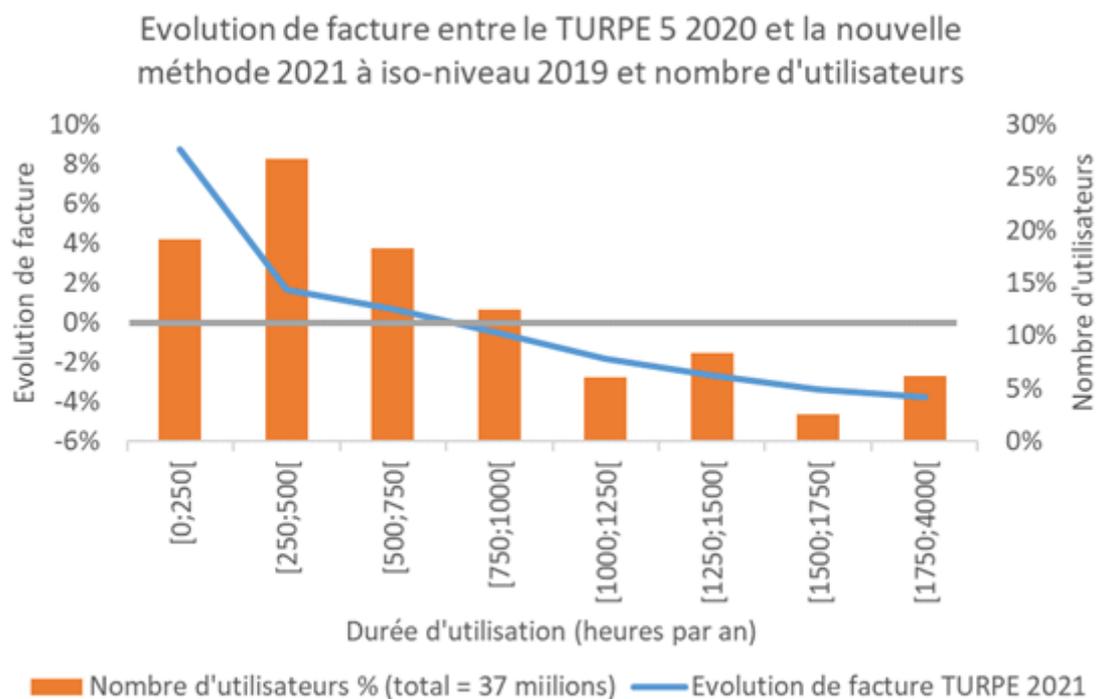


Figure 94 : évolutions de facture BT ≤ 36 kVA envisagées entre 2020 et 2021 en fonction de la durée d'utilisation de la puissance souscrite

Les évolutions successives de grilles envisagées par la CRE, pour permettre la généralisation des options à 4 plages temporelles en 2024, conduiraient également à des évolutions de facture modérées entre 2020 et 2024.

Certains consommateurs ayant intérêt à souscrire en première année de TURPE 6 une option non saisonnalisée (36% des consommateurs) pourraient voir leur TURPE augmenter progressivement en raison de la généralisation du tarif à quatre plages temporelles. La hausse moyenne de TURPE cumulée sur 4 ans pour les utilisateurs resterait cependant maîtrisée, car les effets de la généralisation du tarif à quatre plages temporelles sont en partie compensés par les évolutions de structure envisagées et présentées au paragraphe 2, et notamment par la prise en compte du coût de desserte : elle s'élèverait, entre 2020 et 2024, à +3,3 % pour les utilisateurs ayant souscrit en 2020 l'option MU DT (heures pleines/heures creuses) et à +5,0 % pour ceux ayant souscrit en 2020 l'option CU (base). La hausse des factures d'électricité serait nettement plus limitée car, d'une part, l'acheminement représente environ un tiers des factures TTC, et d'autre part, les prix des offres de fourniture, à l'image des TRVE, moyennent les options du TURPE.

Les 64% de consommateurs ayant déjà intérêt à souscrire une option 4 index en 2021 (essentiellement les petits consommateurs sans chauffage électrique et les clients professionnels), verraient leur facture TURPE baisser progressivement sur la période.

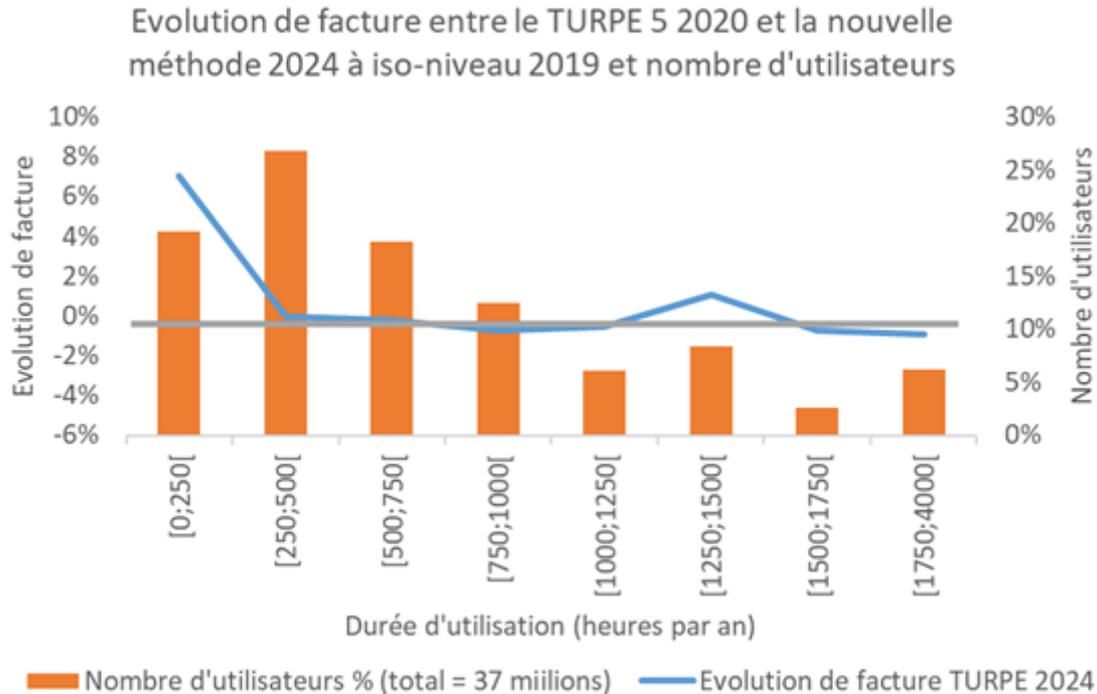


Figure 105 : évolutions de facture BT ≤ 36 kVA envisagées entre 2020 et 2024 en fonction de la durée d'utilisation de la puissance souscrite

Les évolutions de facture TURPE par clients types sont représentées dans le tableau ci-dessous.

S'agissant des clients résidentiels :

- l'évolution envisagée, engendrerait d'abord des hausses de TURPE, cependant limitées en montant (22 euros maximum entre 2020 et 2021), pour les clients consommant moins en proportion (clients sans chauffage électrique ou bien isolés et résidences secondaires), qui s'expliquent notamment par la hausse de la part puissance. Ces hausses seraient cependant compensées au global entre 2020 et 2024, car ces clients font partie des consommateurs ayant intérêt à choisir une offre à 4 plages temporelles, dès le début de TURPE 6 et bénéficient ainsi de la baisse progressive des grilles 4 index ;
- sur l'ensemble de la période TURPE 6, seuls les plus gros consommateurs mal isolés et disposant d'un chauffage électrique ainsi que les résidences secondaires, verraient leur facture augmenter, la hausse étant cependant maîtrisée (56 €/an maximum environ sur une facture annuelle de 2 500 €) ;
- les clients les plus précaires (notamment ayant une petite surface et mal isolés) auraient une facture globalement stable sur la période, car ils subissent moins fortement la hausse de la part puissance et bénéficient de la baisse de la composante de comptage.

S'agissant des professionnels, ces derniers, ayant une plus grosse consommation et étant moins thermosensibles que les consommateurs résidentiels, ils verraient leur facture TURPE diminuer au global entre 2020 et 2024. Seuls les plus petits d'entre eux, verraient leur facture TURPE augmenter en début de période.

Caté- gorie	Client  type	Surface  m <sup>2</sup>	Puis- sance  kW	Energie  kWh	Facture (€)  2020	Facture (€)  2021	Facture (€)  2024	Evolution (€)  21/20	Evolution (€)  24/20
Rési- dentiel	Chauffage élec et mau- vais isolation Chauffage élec et bonne isolation Sans chauffage élec Résidence Secondaire	20	6	11588	418	408	416	-11	-3
			6	5327	191	198	190	7	0
			3	2067	78	80	77	2	-1
			3	467	25	30	29	6	4
	Chauffage élec et mau- vais isolation Chauffage élec et bonne isolation Sans chauffage élec Résidence Secondaire	40	9	22142	772	749	779	-23	7
			9	9621	331	341	328	10	-3
			6	3100	128	132	127	4	-1
			6	700	45	57	55	12	10
	Chauffage élec et mau- vais isolation Chauffage élec et bonne isolation Sans chauffage élec Résidence Secondaire	80	12	38083	1326	1274	1390	-52	64
			12	15625	544	554	533	10	-12
			9	5167	206	212	204	6	-2
			9	1167	70	88	84	18	15
Chauffage élec et mau- vais isolation Chauffage élec et bonne isolation Sans chauffage élec Résidence Secondaire	160	24	64800	2355	2255	2580	-100	225	
		24	25050	969	991	953	22	-16	
		18	9300	383	396	380	12	-3	
		18	2100	135	172	166	37	31	
Pro- fessio nnel	Petit commerce		9	4500	210	216	208	6	-2
	Moyen commerce		24	24000	1058	1038	1041	-20	-17
	Petit artisan		12	12000	514	515	496	1	-18
	Moyen artisan		36	54000	1989	1992	1916	4	-73

Tableau 22 – Evolutions de facture par clients types en BT ≤ 36 kVA

### 3.4.3 Le placement local des régimes d'heures creuses

Le bénéfice de la différenciation temporelle du TURPE repose sur l'adéquation entre les plages temporelles au cours desquelles sont appliquées les différentes valeurs du signal tarifaire et la réalité locale des réseaux et de leurs coûts.

Tout en préservant la péréquation tarifaire, il convient de placer les heures creuses de manière adaptée en fonction des poches de réseau, pour, d'une part, prendre en compte les spécificités locales et, d'autre part, éviter une trop forte synchronisation des usages au sein d'une même poche.

Le placement local des régimes d'heures creuses et d'une partie des jours de saison haute permis par le TURPE 5, est à la main de chaque GRD. Sur la base de sa connaissance de la topologie du réseau et de ses conditions d'exploitation, chaque GRD peut ainsi en théorie assurer que les périodes les plus coûteuses correspondent bien à celles tarifées en tant que telles aux utilisateurs. En pratique, les régimes d'heures creuses utilisés par poche correspondent à l'héritage de l'histoire et n'ont été que très peu adaptés au développement des nouveaux usages. Par ailleurs, Enedis n'a pas encore utilisé sa faculté, introduite en TURPE 5, de différencier les saisons hautes en fonction des spécificités locales.

Le déploiement des compteurs évolués, qui sera pratiquement achevé à l'issue de la période tarifaire TURPE 6, permet d'individualiser plus facilement l'affectation des régimes d'heures creuses. Dès lors, comme annoncé par la CRE dans son rapport sur le développement des véhicules électriques, Enedis pourra activer ce levier de la façon la plus efficace possible au cours de la période TURPE 6 tout en veillant au respect du principe de péréquation. Pour la bonne réalisation de ce chantier, le processus de concertation sera d'autant plus essentiel, que l'asservissement des usages via les compteurs (chauffe-eau par exemple), initialement piloté par le signal HC distributeur, sera dépendant avec Linky du calendrier fournisseur, c'est-à-dire qu'il sera piloté à partir des plages horaires de l'offre de fourniture.

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 ?

#### 3.4.4 Dénivelés de puissance souscrite en BT ≤ 36 kVA

Actuellement, les utilisateurs basse tension ≤ 36 kVA ne peuvent souscrire qu'une seule puissance pour toute l'année, à la différence des autres domaines de tension (HTB, HTA et BT > 36 kVA) où il existe la possibilité de souscrire une puissance supérieure lors des plages temporelles moins chères. Ces « dénivelés de puissance » permettent de refléter le coût différent d'une souscription de puissance dans les plages de pointe ou dans les plages creuses.

Le déploiement de Linky permettrait à des consommateurs résidentiels et professionnels d'avoir une puissance souscrite différente entre heures pleines et heures creuses, ou bien entre saison haute et saison basse ; par exemple, baisser sa puissance en heure pleine, mais la maintenir en heure creuse pour passer la pointe générée par le chauffe-eau. Certains fournisseurs ont ainsi demandé à la CRE d'étudier l'opportunité d'introduire de tels dénivelés en BT ≤ 36 kVA.

La CRE a donc interrogé les acteurs sur cette opportunité dans sa consultation publique de mai 2019. Les réponses, relativement mitigées, ont soulevé notamment une inquiétude concernant la complexité apportée sur le marché de masse par cette mesure, au regard des bénéfices permis pour la collectivité, non chiffrés à ce jour. Par ailleurs, Enedis a précisé que la mise en œuvre opérationnelle de cette mesure serait envisageable en cours de TURPE 6 mais pas dès le début de la période tarifaire.

Dans ce contexte, la CRE envisage à ce stade d'en reporter la décision à TURPE 7. Par ailleurs, afin que cette mesure puisse réellement générer des économies pour le réseau, il importe en priorité qu'Enedis mène à son terme le chantier que la CRE lui a demandé d'engager sur le placement optimal des heures creuses en fonction de la situation locale des réseaux.

Question 11: Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction de dénivelés de puissance souscrite en basse tension ≤ 36 kVA ne constitue pas une évolution à prioriser pour TURPE 6 ?

#### 3.4.5 Règles de souscription des formules tarifaires d'acheminement

Les règles tarifaires actuelles prévoient qu'une formule tarifaire est souscrite pour 12 mois consécutifs, même en cas de changement de fournisseur durant la période. Cette règle permet notamment d'éviter les arbitrages saisonniers. En effet, la cohabitation d'options tarifaires saisonnalisées et d'options sans différenciation saisonnière peut entraîner certains effets d'aubaine, pour des utilisateurs qui souscrivent le tarif sans différenciation saisonnière en saison haute et le tarif à quatre plages temporelles en saison basse.

Toutefois, la CRE a mis en place dans le TURPE 5 un dispositif transitoire permettant aux utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA (ou les tiers autorisés par eux), de modifier leur option tarifaire une seule fois, dans les six mois suivant la date à laquelle leur compteur évolué, récemment posé, est devenu communicant, sans avoir à respecter de période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.

Certains fournisseurs d'électricité ont indiqué dans le cadre des groupes de concertation qu'ils n'étaient pas satisfaits de ces règles et souhaitaient notamment pouvoir modifier les formules tarifaires directement suite à un changement de fournisseur, pour ne pas avoir à subir l'impact d'une mauvaise optimisation choisie par le fournisseur précédent.

Le risque d'arbitrages inter-saisonniers massifs restant présent, la CRE considère que la limite de 12 mois reste pertinente. Par ailleurs, la généralisation progressive des options tarifaires à 4 plages temporelles prévue en TURPE 6 atténuerait très fortement les risques d'une erreur d'optimisation par les fournisseurs, qui disparaîtraient totalement, en 2024, une fois les options non saisonnalisées éteintes.

Pour ces raisons, la CRE envisage de conserver, telles quelles, sur la période TURPE 6 les dispositions contraignant la souscription des formules tarifaires d'acheminement.

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 ?

### 3.4.6 Tarification des autoconsommateurs

La délibération TURPE 5 HTA-BT a modifié la composante de gestion applicable aux autoconsommateurs individuels.

Par ailleurs, la délibération de la CRE du 7 juin 2018<sup>[4]</sup> a instauré des dispositions relatives à la tarification des réseaux spécifiques aux participants à des opérations d'autoconsommation collective. Elle a plus spécifiquement :

- introduit une composante de gestion spécifique aux utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective ;
- introduit une nouvelle composante de soutirage, optionnelle, à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective.

L'introduction de cette composante de soutirage optionnelle vise à permettre aux opérations d'autoconsommation collective de tirer parti de la distinction entre soutirages autoproduits (correspondant à l'énergie générée par les installations de production faisant partie de l'opération) et soutirages alloproduits (correspondant à la différence entre consommation et production affectée à l'utilisateur de l'opération). Un tel tarif permet en effet de réduire le tarif payé par les opérations qui sont capables de maximiser leur autoproduction aux heures critiques pour les réseaux tout en diminuant leurs soutirages alloproduits en général et a fortiori aux heures critiques.

La CRE a indiqué qu'elle réaliserait un retour d'expérience de ces dispositions, dans le cadre des travaux d'élaboration du TURPE 6. L'historique à disposition à ce stade, concernant en particulier la composante de soutirage optionnelle pour les participants à des opérations d'autoconsommation collective, est toutefois trop limité. Afin de disposer d'un historique suffisant, cette question sera abordée dans la consultation publique relative au TURPE 6 prévue en octobre 2020. La CRE invite par ailleurs les porteurs de projets d'autoconsommation collective en activité ou bien en cours d'élaboration à faire part de leurs retours d'expérience et de leurs observations éventuelles sur les dispositions en vigueur.

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 ?

**LISTE DES QUESTIONS POSEES**

- Question 1** Êtes-vous favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6 ?
- Question 2** Etes-vous favorable aux évolutions de méthodologie envisagées par la CRE pour déterminer la composante de soutirage ?
- Question 3** Êtes-vous favorable à l'évolution des grilles HTB ?
- Question 4** Êtes-vous favorable à l'évolution des grilles HTA et BT > 36 kVA ?
- Question 5** Êtes-vous favorable au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?
- 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 ?
- Question 7** Etes-vous favorable à l'évolution des grilles BT ≤ 36 kVA ?
- 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 ?
- 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 ?
- 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 ?
- Question 11** Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction de dénivelés de puissance souscrite en basse tension ≤ 36 kVA ne constitue pas une évolution à prioriser pour TURPE 6 ?
- 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
- 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 ?

## ANNEXE 1 : Evolutions liées à la transition énergétique

Le tarif TURPE 6 s'inscrit dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, qui se matérialise notamment comme suit :

- le déploiement de la production d'électricité renouvelable décentralisée :
  - o une part croissante de l'électricité consommée provient désormais de moyens de production raccordés directement au réseau de distribution. Ainsi, les parcs de production éolien et solaire, en grande majorité raccordés aux réseaux de distribution, ont respectivement augmenté de 9 % et 10,4 % en 2019<sup>16</sup>, pour atteindre respectivement une puissance installée de 16,5 GW et 9,4 GW, portant la puissance du parc de production d'énergies renouvelables à 53,6 GW au 31 décembre 2019, toutes filières confondues<sup>17</sup>.
  - o cette tendance à la hausse est appelée à se poursuivre : le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) mis en consultation le 20 janvier 2020 fixe, pour l'éolien terrestre, une capacité cible de 24,1 GW en 2023, et comprise entre 33,2 et 34,7 GW en 2028, et, pour la filière photovoltaïque, une capacité cible de 20,1 GW en 2023, et comprise entre 35,1 et 44,0 GW en 2028.
  - o ces puissances installées ont pour caractéristique d'être disséminés sur le territoire sous la forme de très nombreuses installations de faible puissance unitaire : le nombre d'installations de production raccordées en moyenne tension (HTA) au réseau géré par Enedis a doublé entre 2010 et 2019 pour s'élever fin 2019 à plus de 5 200 installations, pour une puissance de 24 GW. En basse tension, le nombre d'installations raccordées au réseau géré par Enedis est passé de moins de 60 000 installations en 2010 à 436 000 fin 2019, soit une multiplication par 7 du nombre de points d'injection raccordés en 10 ans, pour une puissance s'élevant à 4,4 GW.
  - o malgré l'électrification des usages (chauffage et eau chaude sanitaire, transport, développement d'usages spécifiques), qui implique une légère hausse de la consommation d'électricité des utilisateurs raccordés en basse tension au cours des dernières années, les soutirages apparents vus du réseau de transport stagne, voire décroissent, du fait de cette hausse de la production raccordée directement au réseau de distribution. A titre d'illustration, le niveau d'injection de RTE vers le réseau d'Enedis sur l'année 2019 est en diminution de -1,1 % par rapport à l'année 2018 (hors effets climatiques et calendaires).
  - o il résulte également de cette augmentation de la production décentralisée un volume de refoulement en forte hausse depuis quelques années. Il s'établissait pour Enedis à 16,6 TWh en 2019 (en hausse de 29 % par rapport à l'année 2018), soit un quart du volume de la production décentralisée. Une pointe historique de refoulement de 8,5 GW a été atteinte en septembre 2019.
- le développement des bornes de recharge de véhicules électriques : le nombre et la puissance installée de ces points de recharge ont pratiquement doublé entre fin 2017 et fin 2019 : 276 000 bornes, totalisant une puissance de 1,87 GVA en septembre 2019, à comparer à 156 000 bornes et 1,01 GVA en septembre 2017. Enedis envisage que le nombre de raccordements de bornes de recharges s'élève à 800 000 points par an en 2035 ;
- l'autoconsommation : les capacités de photovoltaïque en autoconsommation ont été multipliées par 4 environ depuis l'entrée en vigueur du TURPE 5 pour atteindre, à fin 2019, une puissance totale de 223 MW (57 000 installations). Les premières opérations d'autoconsommation collective ont quant à elles fait leur apparition en 2017. Les 28 opérations actives à ce jour concernent 398 consommateurs et 57 producteurs, tandis que 23 opérations supplémentaires sont déclarées en projet ;
- le déploiement des compteurs intelligents, qui offrent de nouvelles possibilités : les 24 millions de compteurs Linky posés à ce jour par Enedis permettent une tarification plus fine du TURPE et de la fourniture sur des calendriers dédiés, le placement local des régimes d'heures creuses, le pilotage d'usages à distance... ;

Ces transformations se traduisent par des investissements en hausse aussi bien sur le réseau de transport que sur les réseaux de distribution :

<sup>16</sup> Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2019, ADEEF, Agence ORE, Enedis, RTE, SER

<sup>17</sup> Les filières éolienne et solaire contribuent à hauteur de 96 % à la croissance des énergies renouvelables électriques sur le dernier trimestre 2019. Avec près de 25,6 GW installés en France, la filière hydraulique demeure stable, tandis que le parc de production d'électricité à partir des bioénergies dépasse 2,1 GW.

- en transport, le nécessaire renouvellement des infrastructures lourdes, le raccordement de l'éolien en mer et les interconnexions contribuent à expliquer la trajectoire prévisionnelle d'investissements de RTE s'élevant 36 Mds € d'ici à 2035 ;
- en distribution, la hausse prévisionnelle des investissements d'ici à 2035 (69 Mds € annoncés sur la période 2019-2035) s'explique en partie par les investissements nécessaires pour raccorder les EnR (500 M€/an) et les nouveaux usages tels que le véhicule électrique (300 M€/an).

## ANNEXE 2 : Méthodologie envisagée pour généraliser les options à 4 plages temporelles

La méthode envisagée pour la détermination des grilles s'articule autour de 4 étapes distinctes. Afin d'illustrer la mise en œuvre de cette méthode, à iso niveau TURPE 5, pour chacune des années de la période tarifaire, les grilles ont été recalées afin de conserver le dernier niveau de charges à couvrir connu, soit celui de 2019, tout en prenant en compte les évolutions de structure prévues dans la délibération TURPE 5, devant avoir lieu en 2020 :

1. étape 1 : construction de la grille 2021 telle que présentée au paragraphe précédent.
2. étape 2 : calage en niveau de la grille 2024 cible, avec suppression des options CU et MU DT et prise en compte d'un taux de déploiement de Linky « idéal » de 100 %. En réalité, le taux de déploiement de Linky sera de 96% cette année : l'intégralité des utilisateurs ne disposera pas de Linky et ne pourra donc pas souscrire d'option à 4 plages temporelles. Cette grille, qui ne correspond donc pas à la grille 2024 définitive, sert de base pour la construction des grilles 2022 et 2023.
3. étape 3 : les grilles 2022 et 2023 sont déterminées de façon à lisser les évolutions entre 2021 et 2024. L'augmentation du niveau des options CU et MU DT est déterminée de façon à décomposer en trois étapes annuelles les évolutions de facture moyenne des utilisateurs concernés entre 2021 et 2024. La baisse des options CU 4 et MU 4 est fixée de façon similaire par interpolation entre 2021 et 2024.
4. étape 4 : la grille 2024 cible est recalée en niveau pour prendre en compte le taux réel de déploiement Linky (96%).

A chacune des précédentes étapes (à l'exception de l'étape 2), le calage final des grilles est réalisé en simulant le choix d'option optimal des consommateurs de la base de clients considérée. Cette simulation prend en compte le fait qu'une part des clients, ne disposera alors pas de Linky, compte tenu du taux de déploiement prévisionnel de compteurs Linky à cette date et ne pourra donc pas choisir une option à 4 plages temporelles. Les taux de déploiement Linky utilisés pour la détermination des grilles tarifaires sont issus des dernières évaluations fournies par Enedis et peuvent être consultés dans le tableau ci-dessous.

Taux de déploiement de Linky entre 2018 et 2025

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Taux de compteurs Linky sur le parc BT desservi par Enedis	42%	63%	82%	92%	94%	95%	96%	97%

**ANNEXE 3 : Grilles BT ≤ 36 kVA prévisionnelles 2022 et 2023**

Les grilles envisagées pour le mouvement tarifaire du 1<sup>er</sup> août 2022, toutes choses égales par ailleurs et à niveau moyen de tarif constant, sont les suivantes :

**TURPE 6 2022 iso niveau 2020**

BT ≤ 36 kVA

**BASE**

CU €/kW	8,45
LU €/kW	72,14
CU c€/kWh	3,62
LU c€/kWh	1,02

**2 INDEX HP HC**

MU2 €/kW	10,41	
MU2 c€/kWh	3,76	2,56

**4 INDEX HPH HCH HPE HCE**

CU4 €/kW	7,92			
MU4 €/kW	9,35			
CU4 c€/kWh	5,80	3,80	1,31	0,86
MU4 c€/kWh	5,38	3,56	1,30	0,85

Les grilles envisagées pour le mouvement tarifaire du 1<sup>er</sup> août 2023, toutes choses égales par ailleurs et à niveau moyen de tarif constant, sont les suivantes :

**TURPE 6 2023 iso niveau 2020**

BT ≤ 36 kVA

**BASE**

CU €/kW	8,76
LU €/kW	71,15
CU c€/kWh	3,76
LU c€/kWh	1,00

**2 INDEX HP HC**

MU2 €/kW	10,80	
MU2 c€/kWh	3,91	2,66

**4 INDEX HPH HCH HPE HCE**

CU4 €/kW	7,81			
MU4 €/kW	9,22			
CU4 c€/kWh	5,72	3,74	1,30	0,85
MU4 c€/kWh	5,31	3,51	1,28	0,84

**ANNEXE 3 : Evolutions de facture TRV prévisionnelles par catégorie de clients**

Type	Option	Puissance	Ecart de facture TRV induite par les évolutions TURPE entre 2020 et 2021	Ecart de facture TRV induite par les évolutions TURPE entre 2020 et 2024
RES1	BASE	3	-0,1%	-0,6%
RES1	BASE	6	0,7%	0,0%
RES11	BASE	9	0,9%	0,4%
RES11	BASE	12	0,8%	0,3%
RES11	BASE	15	1,0%	0,4%
RES11	BASE	18	0,9%	0,4%
RES11	BASE	24	0,2%	-0,3%
RES11	BASE	30	0,5%	0,0%
RES11	BASE	36	0,4%	-0,1%
RES2	HC	6	-0,4%	0,1%
RES2	HC	9	-0,7%	0,0%
RES2	HC	12	-0,6%	0,1%
RES2	HC	15	-0,5%	0,2%
RES2	HC	18	-0,4%	0,3%
RES2	HC	24	-0,7%	0,2%
RES2	HC	30	-0,6%	0,3%
RES2	HC	36	-0,5%	0,4%
PRO1	BASE	3	0,4%	0,6%
PRO1	BASE	6	0,0%	-0,2%
PRO1	BASE	9	0,0%	-0,3%
PRO1	BASE	12	0,2%	-0,1%
PRO1	BASE	15	0,2%	-0,1%
PRO1	BASE	18	0,4%	0,1%
PRO1	BASE	24	0,0%	-0,3%
PRO1	BASE	30	-0,1%	-0,5%
PRO1	BASE	36	-0,1%	-0,4%
PRO2	HC	6	-0,5%	-0,9%
PRO2	HC	9	-0,5%	-0,8%
PRO2	HC	12	-0,5%	-0,9%
PRO2	HC	15	-0,6%	-1,0%
PRO2	HC	18	-0,6%	-0,9%
PRO2	HC	24	-0,9%	-1,2%
PRO2	HC	30	-0,9%	-1,1%
PRO2	HC	36	-0,9%	-1,2%