



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2019-011 DU 23 MAI 2019 RELATIVE A LA STRUCTURE DES PROCHAINS TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ « 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^{er} août 2017 et le 1^{er} août 2018 pour une durée d'application d'environ 4 ans et 3 ans respectivement¹. 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.

La structure tarifaire correspond à la façon dont les coûts de réseaux sont récupérés auprès des différents types d'utilisateurs, au travers de différentes composantes tarifaires. Cette allocation vise à envoyer les **bons signaux économiques aux différents utilisateurs des réseaux** pour en minimiser les coûts, à court et à long terme. Elle est, pour ce faire, fondée sur le principe de **reflet des coûts**, de façon à éviter les subventions croisées entre typologies d'utilisateurs et les éventuelles incitations néfastes qui pourraient y être associées. Il s'agit de répercuter sur les utilisateurs les coûts qu'ils génèrent et de faire en sorte que ceux qui adaptent leur comportement en sollicitant moins le réseau constatent une économie de facture cohérente avec les baisses de coûts qu'ils permettent.

Dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, la CRE a engagé dès 2018 des travaux et réflexions sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 6 »). 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 soumet à consultation dès aujourd'hui, soit plus de deux ans avant l'entrée en vigueur des tarifs TURPE 6, ses analyses préliminaires sur la structure de ces tarifs.

L'envoi de signaux économiques pertinents 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 d'autoproduction, 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, selon les meilleures modalités à court terme (optimisation de l'exploitation) et à long terme (optimisation des investissements). Une meilleure connaissance de l'évolution des inducteurs de coûts des réseaux dans ce contexte de transition énergétique permettra d'affiner les signaux favorables à cette optimisation des comportements.

Dans le TURPE 5, la CRE a procédé à une modernisation des grilles tarifaires, vers un modèle où les utilisateurs en haute tension 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. Deux exceptions subsistent toutefois :

- sur le domaine basse tension ≤ 36 kVA (particuliers et petits professionnels) : bien que des options à 4 plages temporelles aient été introduites, la CRE a maintenu, en raison de la proportion encore limitée de

¹ 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>)

compteurs Linky déployés sur la période et dans un souci de progressivité des évolutions, les options sans différenciation saisonnière Courte utilisation (Base) et Moyenne utilisation à différenciation temporelle (Heure Pleine/Heures Creuses) ;

- en HTB 3, où l'analyse des coûts ne faisait pas ressortir de différence substantielle entre les plages temporelles, du fait d'un très fort foisonnement des flux sur les axes du réseau de grand transport, la CRE a retenu un tarif sans différenciation temporelle et sans part puissance.

La présente consultation vise à interroger les acteurs sur les orientations préliminaires de la CRE pour la structure tarifaire du TURPE 6, dont les principaux enjeux, détaillés au paragraphe 1.4, sont les suivants :

- maintien global de la forme des grilles tarifaires ;
- préparation de la généralisation des options à 4 plages temporelles en BT \leq 36 kVA ;
- évolution de la tarification de l'injection.

La CRE prévoit le calendrier suivant pour l'élaboration du TURPE 6 :

- juin 2019 : première consultation publique sur la **structure** ;
- fin 2019 : deuxième consultation publique sur la **structure**, avec :
 - composante de soutirage ;
 - grilles à iso-niveau ;
- mi-2020 : consultation publique sur le **niveau et le cadre de régulation** ;
- fin 2020 : **délibérations** TURPE 6.

Paris, le 23 mai 2019

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à lui adresser leur contribution au plus tard le 12 juillet 2019 :

- de préférence en saisissant leur contribution sur la nouvelle plate-forme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr> ;
- ou par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp6@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, une version occultant ces éléments devra également être transmise. 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

1.	CONTEXTE	5
1.1	UN CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE STABLE	5
1.2	UN SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE EN TRANSFORMATION	5
1.2.1	Une stabilisation de la consommation ne contredisant pas la nécessité de signaux à la pointe	5
1.2.2	Des changements structurants dans le parc de production ayant des implications pour les réseaux ..	7
1.2.3	Compteurs évolués, autoconsommation, véhicule électrique et stockage viennent transformer les modes d'utilisation du réseau	7
1.3	PANORAMA DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES EN FRANCE	9
1.4	LES PRINCIPES DE TARIFICATION	9
2.	LES PRINCIPAUX ENJEUX ET OBJECTIFS DE LA CRE POUR LE TURPE 6	10
2.1	LE TURPE 5 A PERMIS UNE SIMPLIFICATION ET UNE RATIONALISATION DES GRILLES TARIFAIRES	10
2.2	UTILISATION DE DONNÉES DE RÉSEAU PLUS FINES	11
2.3	FAISABILITÉ D'UNE TARIFICATION AU COÛT MARGINAL	11
2.4	EVOLUTION DE LA TARIFICATION DE L'INJECTION	12
2.5	PRÉPARER LA GÉNÉRALISATION DES TARIFS HORO-SAISONNALISÉS POUR TOUS LES UTILISATEURS ..	12
3.	TRAVAUX ET PROPOSITIONS DE LA CRE	13
3.1	RAPPEL CONCERNANT LA TYPOLOGIE DES COÛTS DE RÉSEAU ET LES COMPOSANTES TARIFAIRES ASSOCIÉES	13
3.2	COMPOSANTE DE GESTION	14
3.3	COMPOSANTE DE COMPTAGE	14
3.4	COMPOSANTE DE SOUTIRAGE	15
3.4.1	Préparation de la généralisation des tarifs à 4 plages temporelles en basse tension	16
3.4.2	Suppression des options à pointe mobile en HTA	17
3.4.3	Des options « week-end » et « pointe mobile » peu souhaitables en basse tension	17
3.4.4	Introduction de dénivelés de puissance en basse tension	19
3.4.5	Opportunité d'assouplir les plages temporelles en transport (HTB)	19
3.5	RÉFLEXIONS AUTOUR D'UNE COMPOSANTE DE REGROUPEMENT EN BASSE TENSION	20
3.6	ABSORPTION DE PUISSANCE RÉACTIVE POUR LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION NON RÉGULÉES EN TENSION ET RACCORDÉES DANS LE DOMAINE DE TENSION BT > 36 KVA	20
3.7	TARIFICATION DE L'INJECTION	20
3.7.1	Enjeux liés à la tarification de l'injection	20
3.7.1.1	Cadre juridique	20
3.7.1.2	Enjeux économiques	21
3.7.2	Coûts d'infrastructure	22
3.7.3	Coûts des pertes	23
3.7.4	Coûts des réserves	24
4.	LISTE DES QUESTIONS POSEES	25

1. CONTEXTE

1.1 Un cadre législatif et réglementaire stable

Les dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie prévoient que le service public de l'électricité « est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique ».

Par ailleurs, les dispositions de l'article L.341-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en matière de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE). Ainsi, « les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie. [...] Elle procède [...] à la consultation des acteurs du marché de l'énergie ».

L'article L.341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ».

L'article L.341-4 du même code dispose que « 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. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L.341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En outre, l'élaboration de la structure tarifaire doit respecter le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage.

Ces dispositions n'ont pas évolué depuis la période d'élaboration du TURPE 5.

1.2 Un système énergétique en transformation

1.2.1 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, pour la première fois, l'intégralité des scénarios présentaient des trajectoires de consommation stables ou orientées à la baisse.

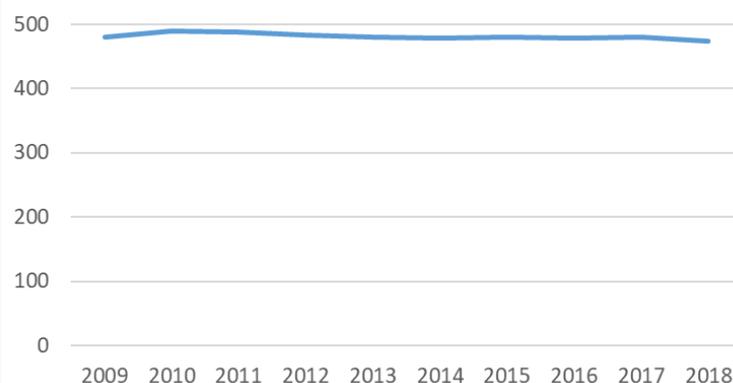


Figure 1 : évolution de la consommation d'électricité nationale en TWh corrigée des aléas climatiques (source : Statistiques de l'énergie électrique en France, Bilan électrique 2018, RTE)

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.

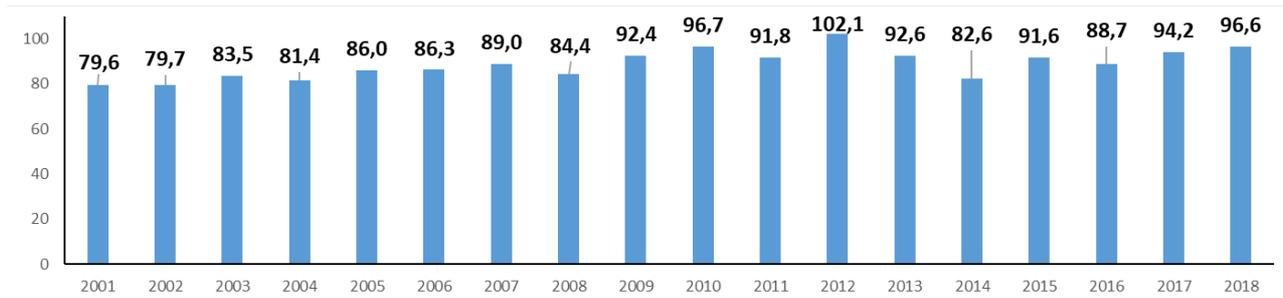


Figure 2 : évolution de la pointe de demande électrique nationale en GW (source : Open Data Réseaux Energie).
 Source : portail open data réseaux-énergies, <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/pic-annuel-conso-brute/table/?sort=date>

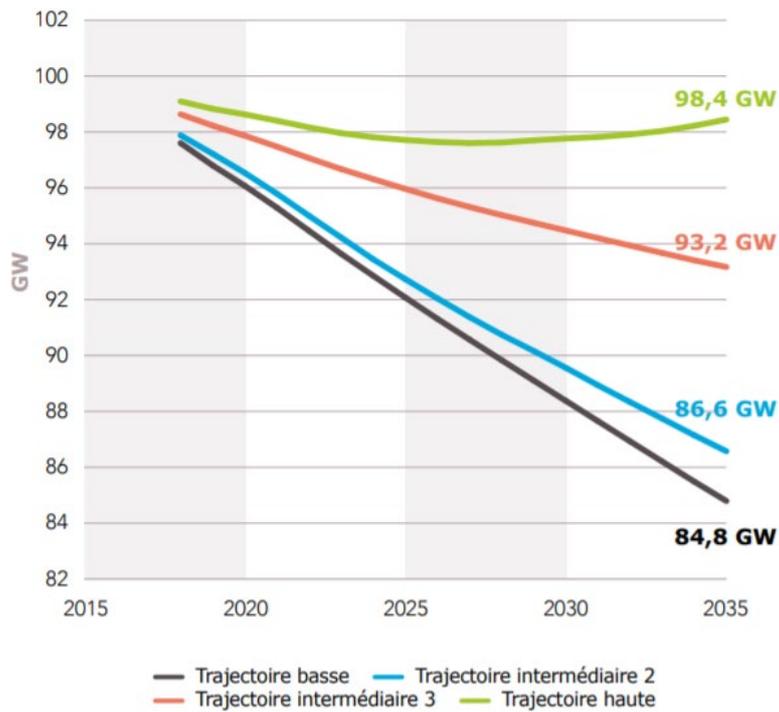


Figure 3 : prévision de l'indicateur de pointe « une chance sur 10 » (source : Bilan Prévisionnel de RTE 2017)

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.

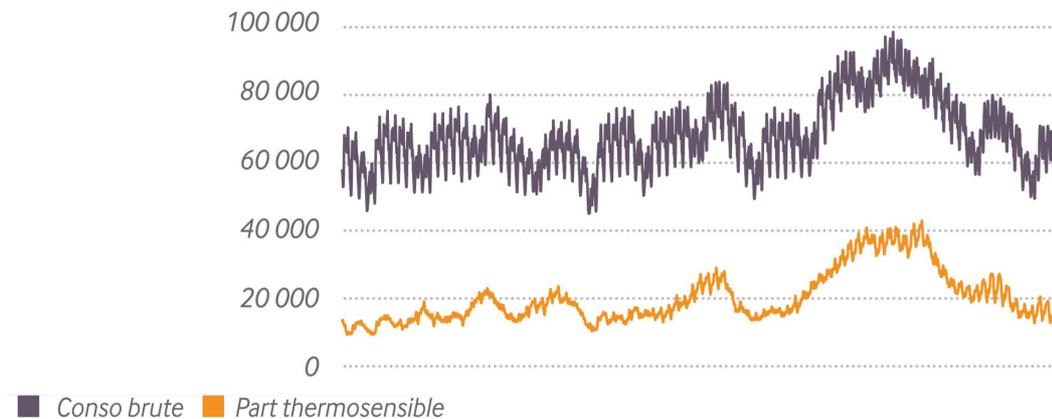


Figure 4 : Consommation nationale d'électricité et part thermosensible pendant l'hiver 2011-2012, en MW (source : RTE - Bilan électrique 2012)

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 (chauffage gaz, fioul...) vers le chauffage électrique, même si ce transfert se réalise via des pompes à chaleur.

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 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.

1.2.2 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 PPE. Le Bilan Prévisionnel 2017 de RTE 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 programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit une fermeture des centrales à charbon avant 2022, 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 bouquet énergétique à horizon 2035.

Cette transition énergétique 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.

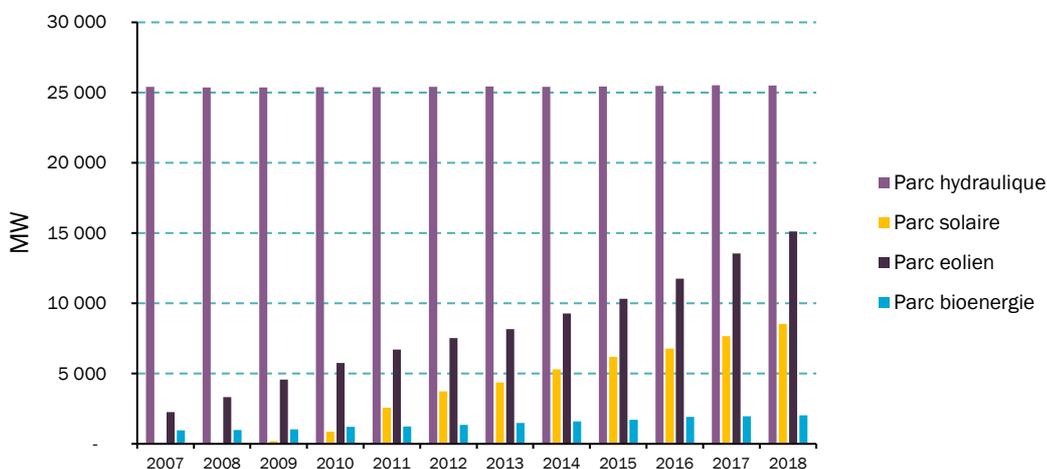


Figure 5 : évolution du parc de de production français (hors nucléaire et fossiles). Source : portail open data réseaux-énergies <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/parc-prod-par-filiere/export/>

1.2.3 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 leurs 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'activer un calendrier tarifaire spécifique au fournisseur lui permettant de proposer des offres innovantes, possibilité d'associer ce calendrier tarifaire à des contacts secs 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 lancé un appel à contributions en janvier 2019 sur le stockage, visant à étudier le potentiel, mais aussi 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 »² 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 cas échéant, le pilotage de cet appel de puissance constituerait un enjeu crucial pour l'optimisation des investissements dans les réseaux. Bien exploités, les véhicules électriques pourraient même rendre des services aux gestionnaires de réseau en contribuant aux services système au niveau national (réglage de la fréquence) et local (réglage de la tension) ainsi qu'à l'équilibre du système.

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'autoproduction, 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'autoconsommation³ a introduit la notion d'« **autoconsommation collective** », qui permet à des producteurs et consommateurs situés en aval d'un même poste de transformation HTA/BT 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 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, afin de permettre aux utilisateurs d'investir là où le potentiel de réduction des coûts est le plus élevé.

² <https://www.cre.fr/Actualites/Les-reseaux-electriques-au-service-des-vehicules-electriques>

³ Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité

1.3 Panorama des réseaux électriques en France

Les caractéristiques essentielles des réseaux électriques en France sont résumées dans le tableau suivant :

Domaines de tension	HTB3	HTB2	HTB1	HTA	BT
Gestionnaires	RTE			ENEDIS (95%), Entreprises Locales de Distribution (5%)	
Plage de tension	350 kV – 500 kV	130 kV – 350 kV	50 kV – 130 kV	1 kV – 50 kV	50 V – 1000 V
Longueur de réseau, hors ELD	22 000 km	28 230 km	55 600 km	640 000 km	721 000 km
Nombre de postes de transformation amont, hors ELD	N/A	108 (HTB3/HTB2)	485 (HTB3/HTB1 et HTB2/HTB1)	3348 (HTB2/HTA et HTB1/HTA)	787 500 (HTA/BT)
Puissance de transformation amont, hors ELD	N/A	130 GW (HTB3/HTB2)	118 GW (HTB3/HTB1 et HTB2/HTB1)	331 GW (HTB2/HTA et HTB1/HTA)	177 GW (HTA/BT)
Puissance maximale synchrone	76,8 GW	82,5 GW	72,6 GW	80,1 GW	63,6 GW
Coûts, hors ELD	1 100 M€/an	1 500 M€/an	2 200 M€/an	3 900 M€/an	4 600 M€/an
Utilisateurs typiques	Producteurs centralisés Consommateurs industriels Transport ferroviaire Postes-source de distribution			Producteurs décentralisés, essentiellement énergies renouvelables Consommateurs industriels et tertiaires	Producteurs décentralisés, essentiellement photovoltaïques Consommateurs tertiaires, professionnels et résidentiels
Nombre d'utilisateurs, hors ELD	50	520	3200	89 600	36,4 millions
Somme des puissances souscrites par les utilisateurs, hors ELD	N/A	25,1 GW	64,1 GW	34,9 GW	319,1 GW

Sources : RTE, Enedis. Dates : 2015 à 2018 selon disponibilité.

1.4 Les principes de tarification

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

- **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 ;

- **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* ».

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 de réduire les coûts de réseaux 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 factures pour tout ou partie des utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires actuelles ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. 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 sont inchangés depuis le TURPE 5.

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

2. LES PRINCIPAUX ENJEUX ET OBJECTIFS DE LA CRE POUR LE TURPE 6

2.1 Le TURPE 5 a permis une simplification et une rationalisation des grilles tarifaires

Dans le TURPE 5, la CRE a introduit plusieurs évolutions de structure tarifaire par rapport au TURPE 4, que l'on peut regrouper autour de quatre axes :

- renforcement de la transparence : les méthodes détaillées, les outils et les données nécessaires aux calculs des coefficients tarifaires sont rendus disponibles dans la rubrique *open data* du site Internet de la CRE ;
- amélioration de la méthode de construction de la composante de soutirage : la méthode de construction de la composante de soutirage adoptée en TURPE 5 présente en particulier un certain nombre d'améliorations en termes de reflet des coûts et d'équité. Elle a permis notamment de prendre en compte l'aléa climatique et son effet sur le dimensionnement des réseaux lié aux pointes de consommation ainsi que l'existence du foisonnement en basse tension ;
- simplifications de la forme des grilles, principalement :

- suppression des options concaves en HTB 3 et HTA ;
 - suppression de l'option à 8 plages temporelles en HTA ;
 - rapprochement des formes des deux options BT > 36 kVA ;
 - regroupement des trois plages de puissance en BT ≤ 36 kVA ;
- meilleur reflet des coûts en BT ≤ 36 kVA grâce à l'introduction d'options à quatre plages temporelles, qui expriment la forte différenciation des coûts des réseaux entre l'été et l'hiver.

Il en résulte des grilles tarifaires qui ont les caractéristiques suivantes :

- en HTB3, un tarif à l'énergie sans différenciation temporelle ;
- en HTB1 et HTB2, trois versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, moyenne utilisation, longue utilisation), chacune comportant cinq plages temporelles ;
- en HTA, deux versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, longue utilisation), chacune comportant cinq plages temporelles. En complément, une option à pointe mobile, déclinée également en deux versions comportant cinq plages, est proposée (sur l'avenir de cette option, cf. § 2.5.2) ;
- en BT > 36 kVA, deux versions sont proposées (courte utilisation et longue utilisation) comportant 4 plages temporelles ;
- en BT ≤ 36 kVA, cinq tarifs sont proposés, les deux derniers n'étant accessibles qu'avec un compteur Linky :
 - courte utilisation sans différenciation temporelle ;
 - moyenne utilisation avec différenciation selon les heures pleines et les heures creuses ;
 - longue utilisation sans différenciation temporelle ;
 - courte utilisation avec différenciation selon quatre plages temporelles : heures pleines de saison haute, heures creuses de saison haute, heures pleines de saison basse et heures creuses de saison basse ;
 - moyenne utilisation avec différenciation selon quatre plages temporelles.

2.2 Utilisation de données de réseau plus fines

La construction du TURPE 5 s'appuie sur des données de consommation très fines, d'utilisateurs réels (intégralité des utilisateurs HTB, échantillon important d'utilisateurs HTA et BT). En revanche, elle utilise 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. La part des coûts de réseaux attribuable au dimensionnement local des réseaux est estimée sur la base du foisonnement observé à l'échelle nationale, mais n'est pas fondée sur des observations réelles à l'échelle locale.

Pour le TURPE 6, la CRE étudie l'opportunité de travailler à partir de la topologie réelle du réseau, en se fondant sur la quantité d'ouvrages effectivement présente dans chaque poche de réseau⁴ 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 devrait permettre, d'une part, de 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.

2.3 Faisabilité d'une tarification au coût marginal

La CRE a rappelé dans la délibération TURPE 5 que le signal économique le plus rigoureux est fondé sur le principe du coût marginal, qui revient à faire payer la totalité des 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. Une tarification au coût marginal conduirait donc à attribuer la majorité des coûts d'infrastructure aux heures où se concentre la consommation des utilisateurs les plus thermosensibles et à ne pas faire payer ces coûts aux utilisateurs consommant en dehors de ces heures critiques (à l'exclusion des coûts attribuables tout au long de l'année tels que ceux des pertes). La CRE avait considéré dans le cadre du TURPE 5 qu'une telle tarification n'était

⁴ Groupement d'ouvrages de réseau unis par leur proximité, en termes d'impédance, à un transformateur amont.

pas souhaitable au regard des effets qui en découleraient en termes d'évolutions de factures. La CRE faisait notamment remarquer que la prise en compte dans le TURPE 5 de l'aléa climatique sur dix ans avait déjà pour conséquence d'augmenter les coûts alloués aux utilisateurs les plus thermosensibles (chauffage électrique) par rapport à la structure tarifaire précédente (qui était basée sur une année de consommation type à climat constant).

Dans le contexte du TURPE 6, le développement des compteurs évolués, de l'autoconsommation, des véhicules électriques et du stockage transforment les modes d'utilisation du réseau et soulèvent des enjeux considérables d'investissements dans de nouvelles infrastructures. Si, jusqu'à présent, les nouveaux usages génèrent des flux relativement faibles, il importe d'envoyer dès à présent des signaux reflétant les coûts et les bénéfices qu'ils génèrent pour le réseau. A ce titre, l'opportunité d'une tarification des infrastructures au coût marginal de long terme pourrait être réétudiée sur la base des données fournies par les gestionnaires de réseaux, de façon à encourager l'investissement là où il est efficace et à influencer sur la façon dont ces nouveaux appareils seront utilisés.

Ainsi, compte tenu, d'une part, des données plus fines dont elle dispose, et d'autre part, des enjeux associés à l'évolution rapide à venir des usages des réseaux, la CRE envisage de faire évoluer la méthode de calcul des coefficients de la composante de soutirage dans le TURPE 6 pour se rapprocher d'un principe de tarification fonction du coût marginal. L'étude de faisabilité d'une telle approche est encore en cours et fera l'objet d'une consultation publique ultérieure. La CRE veillera, comme pour le TURPE 5, à ce qu'une évolution de la structure tarifaire ne conduise pas à des évolutions de factures disproportionnées pour certaines catégories de consommateurs.

2.4 Evolution de la tarification de l'injection

Les coûts des infrastructures ainsi que ceux imputables aux pertes et à la contractualisation de services systèmes par le GRT sont aujourd'hui majoritairement portés par les soutirages. Cependant, comme indiqué précédemment, la transformation du mix énergétique en cours a un impact fort sur les coûts de réseaux ; en particulier la localisation du producteur a un coût très différent selon qu'il est plus ou moins proche de consommateurs et d'un réseau existant. Dès lors, la CRE est amenée à réexaminer, d'une part, le partage de ces coûts entre producteurs et consommateurs, et d'autre part, les signaux qui peuvent être envoyés aux producteurs afin de coordonner leurs choix d'investissements et d'exploitation avec les décisions des opérateurs de réseaux. Ces questions peuvent être envisagées différemment selon la catégorie de coûts considérée et le niveau de tension, et sont abordées plus en détail en section 3.7.

2.5 Préparer la généralisation des tarifs horo-saisonnalisés pour tous les utilisateurs

Après avoir introduit avec le TURPE 5 une option à 4 plages temporelles pour les consommateurs résidentiels et petits professionnels ($BT \leq 36$ kVA), révélant la différenciation des coûts de réseaux entre été et hiver, la CRE a indiqué, notamment lors de la consultation publique sur la tarification de l'autoconsommation⁵, qu'elle souhaitait travailler à une généralisation des tarifs saisonnalisés pour l'ensemble des consommateurs.

Le TURPE est aujourd'hui saisonnalisé pour les clients HTB2, HTB1, HTA et $BT > 36$ kVA mais la saisonnalité reste optionnelle pour les clients $BT \leq 36$ kVA.

La différenciation saisonnière est un élément structurant des coûts de réseau, qui est aujourd'hui imparfaitement transmis aux consommateurs $BT \leq 36$ kVA, pourtant à l'origine de l'essentiel de la pointe hivernale. Le chauffage électrique constitue ainsi le principal usage thermosensible, contribuant à des soutirages de 40 GW à la pointe. La cohabitation de la grille tarifaire saisonnalisée introduite par le TURPE 5 et des grilles historiques « Base » et « Heures Pleines/Heures Creuses », qui reflètent moins précisément les coûts, entraîne des effets redistributifs entre catégories de consommateurs ainsi que des incitations non souhaitables.

Chez les consommateurs $BT \leq 36$ kVA, bien qu'un reflet fin des coûts de réseau soit souhaitable dès lors qu'il est rendu techniquement possible par le déploiement des compteurs évolués, l'impact des signaux tarifaires sur la pointe de demande est faible à court terme. Ces consommateurs, et notamment ceux ayant le profil de consommation le plus saisonnalisé, ne peuvent du jour au lendemain adapter leurs usages au signal tarifaire qui leur est envoyé, et pourraient donc encourir des évolutions de facture significatives. Il est donc souhaitable que la différenciation temporelle du signal saisonnier considéré soit introduite graduellement. La CRE considère ainsi que le TURPE 6 doit être une période de transition active vers la généralisation des tarifs à quatre plages temporelles. Cette question est traitée de façon détaillée au paragraphe 3.4.1.

⁵ Consultation publique n° 2018-003 du 15 février 2018 relative à la prise en compte de l'autoconsommation dans la structure du TURPE HTA-BT et des tarifs réglementés de vente

Question 2 : Partagez-vous les enjeux liés à la tarification au coût marginal, à la tarification de l'injection et à la généralisation des tarifs horo-saisonnalisés, identifiés par la CRE pour l'élaboration de la structure du TURPE ?

3. TRAVAUX ET PROPOSITIONS DE LA CRE

Dans le cadre de ses travaux préliminaires sur la structure du prochain tarif, et compte-tenu des constats présentés précédemment, la CRE s'est en particulier interrogée sur trois thématiques :

- l'évolution de la composante de soutirage :
 - o la forme des grilles tarifaires ;
 - o le calcul des coefficients de la composante de soutirage ;
- l'évolution de la tarification de l'injection ;
- l'évolution des autres composantes tarifaires (comptage, gestion, etc.).

Compte tenu de l'exigence de visibilité vis-à-vis des utilisateurs, des fournisseurs et des gestionnaires de réseaux, la présente consultation publique se focalise sur les sujets qui nécessitent le plus de délais d'adaptation des offres de fourniture et des systèmes d'information liés aux tarifs. La méthode de calcul des coefficients de la composante de soutirage sera développée dans une prochaine consultation publique. Les réflexions sur la méthode de calcul seront notamment l'occasion de réinterroger l'équilibre puissance-énergie.

3.1 Rappel concernant la typologie des coûts de réseau et les composantes tarifaires associées

En première approche, les « coûts des réseaux » encourus par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution peuvent être classés de la façon suivante :

- les **coûts de gestion et du comptage** sont des coûts qui ne dépendent pas de l'usage du réseau, mais du type de service apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés ;
- les **coûts d'infrastructures** sont des coûts fixes à court terme (mis à part les coûts de gestion des congestions, très faibles à ce jour) mais variables à long terme par le jeu des investissements ;
- les **coûts des pertes** sont des coûts variables à court terme (et à long terme du fait des investissements). La contribution à ces coûts des utilisateurs dépend de l'énergie injectée et/ou soutirée aux différentes heures de l'année ;
- les **coûts des réserves** ;
- les **autres coûts**, tels que les charges centrales et autres charges non affectées.

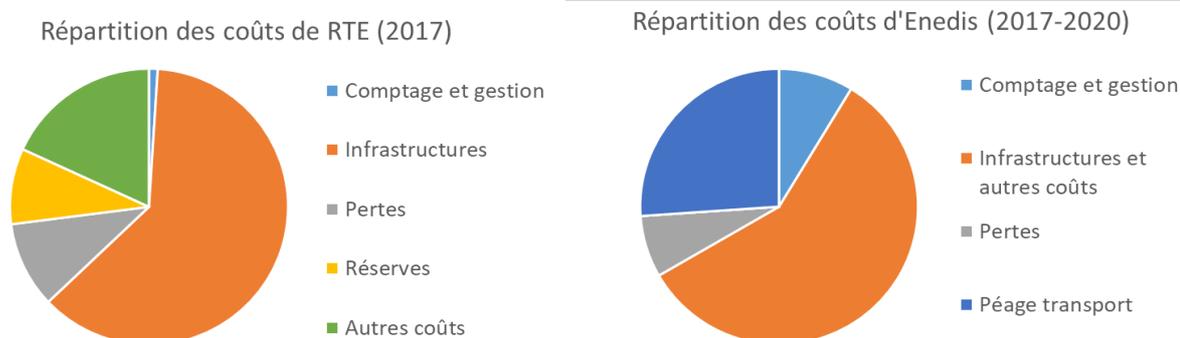


Figure 6 : répartition illustrative des charges annuelles portées par RTE et Enedis (source : données RTE et Enedis, analyse CRE)

La structure tarifaire vise à répercuter ces différents types de coûts selon un ensemble de composantes, différenciées par niveau de tension, qui sont les suivantes :

- des **composantes fixes** (€/an), qui couvrent les coûts de gestion et de comptage ;

- une **composante de soutirage**⁶, qui comporte :
 - des coefficients proportionnels à la puissance souscrite (€/kW/an), qui reflètent la contribution de la capacité demandée par l'utilisateur aux coûts des infrastructures de réseau ;
 - des coefficients proportionnels à l'énergie (€/kWh), qui reflètent, d'une part, la contribution de la durée d'utilisation de la puissance souscrite aux coûts des infrastructures de réseau et, d'autre part, la contribution de l'énergie soutirée aux coûts des pertes ;
- une **composante d'injection**, qui ne s'applique actuellement qu'aux injections sur le réseau de transport et qui reflète les coûts des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ainsi que le coût des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme transfrontalier ITC (*Inter TSO Compensation*) ;
- des **composantes spécifiques** à certains services annexes : dépassements de la puissance souscrite, alimentation complémentaire et de secours, regroupement, énergie réactive, dispositifs du TURPE HTB spécifiques aux distributeurs, etc.

La CRE estime que le recouvrement des coûts selon les composantes présentées ci-dessus est approprié et envisage de maintenir ce découpage dans le prochain tarif.

Question 3 : Etes-vous favorable au maintien du découpage du TURPE en différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?

3.2 Composante de gestion

D'après les éléments fournis par RTE, les charges de gestion de ses clients sur la période 2015-2018 se sont élevées à 37 M€ par an, contre 31 M€ pour les revenus issus de la composante de gestion. Si le caractère durable de cet écart était confirmé par une analyse des trajectoires prévisionnelles à horizon 2025, la CRE envisagerait d'augmenter la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport de l'ordre de 18% afin de couvrir plus précisément l'assiette de coûts correspondante.

Concernant la distribution, les coûts de gestion ont été analysés en profondeur par la CRE lors des travaux relatifs à la rémunération des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique. La CRE ne dispose pas d'éléments indiquant que ces coûts aient été significativement modifiés depuis.

En conséquence, la CRE n'envisage pas de modification significative de la composante de gestion, à une exception toutefois : dans sa délibération du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation⁷, la CRE a annoncé qu'elle réexaminerait, en vue du TURPE 6, le montant des composantes de gestion payées par les autoproducteurs. Il s'agit de s'assurer que les coûts imputables par les gestionnaires de réseaux de distribution à la gestion de ces utilisateurs sont effectivement couverts par la composante dédiée. Néanmoins, il est encore trop tôt pour disposer d'un retour d'expérience suffisant. Le niveau des composantes de gestion à destination des autoproducteurs fera donc l'objet d'une consultation ultérieure.

Question 4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'augmentation du niveau de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport, et le maintien du niveau général de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de distribution hors cas particulier de la composante de gestion payée par les autoproducteurs ?

3.3 Composante de comptage

S'agissant du transport, la trajectoire prévisionnelle élaborée par RTE montre une augmentation des coûts de comptage pendant la période 2015-2022 liée notamment au lancement du projet « Comptage Fil de l'Eau », puis une diminution à partir de 2023 liée principalement à la baisse des charges de capital liées à ce projet. En 2021, les charges de comptage atteindraient leur niveau maximal de 30 M€ et les revenus issus de la composante de comptage seraient de 25 M€. En 2025, cet écart serait entièrement résorbé. Le caractère transitoire de cet écart conduit la CRE à ne pas envisager à ce stade de réévaluation spécifique de la composante de comptage en transport dans le TURPE 6.

⁶ La composante de soutirage recouvre également les coûts des réserves ainsi que les autres coûts non affectés par domaine de tension, tels que les charges centrales.

⁷ Délibération n°2018-115 de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

S'agissant de la distribution, le déploiement des compteurs évolués modifie les coûts de comptage, qui recouvrent les coûts de fourniture, de pose et d'entretien des dispositifs de comptage, les coûts de contrôle, de relève et de transmission de données de facturation et les coûts liés au processus de reconstitution des flux. Les compteurs Linky permettent notamment des économies de coûts de relève.

La CRE envisage donc de faire évoluer le niveau de la composante de comptage en $BT \leq 36$ kVA et a, dans ce cadre, demandé à Enedis de lui transmettre des éléments chiffrés d'actualisation des coûts générés par les activités associées au comptage une fois le compteur Linky déployé.

De façon similaire, Enedis a transmis à la CRE des données actualisées relatives au coût du comptage des domaines HTA et $BT > 36$ kVA, qui ont également fortement évolué avec le renouvellement du parc de compteurs afin de généraliser la télérelève, ce qui se matérialise notamment par la fin de la relève à pied.

Il ressort de ces éléments préliminaires que le coût relatif du comptage pourrait être amené à baisser dans les années à venir, d'un ordre de grandeur différent selon le niveau de tension considéré.

En $BT \leq 36$ kVA, l'analyse des coûts de comptage futurs d'Enedis montre qu'ils s'élèveront à environ 18 €/an, contre une composante de comptage de 19,80 €/an actuellement, soit une baisse d'environ 10%.

Dans les domaines HTA et $BT > 36$ kVA, d'après les premières estimations, la baisse des coûts de comptage serait de l'ordre de 40% entre TURPE 5 et TURPE 6.

Si elles sont confirmées, ces baisses pourraient dès la prochaine période tarifaire être répercutées sous la forme d'une baisse des composantes tarifaires associées.

Question 5 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, en distribution, les évolutions des technologies de comptage nécessitent une baisse du niveau de la composante de comptage ?

3.4 Composante de soutirage

Un élément essentiel dans la façon dont les signaux tarifaires sont transmis aux consommateurs est la forme des grilles. Le passage des coûts de réseau à un tarif est avant tout un processus de simplification : les coûts alloués sont regroupés en plages horaires prédéfinies, ce qui limite la précision du signal, mais rend le tarif lisible. Cette moindre précision est dommageable pour les utilisateurs très flexibles, typiquement les stockeurs et les consommateurs ayant des usages pilotés automatiquement, qui sont capables de répondre à des signaux de prix variables. Elle a en revanche peu de conséquences sur le comportement des consommateurs « classiques », qui ne sont en tout état de cause pas capables de répondre à un signal trop complexe.

Le degré de simplification des grilles est choisi selon deux paramètres :

- le type de consommateur : les consommateurs raccordés à des niveaux de tension élevés peuvent avoir des grilles plus complexes que les consommateurs raccordés à des niveaux de tension bas ;
- la capacité qu'ont les fournisseurs à jouer un rôle de simplification, en sélectionnant une grille TURPE complexe, mais en l'intégrant dans une offre simplifiée pour le client final. Ainsi, en Allemagne, certains fournisseurs vont jusqu'à proposer des offres à prix fixe, en €/mois, établies en fonction de la consommation du client et de la pilotabilité de ses équipements.

La CRE a procédé avec TURPE 5 à une harmonisation des grilles tarifaires, vers un modèle où les utilisateurs en haute tension se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles, et les utilisateurs basse tension un tarif à 4 plages temporelles. Deux exceptions subsistent toutefois :

- sur le domaine basse tension ≤ 36 kVA (particuliers et petits professionnels) : bien qu'une option à 4 plages temporelles ait été introduite, le principe de progressivité a conduit à maintenir les options Base et Heure Pleine/Heures Creuses ;
- en HTB 3, où l'analyse des coûts ne faisait pas ressortir de différence substantielle entre les plages temporelles, du fait d'un très fort foisonnement des flux sur les axes du réseau de grand transport.

Concernant le TURPE 6, la CRE n'envisage pas à ce stade de modifier le degré de simplification et la forme générale des grilles.

Question 6 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas modifier la forme générale des grilles ?

3.4.1 Préparation de la généralisation des tarifs à 4 plages temporelles en basse tension

La CRE a indiqué, notamment lors de la consultation sur la tarification de l'autoconsommation, son objectif de généralisation, à terme, des tarifs saisonnalisés à l'ensemble des utilisateurs. Ces tarifs permettent de mieux refléter les coûts occasionnés par les pointes sur les réseaux de répartition et de distribution, qui sont pour la plupart d'entre elles concentrées dans la plage tarifaire d'heures pleines d'hiver, d'inciter les consommateurs à privilégier leurs efforts d'efficacité énergétique durant cette période et, ainsi, de contribuer à la maîtrise des coûts des réseaux.

La CRE envisage le TURPE 6 comme une phase de transition, avant une généralisation des tarifs à 4 plages temporelles à l'ensemble des utilisateurs BT \leq 36 kVA, et donc une suppression des tarifs sans différenciation saisonnière, qui pourraient intervenir à l'horizon TURPE 7.

Dans le TURPE 5, les tarifs BT \leq 36 kVA comportent, d'une part, des options tarifaires avec différenciation saisonnière (options Courte utilisation à 4 plages temporelles et Moyenne utilisation à 4 plages temporelles) ouvertes aux seuls utilisateurs équipés de Linky, et d'autre part, des options sans différenciation saisonnières (option Courte utilisation sans différenciation temporelle, Moyenne utilisation à deux plages temporelles, et Longue utilisation sans différenciation temporelle) ouvertes à tous les utilisateurs.

Les fournisseurs des utilisateurs qui ne sont pas encore équipés de compteur évolué sont contraints de choisir une des options sans différenciation saisonnière. Dès qu'un utilisateur est équipé de compteur évolué, son fournisseur a la possibilité de souscrire pour son compte une des options à 4 plages temporelles. Ainsi :

- les utilisateurs les plus présents en hiver, qui sont donc les plus coûteux pour le réseau, ont intérêt à choisir une option sans différenciation saisonnière ;
- seuls les utilisateurs qui soutirent relativement peu en hiver ont intérêt à choisir une option à 4 plages temporelles, bénéficiant ainsi d'une baisse de facture par rapport à l'utilisation de l'option sans différenciation saisonnière.

Il en résulte un manque à gagner qui est compensé par un recalage à la hausse, uniforme sur toutes les options BT \leq 36 kVA, de +1,16%/an pendant la durée du TURPE 5.

Un recalage des seules options sans différenciation saisonnière, d'une amplitude qui aurait été plus élevée afin de mieux refléter les coûts d'utilisateurs de plus en plus coûteux en moyenne, n'avait pas été retenu, afin de ne pas pénaliser les utilisateurs n'ayant pas encore été équipés d'un compteur évolué pendant la phase principale de son déploiement.

Plusieurs facteurs conduisent la CRE à envisager des évolutions pendant le TURPE 6, avec une hausse progressive du niveau des options sans différenciation saisonnière et une baisse progressive de celui des options à 4 plages temporelles :

- en fin de période du TURPE 5, les options à 4 plages temporelles seront sur-calées par rapport aux coûts générés par les utilisateurs qui y souscrivent et les options sans différenciation saisonnière sous-calées, d'environ 4%. Entre 2021 et 2025, période du TURPE 6, le taux d'utilisateurs équipés de Linky se rapprochera progressivement de 100% sur la zone de desserte d'Enedis, amplifiant encore davantage ces écarts si aucune correction n'est effectuée ;
- pendant la période du TURPE 6, à la différence du TURPE 5, la très grande majorité des utilisateurs auront un compteur évolué et ne seront plus contraints d'utiliser une option sans différenciation saisonnière. Comme les utilisateurs ne souscrivant pas d'option saisonnalisée génèrent le plus de coûts de réseau, les coefficients des options sans différenciation saisonnière auront vocation à augmenter au fur et à mesure que les derniers consommateurs seront équipés d'un compteur évolué et auront la possibilité de choisir une option à 4 plages temporelles.

Cette hausse progressive du niveau des options sans différenciation saisonnière pendant le TURPE 6 présente également l'avantage, d'une part, de modérer les variations de factures lors de la généralisation des options à 4 plages qui pourrait intervenir après 2025 et, d'autre part, de laisser aux consommateurs le délai nécessaire à l'adaptation de leurs installations et de leurs comportements.

La CRE envisage donc de procéder en deux phases :

- pendant une première phase, qui pourrait correspondre au TURPE 6 (2021-2025), le niveau des options à quatre plages temporelles serait progressivement diminué, et celui des options non saisonnalisées serait augmenté, afin de garantir une progressivité des évolutions et lisser les basculements des consommateurs d'une option vers l'autre ;
- lors d'une seconde phase, qui pourrait correspondre au début du TURPE 7 (2025), les options non saisonnalisées seraient supprimées. Se poserait alors la question du traitement 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. Plusieurs solutions peuvent être étudiées, comme par exemple la reconstruction d'un 4 index à partir de données estimées (auto-relevé, relève saisonnière...). Dans ce cas, pour les clients ne bénéficiant pas du compteur indépendamment de leur volonté, la CRE considère que le coût de la relève devrait le cas échéant être supporté par leur gestionnaire de réseau⁸.

Question 7 : Êtes-vous favorable au principe d'une généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles ?

Question 8 : Quel devrait selon vous en être le calendrier de la généralisation des options à 4 plages temporelles ?

Question 9 : Que pensez-vous des modalités de transition envisagées par la CRE ?

Question 10: Selon vous, comment devrait être traité le cas des utilisateurs ne disposant pas d'un compteur évolué à l'horizon TURPE 7 ?

3.4.2 Suppression des options à pointe mobile en HTA

Dans le TURPE 5, la CRE avait introduit en HTA des options à pointe mobile, afin de permettre aux utilisateurs disposant de flexibilité de bénéficier des coûts ainsi évités aux réseaux. Cette option a été introduite pour répondre à une demande de la Ministre chargée de l'énergie, exprimée dans sa lettre du 22 février 2016 précisant les objectifs de politique énergétique du gouvernement au Président de la CRE.

Cette option n'a été souscrite que 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 l'ensemble du système électrique, peu propice aux offres à pointe mobile.

Au vu de ces éléments, par mesure de simplification et de lisibilité des tarifs, la CRE envisage la suppression de cette option dans le TURPE 6.

Pour autant, il est à noter que les coûts d'adaptation des systèmes d'information d'Enedis à cette option tarifaire ont été déjà encourus lors de sa mise en place en TURPE 5. Ainsi, maintenir cette option présenterait des coûts futurs relativement faibles.

Question 11: Êtes-vous favorable à la suppression ou au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?

3.4.3 Des options « week-end » et « pointe mobile » peu souhaitables en basse tension

Lors des premiers travaux de la CRE en vue de la préparation du TURPE 6, la possibilité d'introduire des options « semaine/week-end », et « pointe mobile » dans les tarifs basse tension a été envisagée. Toutefois, à ce stade, de telles options ne semblent pas se justifier au regard de l'analyse des coûts des réseaux.

Option « week-end »

S'agissant de l'option semaine/week-end, l'analyse des données de consommation fournies par Enedis montre qu'une part significative des poches de réseau basse tension observe sa pointe de consommation pendant le week-end, notamment les poches présentant une forte concentration d'utilisateurs résidentiels. Ainsi, si une tarification nationale semaine/week-end peut avoir du sens du point de vue de l'équilibre national entre la production et la consommation, aucune différenciation des coûts de réseaux aux niveaux de tension inférieurs suffisamment marquée entre ces deux périodes ne justifie l'introduction d'une option tarifaire spécifique dans le TURPE. Une telle

⁸ Concernant les utilisateurs ayant refusé la pose d'un compteur évolué, la CRE a indiqué dans sa délibération du 3 mars 2016 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité, que la relève à pied leur serait facturée.

option pourrait au contraire induire des comportements inefficaces dans les poches de réseaux déjà fortement chargées le week-end.

Option « pointe mobile BT \leq 36 kVA »

La CRE a présenté dans la délibération TURPE 5 HTA-BT son analyse concernant l'opportunité d'une option tarifaire à pointe mobile en BT \leq 36 kVA. Elle rappelait notamment que plus le domaine de tension considéré est bas, plus les pics de consommation pertinents pour dimensionner les réseaux sont locaux. Un signal tarifaire à pointe mobile sur le niveau de tension BT \leq 36 kVA devrait donc être activé localement pour rendre effectivement service au réseau. Or, bien que des travaux de la part des gestionnaires de réseaux soient en cours⁹, la mise en œuvre d'un signal local, par Enedis ou les autres gestionnaires de réseaux de distribution, semble à ce jour prématurée.

Plus largement, l'opportunité même de recourir aux flexibilités locales via un signal tarifaire offert à tous les utilisateurs qui souhaitent le souscrire doit être questionnée. L'étude¹⁰ réalisée par un consultant externe pour le compte de la CRE en 2017, écarte l'opportunité d'un tel signal local comparativement à d'autres solutions plus ciblées d'activation et de valorisation des flexibilités.

En effet, chaque année, seule une minorité de poches de réseaux de distribution connaissent effectivement des congestions. L'objectif d'un signal économique visant à refléter le coût de ces congestions est de diminuer les soutirages dans le court terme. Contrairement à un appel d'offres de flexibilité locale qui peut être ouvert aux seuls utilisateurs se situant au sein de la poche de réseau congestionnée, une option du TURPE à pointe mobile, pourrait être souscrite par tout utilisateur, y compris dans les poches sans congestion immédiate, en application du principe de péréquation.

Par ailleurs, le choix du déclenchement local de cette pointe mobile par Enedis dans chacune des quelques 700 000 poches basse tension du réseau de distribution serait coûteux mais obligatoire en cas de souscription. Dans la majorité de ces poches, aucun bénéfice supplémentaire ne serait apporté par rapport au signal envoyé par un tarif à quatre plages temporelles, dont l'objet est de véhiculer un signal de long terme sur les comportements des consommateurs, pour limiter les investissements de réseaux nécessaires pour passer la pointe de consommation.

En outre, dans les poches où le déclenchement de cette pointe mobile apporterait bel et bien de la valeur, on peut estimer que l'utilisation d'un signal tarifaire générerait des inefficacités. En effet, même si le signal de pointe mobile était déclenché localement, le principe de péréquation conduirait à ce que sa valeur soit définie au niveau national et toutes les flexibilités seraient donc valorisées au même prix. De plus, il ne serait pas garanti que les consommateurs exposés au signal réagissent effectivement et permettent la résorption de la contrainte locale.

Enfin, si l'importance de la resynchronisation et du report des consommations conduisait à ce que les soutirages, immédiatement après la fin de la période mobile, soient supérieurs à ceux de l'heure critique initiale pour une poche de réseau basse tension donnée, le dimensionnement de cette poche de réseau pourrait alors s'avérer insuffisant. Le signal TURPE à pointe mobile serait alors contre-productif, conduisant à déclencher des renforcements de réseau pour cette poche.

Un signal tarifaire de pointe mobile BT $<$ 36 kVA déclenché au niveau national, bien que plus simple d'application, ne semble pas souhaitable non plus : il présenterait les mêmes risques liés aux effets de resynchronisation et de report des consommations, et apporterait des bénéfices plus faibles. En effet, si l'heure de pointe d'une poche de réseau basse tension donnée ne fait pas partie des heures d'activation du signal de pointe nationale, ce signal ne présentera aucun avantage pour cette poche de réseau.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, la CRE considère que l'introduction dans le TURPE BT d'une option à pointe mobile n'est pas souhaitable, que celle-ci soit déclenchée au niveau local ou national. Celle-ci tendrait à complexifier le tarif et pourrait par ailleurs entrer en contradiction avec les démarches entamées par les gestionnaires de réseaux pour développer et valoriser l'usage des flexibilités via des approches alternatives à l'utilisation de signaux tarifaires.

Question 12 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction en basse tension \leq 36 kVA d'une option « pointe mobile » et d'une option « semaine/week-end » n'est pas justifiée ?

⁹. Cf. par exemple l'appel à contribution réalisé par Enedis <https://www.enedis.fr/consultation-flexibilites>

¹⁰ Étude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité disponible à l'adresse <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Etudes/etude-sur-les-mecanismes-de-valorisation-des-flexibilites-pour-la-gestion-et-le-dimensionnement-des-reseaux-publics-de-distribution-d-electricite>

3.4.4 Introduction de dénivelés de puissance en basse tension

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 très 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.

Du point de vue économique, cette introduction serait effectivement justifiée. Elle pourrait renforcer l'incitation à déplacer des usages en heures creuses, et permettrait aux utilisateurs qui n'appellent pas leur puissance maximale aux heures pleines de révéler cette caractéristique, qui pourrait alors être prise en compte par les gestionnaires de réseau dans le dimensionnement.

Enedis a lancé des études sur les conditions opérationnelles de cette évolution, en particulier sur la différenciation saison haute/saison basse : il s'agit pour le GRD de confirmer la faisabilité technique et les délais associés de l'introduction de ces dénivelés de puissance en puissance dite « limitée » (c'est-à-dire avec coupure du disjoncteur en cas de dépassement de la puissance souscrite, cas de base en BT ≤ 36 kVA) ou bien en puissance « surveillée » (c'est-à-dire avec facturation des dépassements de puissance). Ces études ne sont encore achevées.

Au vu de ces éléments, la CRE considère qu'il pourrait être pertinent d'introduire la possibilité de souscrire des puissances différentes par plage temporelle si les coûts d'adaptation des systèmes de comptage et d'information sont compensés par les économies que ces dénivelés devraient permettre pour le réseau.

Question 13 : Êtes-vous favorable à l'introduction de dénivelés de puissance en basse tension ≤ 36 kVA, et selon quelles modalités ? Si vous êtes fournisseur, envisageriez-vous d'utiliser ces dénivelés dans la construction de vos offres tarifaires ?

3.4.5 Opportunité d'assouplir les plages temporelles en transport (HTB)

En distribution (HTA et BT), les gestionnaires de réseaux positionnent librement les huit heures creuses, en fonction des réalités du réseau local. Cette possibilité pour les gestionnaires de réseaux de déterminer les plages temporelles en fonction des spécificités locales du réseau apporte une vraie valeur. A titre d'exemple, dans le cadre du déploiement du véhicule électrique, la coexistence de plusieurs régimes d'heures creuses au sein d'une même poche de réseau basse tension permet 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, mais pourrait l'être à l'avenir.

En transport (HTB), les heures creuses ne peuvent pas être modifiées par RTE. La saison haute est, par défaut, fixée entre novembre et mars, avec une possibilité pour RTE de déplacer, au niveau national, 61 jours en saison haute après concertation au sein du CURTE.

L'étude des flux sur le réseau de transport montre que les pointes de consommation HTB sont variables selon les zones de desserte, et qu'il pourrait donc être pertinent, dans certains cas, et après due concertation, de déplacer les plages d'heures creuses ou de saison haute par zone géographique. La CRE envisage donc de donner cette possibilité à RTE.

Question 14 : Êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement des heures creuses en HTB ?

Question 15 : Êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement de 61 jours de saison haute en HTB ?

3.5 Réflexions autour d'une composante de regroupement en basse tension

Le regroupement consiste à additionner les courbes de charge de plusieurs points de livraison qui foisonnent pour bénéficier d'une puissance souscrite totale inférieure à la somme des puissances souscrites de chacun des points. La CRE a déjà étudié une telle possibilité lors de l'élaboration du TURPE 5, mais elle avait conclu qu'un regroupement en BT, sans condition, pouvait s'avérer contraire au principe de péréquation tarifaire (dans le cas par exemple où il serait utilisé pour desservir des points de connexion sur des sites distincts, voire des utilisateurs différents).

La question d'offrir la même possibilité en basse tension se pose à nouveau aujourd'hui, notamment dans l'objectif d'accompagner le développement du véhicule électrique. A ce stade, une expérimentation de portée limitée pourrait être envisagée.

Comme indiqué dans le rapport d'octobre 2018 intitulé *Les réseaux électriques au service des véhicules électriques*¹¹, la CRE considère utile d'étudier le cas particulier du regroupement d'un point de connexion dédié à la recharge du VE et d'un point de connexion dédié au logement dans l'habitat collectif. Ce cas particulier ne poserait en effet pas de difficultés en termes de péréquation tarifaire et permettrait alors à un consommateur de foisonner ses consommations via un pilotage de la recharge de son véhicule et donc de réduire éventuellement le niveau de sa puissance souscrite agrégée. En revanche, la faisabilité technique et opérationnelle d'un tel regroupement, ainsi que son impact sur le pilotage effectif de la recharge restent à étudier.

Ainsi, la CRE a demandé à Enedis dans ce même rapport d'aborder le sujet en concertation pour évaluer si cette question répond à une attente réelle et de mener une expérimentation afin de déterminer sous quelles conditions un tel regroupement pourrait être mis en œuvre.

Question 16 : Etes-vous favorable à une expérimentation portant sur le regroupement de points de livraison en basse tension pour faciliter le déploiement du véhicule électrique dans l'habitat collectif ?

3.6 Absorption de puissance réactive pour les installations de production non régulées en tension et raccordées dans le domaine de tension BT > 36 kVA

La délibération de la CRE du 28 juin 2018 prévoit que « lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, et que l'installation n'est pas régulée en tension, l'utilisateur s'engage [...] à ne pas absorber de puissance réactive dans le domaine de tension BT ».

Cette même délibération précise que dans le domaine de tension BT > 36 kVA, pour ces installations, l'énergie réactive absorbée est facturée à un niveau de 1,89 c€/kVAr.h.

Dans un contexte de forte pénétration des énergies renouvelables sur les réseaux, il s'avère que l'absorption de la puissance réactive par les installations décentralisées de production d'énergie électrique peut rendre un service au réseau et permettrait notamment, selon les premières expérimentations, d'éviter des coûts de renforcement et, le cas échéant, d'extension, sur les réseaux publics de distribution en basse tension.

La CRE envisage de supprimer la composante d'absorption de puissance réactive pour les installations de productions non régulées en tension et raccordées dans le domaine de tension BT > 36 kVA.

Question 17 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de supprimer la composante d'absorption de puissance réactive pour les installations de production non régulées en tension et raccordées dans le domaine de tension BT > 36 kVA ?

3.7 Tarification de l'injection

3.7.1 Enjeux liés à la tarification de l'injection

3.7.1.1 Cadre juridique

Le règlement européen n° 838/2010¹² encadre la fixation du tarif d'injection afin de limiter les éventuelles distorsions de concurrence entre pays membres. Le montant total payé par les producteurs pour le transport, rapporté

¹¹ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Vehicules-electriques>

¹² Règlement (UE) n° 838/2010 de la Commission du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre GRT et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport.

au volume total d'énergie injecté, ne peut excéder 0,50 €/MWh en moyenne sur le territoire national, quelle que soit la structure des tarifs. Il est important de noter que les coûts des pertes et des réserves ne sont pas pris en compte dans cette limite.

En outre, dans son avis n° 09/2014¹³, l'ACER recommande que le tarif payé par les producteurs proportionnel à l'énergie injectée ne serve pas à couvrir les coûts d'infrastructure et soit donc fixé à 0 en dehors de la couverture des pertes ou des coûts liés aux réserves d'équilibrage. En revanche, l'ACER précise qu'un tarif proportionnel à la capacité de production raccordée au réseau peut être utilisé dans la mesure où il reflète les coûts et permet de donner des signaux pertinents à l'investissement.

3.7.1.2 Enjeux économiques

Au-delà de la réglementation européenne, la CRE considère qu'un tarif d'injection doit en tout état de cause respecter les critères suivants :

- ne pas distordre la concurrence entre les producteurs raccordés au réseau HTB et les producteurs localisés sur le territoire d'autres États : un tarif d'injection excessif pourrait créer une discrimination tarifaire non justifiée par la différence de situation s'il ne s'appliquait pas de façon équivalente aux interconnexions. En effet, un producteur étranger pourrait alors acheminer de l'électricité en France par le biais des interconnexions à un coût inférieur à celui d'un producteur français raccordé au même nœud que l'interconnexion, bien qu'ils génèrent les mêmes coûts de réseaux ;
- être simple, lisible et suffisamment stable afin de ne pas générer une complexité disproportionnée au regard des bénéfices attendus.

La question de la refonte de la tarification de l'injection s'est déjà posée lors des travaux préparatoires du TURPE 5, au cours desquels la CRE avait mandaté une étude sur le partage des coûts entre producteurs et consommateurs et sur la pertinence d'un signal de localisation pour les producteurs. La CRE avait alors considéré qu'une tarification régionale d'injection en France pour refléter les coûts d'infrastructure n'apporterait pas d'amélioration significative dans la localisation des sites de production au regard de la complexité apportée¹⁴.

La CRE avait donc décidé de maintenir une composante d'injection pour les producteurs raccordés en HTB 3 et HTB 2 et de la relever à 0,20 €/MWh¹⁵. Ce montant correspond au coût :

- des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée, dans la mesure où cette partie du coût des pertes est directement imputable aux producteurs ;
- des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme ITC (*Inter-TSO compensation* – mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport), ces pertes étant générées par les flux transfrontaliers sur les réseaux des pays voisins liés aux importations et exportations depuis la France.

Deux axes de travail en prévision du TURPE 6 avaient toutefois émergé à l'issue de cette étude, concernant :

- les impacts d'un éventuel tarif d'injection géo-différencié et son articulation avec le signal déjà donné au moment du raccordement, en particulier, s'agissant des installations de production d'énergie, par les S3REnR ;
- la prise en compte des coûts des pertes et de contractualisation liés à l'équilibrage du système électrique (réserves) directement imputables aux producteurs sur un périmètre élargi de domaines de tension.

La transition énergétique implique des évolutions importantes du parc de production et conduit à poursuivre les réflexions concernant la tarification de l'injection. Il convient toutefois de noter que l'enjeu majeur concernant la tarification de l'injection porte davantage sur la nature des signaux à envoyer aux acteurs injectant de l'énergie sur les réseaux que sur le partage des coûts de réseaux entre producteurs et consommateurs¹⁶.

Une tarification efficace de l'injection devrait donc avant tout viser à orienter les décisions d'investissement et d'exploitation des producteurs, mais aussi des stockeurs, afin de minimiser les coûts complets du système électrique nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE. Par exemple, un rapprochement géographique et une synchronisation de la production avec la consommation pourraient dans certains cas diminuer les coûts de réseau. A l'inverse, si les choix des producteurs, consommateurs et gestionnaires de réseaux n'étaient pas suffisamment coordonnés, la transition énergétique pourrait se traduire par des surcoûts pour le système électrique qui seraient en fin de compte supportés par la collectivité. Ce sujet conditionne le coût collectif de la transition énergétique : les

¹³ Cet avis fait suite au règlement européen No 838/2010 du 23 septembre 2010 – opinion of the agency for the cooperation of energy regulators n° 09/2014 of 15 April 2014 on the appropriate range of transmission charges paid by electricity producers http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/opinions/opinions/acer%20opinion%2009-2014.pdf

¹⁴ Une telle tarification introduirait un degré supérieur de complexité dans la formation du prix de marché en France et dans l'articulation avec les signaux de localisation véhiculés par les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

¹⁵ Déjà existante en TURPE 4, la composante s'élevait alors à 0,19 €/MWh.

¹⁶ En première approche, aux flux d'interconnexion près, tout transfert de charge historiquement portée par les consommateurs vers les producteurs se verrait *in fine* répercuté dans les prix de marché de l'énergie, et se révélerait globalement neutre pour le consommateur final.

gestionnaires de réseaux soulignent qu'une part croissante de leurs dépenses d'investissements est liée à l'accueil des nouveaux flux, notamment en cas de refoulement des réseaux de distribution au réseau de transport lorsque la production décentralisée dépasse le niveau de consommation locale.

Ainsi, dans une optique de maîtrise du coût de la transition énergétique et dans le contexte de développement de nouveaux usages flexibles, la CRE considère que la question d'une tarification géo-différenciée et horo-saisonnalisée de l'injection doit être posée à nouveau.

A ce stade des travaux préparatoires au TURPE 6, la CRE s'interroge sur la meilleure façon de répercuter aux producteurs les coûts d'infrastructure, les coûts des pertes et les coûts de réserves qu'ils induisent. Dans ce contexte, la CRE a mandaté une étude externe en 2018 sur le système de prix nodaux. L'étude¹⁷ publiée en mai 2018 suggère notamment qu'un timbre d'injection géo-différencié pourrait inciter les producteurs à réduire le coût des pertes.

Les réflexions de la CRE concernant les différents aspects que pourrait revêtir une tarification des injections sont exposées ci-après.

Question 18 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la nécessité de s'interroger à nouveau sur l'opportunité d'une tarification de l'injection ?

3.7.2 Coûts d'infrastructure

Les flux de soutirage sont les principaux déterminants traditionnels du dimensionnement des réseaux. Or, le développement de la production décentralisée, mais aussi potentiellement du stockage, modifie les besoins de développement¹⁸ et de renforcement des réseaux :

- des injections décentralisées peuvent entraîner des besoins de renforcement si elles ont lieu dans des zones ou à des moments de faible consommation, où elles ne peuvent être que très partiellement consommées localement et où le dimensionnement du réseau n'est pas adapté à de telles injections ;
- à l'inverse, des injections décentralisées peuvent permettre d'éviter un investissement de renforcement pour répondre à un besoin de soutirage local si elles ont lieu dans une poche proche de la saturation et aux moments de plus forte consommation, permettant ainsi de diminuer la pointe locale.

Une tarification de l'injection, reflétant les coûts d'infrastructure que celle-ci induit, mais aussi ceux qu'elle peut permettre d'éviter si elle est bien localisée dans le temps et l'espace, permettrait d'envoyer un signal aux producteurs, à court et à long termes, afin que ceux-ci prennent en compte les contraintes de réseau lors de leurs décisions d'investissement puis d'exploitation. Autrement dit, une telle tarification contribuerait à une optimisation conjointe des réseaux et du parc de production, aujourd'hui opérés par des acteurs multiples. Ce signal tarifaire serait complémentaire à ceux apportés par les S3REnR lors du raccordement à l'échelle régionale et par les futurs marchés de flexibilité locale envisagés par les gestionnaires de réseaux¹⁹.

De surcroît, un meilleur reflet de la valeur créée par une synchronisation locale entre production et consommation, permettrait d'encourager le développement du stockage et de l'autoconsommation dans la mesure où ils contribuent à minimiser les coûts du réseau : de même que pour les producteurs, une telle tarification appliquée aux installations de stockage les pousserait à intégrer les coûts induits ou évités pour le réseau à leur choix d'emplacement et de cycles soutirage/injection en exploitation.

La CRE considère à ce stade qu'une éventuelle tarification de l'injection reflétant les coûts d'infrastructure doit être centrée en zéro : le cas échéant, pris dans leur ensemble, les injecteurs (incluant les postes-sources à l'origine de refoulements) ne supporteraient pas de coûts d'infrastructure supérieurs à ceux qu'ils supportent déjà aujourd'hui. Cela éviterait que cette tarification entraîne un renchérissement des prix de gros finalement répercutés sur les consommateurs, ou génère une distorsion contraire au droit européen tel qu'indiqué précédemment.

Cette tarification pourrait prendre la forme d'un jeu de coefficients, applicables sur des plages horaires définies localement par les gestionnaires de réseaux en fonction de la charge du réseau, de manière à refléter :

- via un tarif d'injection positif, la contribution aux coûts de réseau lors de pointes locales d'injection ;
- via un tarif d'injection négatif, la contribution aux coûts de réseau évités lors des pointes de consommation.

¹⁷ <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Etudes/Systeme-de-prix-nodaux-experience-americaine-et-perspectives-pour-l-Europe>

¹⁸ Enedis estime que le projet de PPE implique une accélération significative du rythme de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables avec un doublement du rythme annuel actuel pouvant, tous réseaux confondus, atteindre plus de 5 GW/an de déploiement pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque.

¹⁹ Voir par exemple <https://www.enedis.fr/consultation-flexibilites>

Cette approche permettrait de ne pas uniquement faire payer les producteurs et les stockeurs pour les coûts d'infrastructure qu'ils induisent, mais également de les rémunérer pour les coûts évités.

La mise en œuvre d'une tarification de l'injection assise sur les coûts d'infrastructure semble en première approche envisageable sur les niveaux de tension HTA, HTB1 et HTB2.

A ce stade, la CRE travaille avec les gestionnaires de réseaux à l'élaboration d'un tel timbre d'injection.

Question 19 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un tarif d'injection, centré en zéro, reflétant les effets positifs et négatifs induits par les injections sur les coûts d'infrastructure de réseaux ?

3.7.3 Coûts des pertes

Les coûts des pertes correspondent aux coûts encourus par le gestionnaire de réseau pour couvrir la différence entre l'énergie injectée sur le réseau et l'énergie soutirée du réseau. Il s'agit à la fois de pertes techniques (principalement effet Joule) et de pertes non techniques (erreurs de mesure et fraudes, essentiellement en basse tension). Le coût annuel des pertes s'élève à environ 500 M€/an pour RTE et 900 M€/an pour Enedis sur la période 2017-2020²⁰. Dans le TURPE 5, une régulation incitative est appliquée sur le volume des pertes générées sur les réseaux de transport et de distribution. Toutefois, si les gestionnaires de réseaux peuvent en partie, au travers d'actions de topologie notamment, influencer sur les volumes de pertes, ces derniers sont également fortement dépendants des décisions des utilisateurs, et notamment des choix de programmation des producteurs.

Le reflet du coût des pertes est l'un des éléments de la tarification nodale qui pourrait être mis en œuvre dans le TURPE 6, selon des modalités adaptées. Une tarification de l'injection exprimant le taux de perte, variable géographiquement et temporellement, pourrait modifier l'ordre de préséance économique des centrales de production, afin de prendre en compte non seulement le coût variable des différentes unités de production, mais aussi le coût variable des pertes induites sur le réseau. La prise en compte du coût des pertes dans les décisions des producteurs pourrait ainsi contribuer à réduire les pertes sur le réseau et les coûts induits.

Concrètement, les producteurs recevraient, par le biais de ce tarif d'injection, une incitation à moduler la production de leurs différentes centrales pour réduire les pertes et à placer davantage leurs maintenances dans les périodes où les pertes générées sont plus importantes. A long terme, ce tarif d'injection pourrait contribuer à inciter les producteurs à choisir de se raccorder à des nœuds du réseau moins coûteux en termes de pertes.

En Irlande et au Royaume-Uni, des mécanismes ont été mis en place pour refléter les coûts des pertes aux producteurs. A titre d'exemple, en Irlande, les producteurs reliés aux réseaux publics de transport et de distribution, ainsi que les interconnexions, se voient appliquer un taux de perte spécifique à chaque nœud du réseau²¹. L'énergie injectée est réduite – ou augmentée – des pertes qu'elle va engendrer – ou éviter – sur les réseaux.

En collaboration avec les équipes de la CRE, RTE a engagé des travaux pour étudier l'applicabilité de la méthode d'Eirgrid en Irlande au réseau de transport français. Ces travaux ont permis de confirmer que RTE est en capacité de calculer des taux de pertes reflétant les pertes générées ou évitées par 1 MW supplémentaire d'injection à un nœud donné du réseau pour chaque période significative de l'année (saison, heure de la journée). La détermination d'un tarif d'injection géographiquement différencié est donc techniquement possible sur les réseaux HTB. Les études se poursuivent et visent :

- à étudier l'impact potentiel de l'introduction d'une telle tarification sur les volumes et le coût des pertes en HTB ;
- à analyser la possibilité et la pertinence d'introduire une telle tarification aux interconnexions ;
- à analyser l'impact d'une telle tarification sur les échanges aux frontières et le risque de distorsion sur les échanges commerciaux ;
- à déterminer la méthode de construction des grilles afin de construire un signal stable, simple et lisible permettant un tarif efficace.

La CRE considère qu'un tel terme d'injection ne devrait être mis en œuvre que, d'une part, s'il permet effectivement de réduire le volume des pertes et d'autre part, s'il n'entraîne pas de distorsion des échanges aux frontières.

S'agissant du réseau de distribution, la CRE propose d'introduire un tarif d'injection différencié qui s'appliquerait aux utilisateurs du domaine de tension HTA et qui serait la somme, d'une part, du tarif d'injection du nœud du

²⁰ A titre illustratif, le volume de pertes modélisées pour l'année 2017 s'élève à 11,2 TWh pour RTE (soit un taux de 2,23% par rapport aux injections totales) et à 23,3 TWh pour Enedis (soit un taux de 6,0% par rapport aux injections totales).

²¹ <http://www.eirgridgroup.com/customer-and-industry/general-customer-information/tlafs/>

réseau HTB auquel le poste-source HTB/HTA est raccordé et, d'autre part, du coût des pertes générées ou évitées par un MW d'injection supplémentaire sur le réseau HTA.

Ce dispositif a vocation à inciter les producteurs : ils paient s'ils créent des pertes supplémentaires et sont rémunérés s'ils évitent des pertes.

Question 20 : Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés aux domaines de tension HTB reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?

Question 21 : Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés au domaine de tension HTA reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?

3.7.4 Coûts des réserves

Le coût annuel de la constitution des réserves (y compris réglage de la fréquence, reconstitution des services système, réserves rapide et complémentaire, surcoût marge, et interruptibilité, mais hors réglage de la tension) est de l'ordre de 260 M€ en 2018. Il est actuellement entièrement recouvert au travers de la composante de soutirage HTB.

Si la consommation contribue au dimensionnement des réserves dans certaines situations, la production y contribue aussi. Ainsi, il pourrait être envisagé, si cela permet d'en réduire le coût global, en particulier dans le contexte d'ouverture à la concurrence de la contractualisation de la réserve secondaire à terme, d'intégrer dans le tarif d'injection une partie des coûts des réserves.

La part du tarif d'injection reflétant la contribution des producteurs aux coûts des réserves pourrait prendre la forme d'une composante exprimée en € par MWh, le cas échéant différenciée selon les périodes et les heures de l'année pour prendre en compte les variations temporelles de volume et de prix des réserves.

A ce stade, la CRE n'envisage pas de modifier l'affectation des coûts du réglage de la tension, actuellement supportés par les soutirages.

Question 22 : Que pensez-vous de la possibilité de faire porter aux producteurs une partie du coût de constitution des réserves au travers du tarif d'injection si cela permet d'en réduire le coût global ? Le cas échéant, que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE vis-à-vis de la prise en compte de ce coût dans le tarif d'injection ?

4. LISTE DES QUESTIONS POSEES

- Question 1** Êtes-vous favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6 ?
- Question 2** Partagez-vous les enjeux liés à la tarification au coût marginal, à la tarification de l'injection et à la généralisation des tarifs horo-saisonnalisés, identifiés par la CRE pour l'élaboration de la structure du TURPE ?
- Question 3** Etes-vous favorable au maintien du découpage du TURPE en différentes composantes (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?
- Question 4** Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'augmentation du niveau de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport, et le maintien du niveau général de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de distribution hors cas particulier de la composante de gestion payée par les autoproducteurs ?
- Question 5** Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, en distribution, les évolutions des technologies de comptage nécessitent une baisse du niveau de la composante de comptage ?
- Question 6** Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas modifier la forme générale des grilles ?
- Question 7** Êtes-vous favorable au principe d'une généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles ?
- Question 8** Quel devrait selon vous en être le calendrier de la généralisation des options à 4 plages temporelles ?
- Question 9** Que pensez-vous des modalités de transition envisagées par la CRE ?
- Question 10** Selon vous, comment devrait être traité le cas des utilisateurs ne disposant pas d'un compteur évolué à l'horizon TURPE 7 ?
- Question 11** Êtes-vous favorable à la suppression ou au maintien de l'option HTA à pointe mobile ?
- Question 12** Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction en basse tension ≤ 36 kVA d'une option « pointe mobile » et d'une option « semaine/week-end » n'est pas justifiée ?
- Question 13** Êtes-vous favorable à l'introduction de dénivelés de puissance en basse tension ≤ 36 kVA, et selon quelles modalités ? Si vous êtes fournisseur, envisageriez-vous d'utiliser ces dénivelés dans la construction de vos offres tarifaires ?
- Question 14** Êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement des heures creuses en HTB ?
- Question 15** Êtes-vous favorable à donner à RTE la possibilité de modifier localement le positionnement de 61 jours de saison haute en HTB ?
- Question 16** Êtes-vous favorable à une expérimentation portant sur le regroupement de points de livraison en basse tension pour faciliter le déploiement du véhicule électrique dans l'habitat collectif ?
- Question 17** Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de supprimer la composante d'absorption de puissance réactive pour les installations de production non régulées en tension et raccordées dans le domaine de tension BT > 36 kVA ?
- Question 18** Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la nécessité de s'interroger à nouveau sur l'opportunité d'une tarification de l'injection ?
- Question 19** Êtes-vous favorable à l'introduction d'un tarif d'injection, centré en zéro, reflétant les effets positifs et négatifs induits par les injections sur les coûts d'infrastructure de réseaux ?
- Question 20** Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés aux domaines de tension HTB reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?

Question 21 Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés au domaine de tension HTA reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?

Question 22 Que pensez-vous de la possibilité de faire porter aux producteurs une partie du coût de constitution des réserves au travers du tarif d'injection si cela permet d'en réduire le coût global ? Le cas échéant, que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE vis-à-vis de la prise en compte de ce coût dans le tarif d'injection ?