



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

## **RAPPORT AU PARLEMENT**

**JUIN 2016**

Orientations de la CRE  
concernant les tarifs  
d'utilisation des réseaux  
publics d'électricité



# SOMMAIRE

<b>SYNTHÈSE.....</b>	<b>4</b>
<b>1. LE CADRE JURIDIQUE APPLICABLE .....</b>	<b>6</b>
<b>2. LES ENJEUX DE L'ÉLABORATION DES PROCHAINS TURPE.....</b>	<b>6</b>
2.1 UNE FORTE AUGMENTATION DE LA PRODUCTION D'ENR .....	6
2.2 UNE FAIBLE CROISSANCE DES CONSOMMATIONS.....	7
2.3 ...MAIS UNE POINTE ÉLECTRIQUE TOUJOURS IMPORTANTE .....	8
2.4 DES TECHNOLOGIES DE FLEXIBILITÉ QUI POURRAIENT PERMETTRE UNE PLUS GRANDE PROACTIVITÉ DES CONSOMMATEURS .....	8
2.5 DE PLUS EN PLUS DE CONSOMMATEURS-PRODUCTEURS.....	9
<b>3. LE TURPE, UN OUTIL ACCOMPAGNANT L'ÉVOLUTION DES MODES D'UTILISATION DES RÉSEAUX.....</b>	<b>9</b>
3.1 LES GRANDS PRINCIPES DE CONSTRUCTION DES TURPE.....	10
3.2 LA PUISSANCE ET L'ÉNERGIE : LES DEUX VARIABLES PERTINENTES POUR LA TARIFICATION DES RÉSEAUX.....	11
<b>4. LE TURPE 5 METTRA EN ŒUVRE DES ÉVOLUTIONS POUR RÉPONDRE AUX ENJEUX DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>12</b>
4.1 RENFORCEMENT DE L'HOROSAISSONNALITÉ DES TARIFS .....	12
4.1.1 Introduction d'une option à 4 plages temporelles en basse tension .....	12
4.1.2 Introduction d'options tarifaires à pointe mobile.....	13
4.1.2.1 Réseaux HTB3 .....	13
4.1.2.2 Réseaux HTB1 et 2.....	14
4.1.2.3 Réseaux HTA.....	14
4.1.2.4 Réseaux basse tension .....	14
4.1.3 Introduction d'un dispositif transitoire de pointe mobile en HTA dès janvier 2017 .....	16
4.2 QUELLE ARTICULATION ENTRE LE DÉVELOPPEMENT DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES ET LES RÉSEAUX ? ....	16
4.3 QUELLE ARTICULATION ENTRE L'AUTOPRODUCTION ET LES RÉSEAUX ? .....	17
<b>ANNEXES .....</b>	<b>18</b>
<b>1. DESCRIPTION DE LA MÉTHODOLOGIE DE CONSTRUCTION DE LA STRUCTURE TARIFAIRE .....</b>	<b>18</b>
<b>2. ALLOCATION DES COÛTS : CALCUL DES COÛTS UNITAIRES PAR NIVEAU DE TENSION .....</b>	<b>18</b>
<b>3. COÛTS HORAIRES D'INFRASTRUCTURE.....</b>	<b>18</b>
<b>4. COÛTS PAR KVA DE PUISSANCE SOUSCRITE POUR LA BASSE TENSION.....</b>	<b>19</b>
<b>5. COÛTS HORAIRES DES PERTES.....</b>	<b>20</b>
<b>6. ALLOCATION DES COÛTS : CASCADE DES COÛTS.....</b>	<b>20</b>
<b>7. ALLOCATION DES COÛTS : CALCUL DU COÛT PAR PLAGE TEMPORELLE PAR UTILISATEUR .....</b>	<b>22</b>
<b>8. DÉTERMINATION DES GRILLES TARIFAIRES AU REGARD DE L'ALLOCATION DES COÛTS .....</b>	<b>23</b>

## **SYNTHÈSE**

### **Rapport en application de l'article 160 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte**

L'article 160 de la loi relative à la transition énergétique et pour la croissance verte dispose que « *au plus tard six mois après la promulgation de la présente loi, la Commission de régulation de l'énergie rend compte au Parlement des orientations qu'elle entend mettre en œuvre pour que les tarifs de réseaux de transport et de distribution d'électricité incitent à améliorer la sécurité d'approvisionnement et la qualité de fourniture, favorisent la limitation des pointes d'injection et de soutirage et contribuent au développement des flexibilités, parmi lesquelles les moyens de stockage d'électricité décentralisés.* »

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, appelés TURPE 4 HTB (haute tension B) pour le réseau de transport, et TURPE 4 HTA-BT (haute tension A - basse tension) pour les réseaux de distribution, sont entrés en vigueur respectivement le 1er août 2013 et le 1er janvier 2014 pour une durée d'application d'environ quatre ans. Les tarifs suivants, dits TURPE 5, devraient donc entrer en vigueur à l'été 2017, pour une durée d'environ quatre ans également.

La définition de ces prochains tarifs prend en compte deux enjeux majeurs. Le premier est d'accompagner les évolutions du système électrique. Est plus particulièrement ciblée l'évolution de nouveaux usages : le développement des énergies renouvelables et de la flexibilité de la demande, ainsi que l'émergence des réseaux intelligents (smart grids) et de l'autoconsommation. Le second enjeu consiste à définir différentes composantes tarifaires des TURPE 5 afin d'inciter les utilisateurs de réseaux à adapter leur comportement pour minimiser les coûts d'investissement et d'exploitation.

Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, des enjeux, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des acteurs de marché, la CRE a d'ores et déjà engagé des travaux et des réflexions sur le niveau et la structure des prochains TURPE. Elle a en particulier soumis à consultation publique dès juillet 2015<sup>1</sup> ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs TURPE 5. La CRE a reçu 43 réponses, provenant de fournisseurs, d'associations de consommateurs, de gestionnaires de réseau, d'autorités organisatrices de la distribution d'électricité, de syndicats et d'autres entreprises ou groupement d'industries du secteur énergétique. Les répondants ont pu donner leur opinion sur les composantes à prendre en compte dans la structure tarifaire, sur la méthode d'allocation des coûts de réseau aux utilisateurs et sur la forme des grilles tarifaires. La CRE a également interrogé les acteurs de marché sur la pertinence d'un tarif à pointe mobile sur chacun des niveaux de tension. À la suite de cette consultation, la CRE a organisé fin 2015 deux tables rondes et des auditions des gestionnaires de réseaux.

Les réponses à cette consultation publique, ainsi que les travaux menés en interne ont amené la CRE à prendre le 18 février 2016 une délibération<sup>2</sup> portant orientations sur la structure des TURPE 5, afin d'apporter une visibilité accrue aux acteurs de marché. Cette délibération annonce les principales évolutions envisagées sur les grilles tarifaires à compter de l'été 2017. Elle donne une visibilité accrue aux gestionnaires de réseaux et aux acteurs de marché. Elle permet en outre aux gestionnaires de réseaux de lancer, plus d'un an avant l'entrée en vigueur des TURPE, les adaptations de leurs systèmes d'information, rendues nécessaires par les principales évolutions apportées à la structure des tarifs.

La délibération annonce la création d'une pointe mobile sur le réseau de distribution HTA. Cette option à pointe mobile sera fondée sur le signal dit « PP1 » du mécanisme de capacité. En effet, les heures couvertes par le signal PP1 correspondent à des heures critiques pour le réseau sur ce niveau de tension. Un signal de pointe mobile durant ces heures pourra donc contribuer à diminuer les besoins d'investissements en réseaux. Fonder la période de pointe mobile sur le signal PP1 du mécanisme de capacité présente par ailleurs l'avantage de renforcer la cohérence temporelle entre les « signaux-prix » de fourniture, du marché de capacité et du TURPE.

La CRE n'envisage pas de mettre en œuvre d'options à pointe mobile pour les autres niveaux de tension car ce ne serait pas économiquement pertinent. En basse tension en particulier, les pics de consommation pertinents pour dimensionner les réseaux sont majoritairement locaux. Un signal de pointe mobile national aurait donc un intérêt très faible, et amènerait de plus un risque de voir une resynchronisation des charges immédiatement après la fin de la période mobile, ce qui conduirait à finalement augmenter les coûts du réseau en basse tension.

<sup>1</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>

<sup>2</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-hta2>

## **ORIENTATIONS DE LA CRE CONCERNANT LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ**

Juin 2016

La délibération du 18 février 2016 annonce également la mise en place d'un TURPE à quatre plages temporelles, optionnel, pour la plage de puissance BT  $\leq$  36 kVA. La mise en place d'une telle option tarifaire est rendue possible par le déploiement des compteurs évolués Linky. En effet, ceux-ci, contrairement aux compteurs classiques, disposent de quatre index distributeurs. Cette nouvelle option tarifaire permettra de refléter dans la structure du TURPE, et donc dans le tarif payé par l'utilisateur, la différence de coûts d'utilisation du réseau entre l'été et l'hiver<sup>3</sup>. La mise en œuvre dès TURPE 5 d'un tarif à quatre plages temporelles optionnel permettra d'assurer la progressivité des évolutions de facture, et donc de garantir leur acceptabilité, critère auquel la CRE apporte la plus grande vigilance.

Le 25 mai 2016, soit plus d'un an avant l'entrée en vigueur des TURPE 5, la CRE a lancé une deuxième consultation publique<sup>4</sup> portant sur la structure des TURPE et présentant son projet de grilles tarifaires détaillées pour tous les niveaux de tension.

La délibération finale de la CRE sur les TURPE 5 est prévue à la fin de l'année 2016, soit plus de six mois avant l'entrée en vigueur des tarifs, afin de donner une meilleure visibilité aux acteurs du marché de l'électricité sur les évolutions à venir.

<sup>3</sup> Par souci de simplification, les termes « saison haute » et « saison basse », utilisés dans la consultation publique du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ont été remplacés respectivement par « été » et « hiver »

<sup>4</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-de-la-cre-du-24-mai-2016-relative-a-la-structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>

## **1. LE CADRE JURIDIQUE APPLICABLE**

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). Elles précisent notamment que « *la Commission de régulation de l'énergie se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité* », et qu'à cette fin, elle « *transmet à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française, ses décisions motivées relatives aux évolutions, en niveau et en structure, des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité [...] et aux dates d'entrée en vigueur de ces tarifs* ».

En outre, l'article L.341-2 du code de l'énergie dispose 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* ».

Aux termes des dispositions de l'article L.341-4, récemment modifié par la loi de transition énergétique pour la croissance verte, « *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. À 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.* »

L'article 160 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte dispose que « *au plus tard six mois après la promulgation de la présente loi, la Commission de régulation de l'énergie établit des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution qui incitent les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe* ».

Enfin, en application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, a transmis à la CRE par lettre du 22 février 2016 des orientations de politique énergétique concernant les prochains tarifs TURPE 5. Ces orientations, qui sont publiées sur le site internet de la CRE, soulignent notamment que « *le premier enjeu concerne la maîtrise des pointes électriques qui devrait être favorisée par l'introduction d'un tarif d'utilisation des réseaux "à quatre index" et par l'introduction d'un tarif d'utilisation des réseaux à "pointe mobile"* ». La CRE les prend en compte dans ses travaux en vue de l'élaboration des TURPE 5.

## **2. LES ENJEUX DE L'ÉLABORATION DES PROCHAINS TURPE**

Le système électrique français historiquement centralisé fait face depuis quelques années à des évolutions des modes de production et de consommation : l'augmentation de la production à partir de sources d'énergie renouvelable, la faible croissance de la demande, une pointe de consommation qui demeure très marquée, la mise en place de nouveaux mécanismes de flexibilité et le développement de l'autoproduction impactent les modes d'utilisation des réseaux. La structure tarifaire devra donc s'adapter en conséquence, et ce d'autant plus que ces évolutions sont amenées à se poursuivre, voire à s'accélérer.

### **2.1 Une forte augmentation de la production d'ENR**

Durant les dernières années, le développement des parcs de production éolien et photovoltaïque s'est accéléré, passant, pour l'éolien terrestre, de 671 MW à la fin de l'année 2005 à 9,8 GW en juin 2015, et pour le photovoltaïque de moins de 7 MW en 2006 à 5,7 GW en juin 2015. 95% de cette puissance est raccordée aux réseaux de distribution, ce qui, pour les gestionnaires de ces réseaux, amène de nouveaux enjeux en matière d'équilibrage de l'offre et de la demande au niveau local, et génère de nouveaux besoins de flexibilité pour les réseaux.

Ce développement s'est accompagné d'une baisse de coûts des deux filières, forte pour le photovoltaïque, un peu moins marquée pour l'éolien. Les prévisions laissent penser que cette baisse pourrait se poursuivre à un rythme élevé notamment pour le photovoltaïque. Dans ces conditions, la parité réseau<sup>5</sup> pourrait être atteinte pour un nombre croissant de nouvelles installations au cours de la prochaine période tarifaire.

<sup>5</sup> La parité réseau est atteinte dès lors que le coût moyen de l'énergie produite par le consommateur devient inférieur au prix de détail de l'électricité, taxes comprises.

## ORIENTATIONS DE LA CRE CONCERNANT LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

Juin 2016

**Tableau 1 : État du parc des installations raccordées au réseau géré par Enedis à la fin de mars 2016**

		Éolien	Photovoltaïque	Hydraulique	Biogaz	Cogénération	Autres	Total
Nombre d'installations raccordées en 2016		1 296	343 131	2 037	408	573	224	347 669
Puissance moyenne raccordée (MW) en 2016		9 330	5 398	1 468	331	1 867	1 330	19 724
Écart entre mars 2015 et mars 2016	Nombre	58 (4%)	17 518 (5%)	97 (5%)	64 (14%)	42 (7%)	0 (0%)	17 779 (5%)
	Puissance (MW)	798 (9%)	590 (11%)	1 (0%)	22 (7%)	105 (6%)	10 (1%)	1 525 (8%)

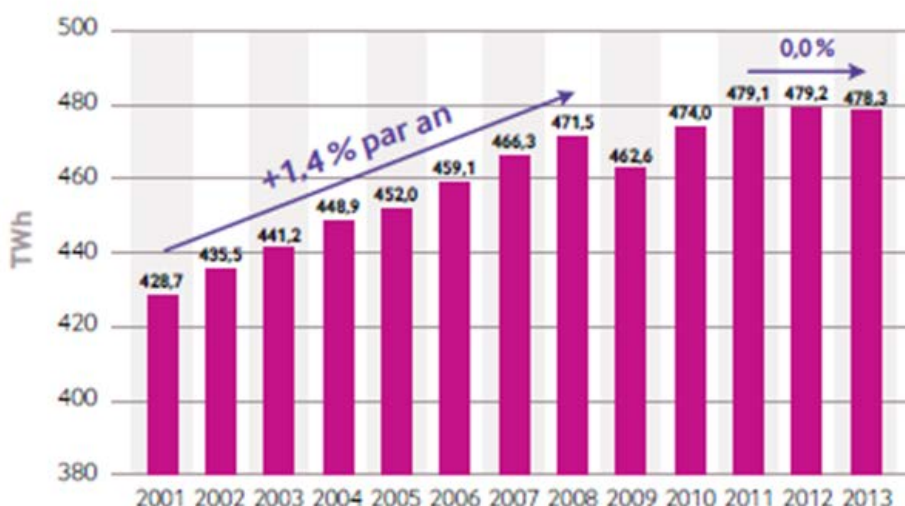
### 2.2 Une faible croissance des consommations...

On constate depuis plusieurs années un net ralentissement de la croissance de la consommation d'électricité. Ce phénomène s'explique par une croissance économique faible, mais aussi par des efforts de maîtrise de la demande en électricité (cf. figures 1 et 2).

Ces facteurs baissiers seront toutefois en partie compensés par l'apparition de nouveaux usages électriques, tels que le véhicule électrique, qui pourrait représenter en 2030 entre 3% et 16% des véhicules français, d'après le bilan prévisionnel de RTE<sup>6</sup>. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit plus de 7 millions de points de charge de véhicules électriques à l'horizon 2030. En outre, les pompes à chaleur, la ventilation et la climatisation prennent une place croissante depuis la réglementation thermique 2012 (RT 2012).

Au total, d'après le Bilan Prévisionnel de RTE, la consommation nationale pourrait, selon les scénarios, évoluer de -0,3% à +0,8% par an entre 2013 et 2020 et de -0,4% à +0,7% par an entre 2020 et 2030.

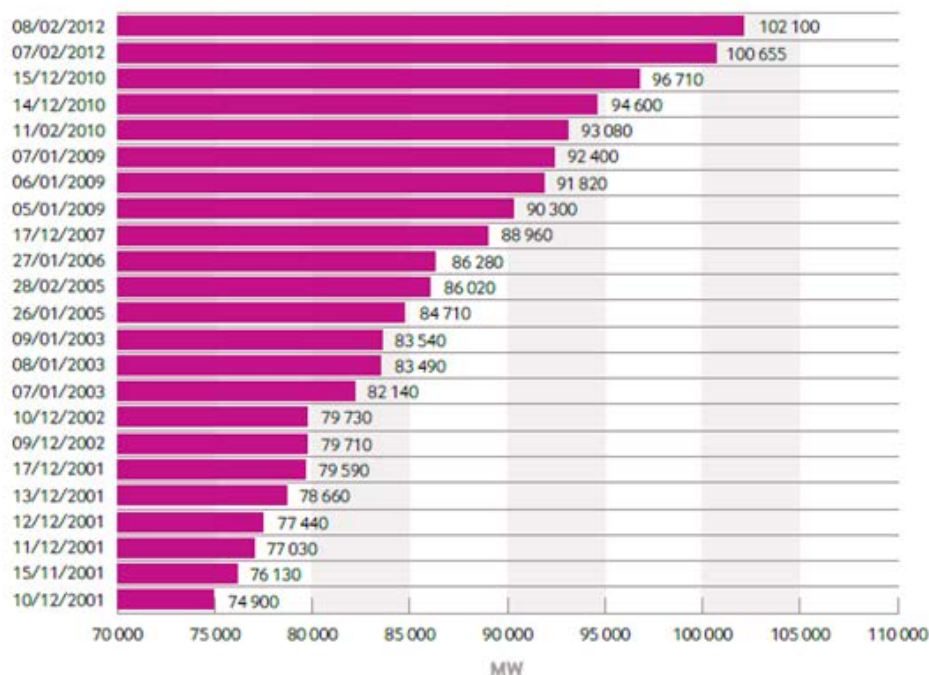
**Figure 1 : Consommation corrigée des aléas en France continentale (hors activité d'enrichissement d'uranium)**



Source : Bilan Prévisionnel RTE 2014

<sup>6</sup> Edition 2014 du Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France : [http://www.rtefrance.com/sites/default/files/bilan\\_complet\\_2014.pdf](http://www.rtefrance.com/sites/default/files/bilan_complet_2014.pdf)

Figure 2 : Pics historiques de consommation sur la dernière décennie



Source : Bilan Prévisionnel RTE 2014

### 2.3 ...mais une pointe électrique toujours importante

On distingue trois types de pointe électrique sur le réseau :

- la pointe journalière, liée à l'activité économique, à l'éclairage et à la cuisson ;
- la pointe hebdomadaire liée à l'activité économique plus forte en jours ouvrés ;
- la pointe saisonnière thermosensible liée au chauffage électrique.

La thermosensibilité du système électrique français est actuellement forte, estimée en moyenne à 2 400 MW par C° en hiver. Depuis 10 ans, la pointe de consommation nationale (additionnant pointe saisonnière, hebdomadaire et journalière) a crû trois fois plus vite que la consommation totale. Cela s'explique principalement par l'importance du chauffage électrique en France.

Toutefois, la part de marché du chauffage électrique dans les bâtiments neufs est en baisse depuis plusieurs années, notamment du fait de la RT 2012, qui limite la consommation d'énergie primaire des bâtiments. Ces nouvelles tendances devraient infléchir la croissance historique de la thermosensibilité de la pointe hivernale. Pour les prochaines années, le Bilan Prévisionnel de RTE prévoit des évolutions de la pointe similaires à celles de la consommation nationale allant, selon les scénarios prospectifs, de -0,2% à +0,8% par an entre 2013 et 2020 et de -0,4% à +0,7% de 2020 à 2030.

De nouvelles pointes de consommation pourraient par ailleurs apparaître, associées aux nouveaux usages électriques. Par exemple, le développement des véhicules électriques est susceptible d'induire de nouvelles pointes de consommation journalières à heures fixes.

D'autres usages, comme la climatisation, sont, pour leur part, susceptibles de créer des pointes saisonnières de consommation. Le coût induit pour le système électrique dépendra du synchronisme avec les pointes existantes et de leur concentration géographique.

### 2.4 Des technologies de flexibilité qui pourraient permettre une plus grande proactivité des consommateurs

Les difficultés induites tant par les pointes de consommation que par le développement des énergies renouvelables variables pourraient être atténuées grâce au développement de nouvelles modalités de valorisation des



flexibilités (ensemble des technologies permettant de piloter la consommation). Dans ce cadre, les consommateurs deviendraient proactifs, et réagiraient plus rapidement et efficacement aux signaux de pointe.

On peut mentionner les technologies suivantes :

- les compteurs évolués, dont le déploiement sera réalisé entre 2016 et 2021 pour le domaine BT  $\leq$  36 kVA sur les réseaux d'Enedis avec le compteur Linky. Ils permettront notamment l'introduction d'un tarif à 4 plages temporelles, reflétant mieux la variation des coûts du réseau, principalement en fonction de la saison et du moment de la journée ;
- les technologies d'asservissement, qui permettent d'activer certaines consommations électriques pendant les seules heures creuses. Très utilisées aujourd'hui pour l'eau chaude sanitaire, elles pourraient s'étendre à d'autres usages ;
- les boîtiers d'effacement, qui permettent aux consommateurs (entreprises et particuliers) de faire piloter à distance des effacements de consommation lorsqu'ils sont les plus utiles pour le système ;
- le développement du stockage décentralisé, par exemple le stockage couplé à une production décentralisée d'énergie renouvelable, ou le stockage diffus, qui offrent une flexibilité valorisable pour le réseau ou pour l'équilibre du système électrique. Associé à la production renouvelable décentralisée, le stockage favorise l'autoproduction en améliorant la synchronisation entre production et consommation.

## **2.5 De plus en plus de consommateurs-producteurs...**

Le développement des petites installations de production d'énergie renouvelable, ainsi que l'apparition des bâtiments à énergie positive, ont amené un nombre croissant de consommateurs à devenir également producteurs.

Ce phénomène d'autoproduction pourrait connaître une forte croissance (hors subventions) si la parité réseau est atteinte, ce qui passe par la poursuite de la baisse des coûts des énergies renouvelables ou si la flexibilité de la demande se développe. Cette dernière sera facilitée par l'asservissement de la consommation (pilotage à distance des installations électriques) et par le développement du stockage diffus.

Un meilleur synchronisme de la production et de la consommation peut aussi augmenter le bénéfice de l'autoproduction pour le système électrique, à condition toutefois que les mécanismes de flexibilité soient suffisants pour assurer une limitation des soutirages en période de pointe.

Par ailleurs, le développement de la production décentralisée pourrait s'accompagner d'un essor des écoquartiers. Ce regroupement des producteurs et des consommateurs d'une même zone augmentera le taux de coïncidence, à l'échelle d'un écoquartier par exemple, entre production et consommation, du fait du foisonnement des comportements de production et de consommation. De tels regroupements auront comme conséquence une baisse de l'utilisation des réseaux amont. La prise en compte explicite de ce phénomène, d'un point de vue tarifaire, pourrait, à terme, interroger le sens à donner aux principes de péréquation tarifaire et de tarification indépendante de la distance (timbre-poste).

## **3. LE TURPE, UN OUTIL ACCOMPAGNANT L'ÉVOLUTION DES MODES D'UTILISATION DES RÉSEAUX**

La transition énergétique pourrait amener, à terme, de profonds changements des modes d'utilisation des réseaux. La part croissante de la production décentralisée dans le parc de production, le développement de l'autoproduction, en particulier si le coût moyen des installations photovoltaïques devenait inférieur au prix de détail de l'électricité, ainsi que le développement des bâtiments à énergie positive et des écoquartiers, pourraient conduire à une baisse des énergies soutirées par les réseaux de distribution sur le réseau de transport ainsi qu'à une modification des flux sur les réseaux de distribution. Ces tendances seraient accentuées si le coût du stockage de l'électricité, aujourd'hui élevé, devait baisser substantiellement sous l'effet des différentes innovations technologiques.

Pour autant, les réseaux devraient continuer à se développer sous l'impulsion de plusieurs facteurs.

Le premier de ces facteurs est le développement de nouveaux usages tels que la recharge de véhicules électriques ou la climatisation. Par ailleurs, bien que les perspectives d'évolution de la demande présentées dans les scénarios de long terme du bilan prévisionnel élaboré par RTE soient globalement stables voire décroissantes, un certain nombre de territoires continuent à être particulièrement dynamiques et nécessitent donc des renforcements locaux sur les réseaux de transport et de distribution.

La deuxième tendance de fond appelée à modifier les modes d'utilisation et d'exploitation des réseaux publics d'électricité est la généralisation des réseaux intelligents (smart grids), permettant une connaissance plus fine des réseaux, et donc un pilotage plus efficace de leur fonctionnement. Le déploiement par Enedis des compteurs Linky entre 2016 et 2021 donnera ainsi potentiellement accès à des données de consommation beaucoup plus précises.

S'agissant du réseau de grand transport, la transition énergétique en cours pourrait conduire à développer des capacités d'échange aux frontières, à renforcer le réseau 400 kV pour assurer les secours entre territoires et pour accueillir la production, en particulier la production renouvelable.

Enfin, la poursuite de l'ouverture du marché, en France du fait notamment de la suppression des tarifs réglementés de vente pour les clients BT > 36 kVA, et à l'échelle européenne du fait de la mise en œuvre des codes de réseau européens et de l'approfondissement de l'Union de l'énergie, est un facteur à prendre en considération dans l'élaboration des tarifs de réseaux.

Un des enjeux majeurs des TURPE 5 sera d'accompagner et d'exploiter ces évolutions de façon à permettre un fonctionnement des réseaux dans les meilleurs modes économiques à court terme (optimisation de l'exploitation) et à long terme (optimisation des investissements). Pour cela, la définition des différentes composantes tarifaires des TURPE 5 devra adresser aux utilisateurs de réseaux des signaux les incitant à adapter leur comportement.

### **3.1 Les grands principes de construction des TURPE**

La méthodologie de construction de la structure des TURPE est présentée en annexe. Elle repose sur plusieurs principes :

- 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 ;
- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code de l'énergie, qui conduit à établir des tarifs faisant supporter à chaque catégorie d'utilisateurs les coûts que génèrent leurs soutirages sur les réseaux, indépendamment de l'usage qu'ils font de l'électricité.

La CRE considère en outre que les tarifs doivent concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- **Efficacité** : un signal tarifaire reflétant 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 de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par les gestionnaires de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs. Les tarifs doivent par conséquent refléter les coûts avec une finesse maximale, et en particulier avec la meilleure précision possible pour les périodes au cours de laquelle les coûts de réseau sont les plus élevés, sous réserve des critères énoncés ci-après.
- **Lisibilité** : pour refléter parfaitement les coûts, un tarif devrait en théorie comporter un prix différent de la puissance appelée pour chacune des 8760 heures de l'année. Un tel tarif serait trop complexe pour les utilisateurs, c'est pourquoi les tarifs proposés sont des simplifications par regroupement des coûts horaires. Les grilles doivent être suffisamment simples à appréhender pour les utilisateurs concernés. Le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type de clients du domaine de tension considéré.
- **Faisabilité** : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. Deux exemples significatifs de ce critère : les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis ; les signaux de pointe mobile doivent pouvoir être décidés, activés, acheminés et reçus.
- **Progressivité** : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains 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. Toutefois, il n'est pas souhaitable que les évolutions de structure conduisent à des augmentations de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

### **3.2 La puissance et l'énergie : les deux variables pertinentes pour la tarification des réseaux**

Les coûts des gestionnaires de réseau à couvrir par le TURPE sont principalement constitués de coûts d'infrastructures. Il s'agit en conséquence essentiellement de coûts fixes à court terme mais il est important de comprendre qu'ils sont variables à long terme. La répartition de ces coûts d'infrastructures entre utilisateurs est une question complexe : elle dépend non seulement de l'énergie totale consommée, mais aussi des moments où cette consommation a lieu, le dimensionnement des réseaux étant principalement fondé sur les pointes de puissance appelées.

Le tarif « idéal » consisterait à faire payer pour chaque heure de l'année un prix par mégawatt (MW) appelé. Pour des raisons de simplicité et de lisibilité, ce tarif « idéal » est approximé par un tarif définissant, pour différentes plages temporelles :

- une part puissance, proportionnelle à la puissance souscrite
- et une part énergie, proportionnelle à l'énergie consommée

En effet, si tous les consommateurs avaient le même profil de consommation tout au long de l'année, il serait indifférent de tarifier à la puissance ou à l'énergie. Si les coûts d'utilisation des réseaux étaient similaires à toutes les heures de l'année, un tarif entièrement à l'énergie serait adéquat. En revanche, dès que les profils d'utilisation des réseaux sont très différents et que les coûts d'utilisation des réseaux sont différenciés, ce qui est le cas en pratique, il devient nécessaire de définir des tarifs prenant en compte à la fois à la puissance souscrite et l'énergie consommée.

Une tarification uniquement à la puissance conduirait à ce que les utilisateurs qui utilisent peu leur puissance, et de surcroît en dehors des périodes de forte sollicitation, subventionnent les utilisateurs qui ont un taux d'utilisation de leur puissance plus important, a fortiori si c'est le cas pendant les périodes de pointe. Par ailleurs, une tarification uniquement à la puissance, en n'incitant pas les utilisateurs avec un taux d'utilisation faible ou moyen à limiter leur consommation, pourrait avoir pour effet d'augmenter la pointe de consommation et donc à terme d'augmenter les coûts d'infrastructures.

À contrario, avec une tarification uniquement à l'énergie, sur la base d'un coût moyen observé sur l'ensemble des heures considérées, les utilisateurs qui utiliseraient le réseau majoritairement aux heures les plus chères seraient subventionnés par les utilisateurs consommant aux heures les moins chères.

#### **Évolution des parts puissance/énergie en fonction des modifications éventuelles des usages du réseau**

Si la part puissance est faible pour certains tarifs, cela signifie que la consommation des utilisateurs ayant un taux d'utilisation de leur puissance souscrite inférieur à la moyenne (consommateurs dits « courts ») ne se concentre pas plus à la pointe que celle des consommateurs dits « longs » ; leur contribution au dimensionnement de réseau est donc proportionnelle à l'énergie soutirée. Il n'y a alors pas de raison de leur faire payer davantage la puissance souscrite, en plus de l'énergie soutirée.

En outre, un tarif prenant en compte l'énergie consommée avec une différenciation temporelle incitera à consommer le moins possible en heures de pointe.

Si un phénomène d'évolution vers un usage des réseaux de type assurantiel, c'est-à-dire avec un recours au réseau très limité (en cas d'insuffisance des sources de production renouvelables locales par exemple), devait se généraliser, la population des utilisateurs ayant une faible utilisation de leur puissance souscrite augmenterait et une majorité d'entre eux auraient tendance à consommer proportionnellement davantage qu'aujourd'hui aux heures de pointe. Dans ce cas, la composante de puissance souscrite deviendrait beaucoup plus importante qu'aujourd'hui.

Les valeurs des composantes tarifaires à la puissance et à l'énergie envisagées pour les TURPE 5 ne conduisent pas à une évolution significative par rapport à TURPE 4 de la répartition des recettes entre la part puissance et la part énergie tant en transport qu'en distribution.

A ce stade, le renforcement de l'horosaisonnalité des tarifs répond à la plupart des évolutions attendues des usages des réseaux d'électricité dans les prochaines années.

Dans un contexte d'évolutions rapides du paysage énergétique, la CRE envisage d'introduire une clause de rendez-vous, permettant d'adapter la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre des TURPE 5, soit à l'été 2019. Cette clause de rendez-vous ne serait activée que si des changements importants dans les modes d'utilisation des réseaux et dans les méthodes de dimensionnement des réseaux venaient à remettre en cause l'adéquation de la structure tarifaire avec la réalité des coûts. Elle serait mise en œuvre en tenant compte de l'impératif de visibilité et de stabilité des signaux tarifaires.

## **4. LE TURPE 5 METTRA EN ŒUVRE DES ÉVOLUTIONS POUR RÉPONDRE AUX ENJEUX DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE**

### **4.1 Renforcement de l'horosaisonnalité des tarifs**

L'article L.341-4 du code de l'énergie 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* ».

Introduire des tarifs horosaisonnalisés consiste à introduire une tarification différente en fonction des plages temporelles considérées (par exemple, hiver/été ou heures pleines/heures creuses). Le renforcement de l'horosaisonnalité répond à la plupart des évolutions de l'usage des réseaux attendues dans les prochaines années. En effet, le passage des pointes hivernales, même en cas de ralentissement de la croissance de la pointe, continuera à être structurant pour le dimensionnement des réseaux. Il est dès lors essentiel d'envoyer, grâce à la généralisation des tarifs horosaisonnalisés, un signal tarifaire reflétant le coût d'utilisation des réseaux en hiver, incitant ainsi à une réduction des consommations aux heures critiques pour le réseau.

En effet, les nouveaux modes de consommation pourraient conduire à ce que les coûts d'utilisation associés à des utilisateurs caractérisés par une même durée d'utilisation s'écartent de plus en plus de la moyenne reflétée par un tarif base sans signal horosaisonnalisé. Par exemple, les gestionnaires de réseaux soulignent qu'un tel tarif base pourrait faire bénéficier les autoproducteurs d'un gain de facture supérieur aux économies de coûts qui résultent de la diminution de leurs soutirages. En effet, si ces moindres soutirages se concentrent sur les heures les moins chargées, ils engendrent peu d'économies de coûts de réseaux.

La mise en œuvre de tarifs horosaisonnalisés limite ces effets d'aubaine, en garantissant une meilleure adéquation entre les gains de facture et les économies de coûts de réseaux que génèrent les utilisateurs. Avec des tarifs horosaisonnalisés, un autoproducteur qui diminue ses soutirages pendant les heures non critiques pour le réseau gagne moins sur sa facture qu'un autoproducteur qui parvient à diminuer ses soutirages pendant les heures critiques pour le réseau.

Le renforcement de l'horosaisonnalité se traduira dans les tarifs TURPE 5 par :

- une extension de l'horosaisonnalité à des tarifs n'en disposant jusqu'alors pas : ainsi, la CRE envisage de ne proposer dans le TURPE 5 que des options horosaisonnalisées pour le niveau de tension HTA, dont une option avec un signal de pointe mobile. Elle envisage aussi la mise en place d'un tarif horosaisonnalisé à quatre plages temporelles en basse tension  $\leq 36$  kVA.
- un renforcement de l'horosaisonnalité des coûts pris en compte pour construire ces tarifs : la construction des grilles tarifaires TURPE 5 se fonde sur des données beaucoup plus précises et plus nombreuses, notamment concernant les données de consommation utilisées, ce qui permet de modéliser avec plus de finesse les coûts générés par les différents types d'utilisateurs à toutes les heures de l'année. Par ailleurs, elle prend en compte l'aléa climatique en se fondant sur des données historiques de consommation réalisées sur les dix dernières années, alors que la construction des TURPE 4 s'appuyait sur des données de consommation en années climatique normale.

Les nouvelles grilles proposées pour les TURPE 5 reflètent en conséquence de façon plus précise les coûts générés par les utilisateurs de réseaux.

#### **4.1.1 Introduction d'une option à 4 plages temporelles en basse tension**

Le déploiement des compteurs Linky, qui devrait couvrir 40% des utilisateurs en basse tension  $\leq 36$  kVA à la fin de l'année 2018, constitue une opportunité pour faire évoluer la structure du TURPE dans le sens d'un meilleur reflet des coûts de réseau associés aux périodes de pointe, à travers le reflet de la différence de coûts d'utilisation du réseau entre l'été et l'hiver. La possibilité d'un tarif différenciant été et hiver est un des avantages de Linky. En effet, la différence de coûts de réseau entre été et hiver, qui est plus importante que la différence

entre heures pleines et heures creuses, ne pouvait pas jusqu'à présent être reflétée dans les tarifs basse tension du fait des limites des compteurs électriques.

En l'absence d'un signal-prix différenciant l'été et l'hiver, les utilisateurs ne seraient pas incités à modifier leurs comportements de consommation pendant les périodes les plus chères pour le réseau, qui sont concentrées en hiver. En particulier, les décisions d'investissement qu'ils prendraient dans les quatre prochaines années ne tiendraient pas compte du coût réel pour les réseaux de la consommation lors de la pointe hivernale.

Par ailleurs, introduire dans le TURPE 5 une telle option tarifaire permettra de mieux répondre aux craintes exprimées par certains acteurs quant au risque d'évolutions trop contrastées et trop rapides des montants des factures. Cette introduction facilitera ainsi la prise en compte de l'objectif d'acceptabilité des évolutions tarifaires, qui reste un des grands principes encadrant les travaux de la CRE en matière de structure tarifaire.

En effet, l'introduction dans le TURPE 5 d'une option à quatre plages temporelles se fera de manière optionnelle pour les clients qui disposeront d'un compteur Linky. Ainsi, ce tarif ne sera choisi que par des utilisateurs pour lesquels il conduit à une baisse de facture du TURPE par rapport aux autres options tarifaires, c'est-à-dire les utilisateurs moins présents sur la période hivernale que la moyenne. Différentes mesures ont été proposées par la CRE dans sa consultation publique du 24 mai 2016 en complément de cette progressivité naturelle pour éviter des évolutions de factures trop contrastées.

En conséquence, la CRE considère que la mise en œuvre dès TURPE 5 d'un tarif à quatre plages temporelles permettra de renforcer la progressivité des évolutions qui en découlerait, tout en donnant le plus rapidement possible les bons signaux d'investissement aux utilisateurs. À compter de l'entrée en vigueur des délibérations fixant le TURPE 5, la CRE introduira donc une option à 4 plages temporelles dans le TURPE 5, tout en étant attentive à l'évolution des factures qui pourra en résulter.

#### **4.1.2 Introduction d'options tarifaires à pointe mobile**

Dans la consultation publique du 22 juillet 2015, la CRE a interrogé les acteurs sur la pertinence de la mise en place de tarifs à pointe mobile pour les réseaux. Dans la note de consultation, la CRE a expliqué qu'un signal tarifaire de pointe mobile serait pertinent, car cohérent avec les heures dimensionnantes pour les réseaux<sup>7</sup>, sur le domaine de tension HTA et envisageable sur les réseaux HTB1 et HTB2.

À l'issue de cette consultation, la CRE a pris, le 18 février 2016, une délibération portant orientations et a présenté, dans une nouvelle consultation publique publiée le 22 mai 2016, les grilles tarifaires détaillées résultant de ces orientations.

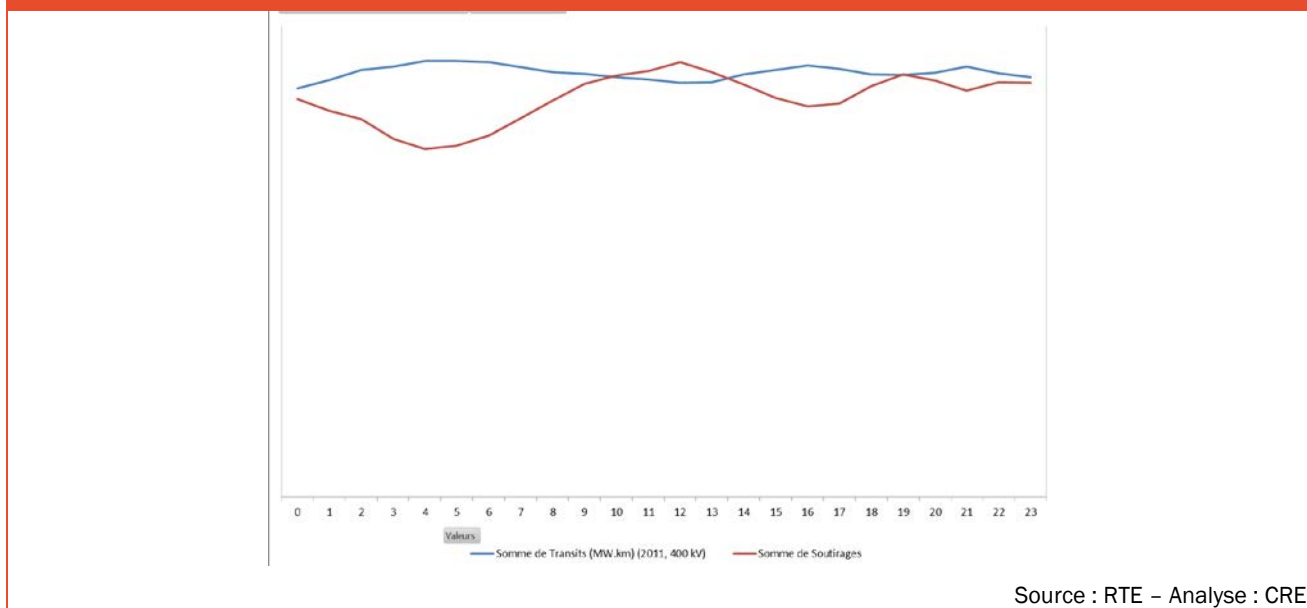
##### **4.1.2.1 Réseaux HTB3<sup>8</sup>**

Le dimensionnement du réseau HTB3 n'est pas directement lié aux pointes de soutirage. En effet, comme le montre le graphique ci-dessous, les transits en HTB3 varient peu au cours de la journée, avec une variation de 7% entre le minimum et le maximum des flux. De plus, cette variation est décorrélée des soutirages aux niveaux de tension inférieurs, en raison de l'importance des transits interrégionaux et internationaux. Compte tenu de ces éléments, la CRE maintient sa position et n'introduira pas d'option tarifaire à pointe mobile en HTB3 au moment de l'entrée en vigueur du TURPE 5.

<sup>7</sup> Soit les heures de forte consommation qui servent à définir les besoins d'investissements dans les réseaux.

<sup>8</sup> Réseaux HTB3 : de 350 kV à 500 kV / Réseaux HTB2 : de 130kV à 350 kV / Réseaux HTB1 : de 50 kV à 130 kV / Réseaux HTA : de 1kV à 50 kV / Réseaux basse tension : ≤ 1 kV

Figure 3 : Moyenne horaire des transits<sup>9</sup> et soutirages sur le réseau HTB3, 2011



#### 4.1.2.2 Réseaux HTB1 et 2

Compte tenu du nombre d'heures critiques pour les réseaux HTB1 et HTB2 (2000-2500 heures), un signal tarifaire de pointe mobile calé sur la même période d'activation que celle utilisée pour le mécanisme de capacité (entre 100 et 150 heures) serait particulièrement dilué en HTB1 et HTB2, ce qui diminuerait d'autant l'intérêt d'un tel signal. La CRE constate par ailleurs que les clients potentiellement concernés sont moins nombreux qu'en HTA. Enfin les associations de consommateurs industriels n'ont pas exprimé d'intérêt pour ce type d'option tarifaire, de même que la majorité des fournisseurs. L'ensemble de ces éléments conduisent à ne pas mettre en œuvre d'option à pointe mobile pour ces domaines de tension en moment de l'entrée en vigueur du TURPE 5.

#### 4.1.2.3 Réseaux HTA

Du fait d'un relatif synchronisme des périodes de pointes nationales de consommation et des heures critiques pour le réseau HTA, un tel signal peut contribuer à diminuer les besoins d'investissements en réseaux. Cette option tarifaire serait activée sur la période de pointe dite « PP1 » du mécanisme de capacité, conformément aux demandes de la majorité des acteurs ayant répondu à la consultation. Le choix de la période PP1 présente l'avantage de renforcer la cohérence temporelle entre les « signaux-prix » de fourniture, du marché de capacité et du TURPE.

La CRE introduira donc dans le TURPE 5 une option tarifaire à pointe mobile fondée sur le signal PP1 pour le domaine de tension HTA.

Si une évolution du mécanisme de capacité venait à supprimer la période PP1 ou à la modifier significativement, la CRE pourrait demander à RTE de tirer néanmoins des jours PP1 tels que définis actuellement, à savoir 10 à 15 jours par an, de 7h à 15h, et de 18h à 20h, afin que l'option tarifaire à pointe mobile puisse être mise en œuvre.

La CRE considère par ailleurs que les travaux menés par les gestionnaires de réseaux pour étudier et expérimenter l'utilisation de flexibilités en HTA doivent être poursuivis et amplifiés. Ces travaux doivent également porter sur les moyens d'activation de ces flexibilités, qui peuvent notamment reposer sur un signal de pointe mobile activé en partie en fonction de circonstances locales.

#### 4.1.2.4 Réseaux basse tension

L'introduction d'une option à pointe mobile sur ces réseaux est prématurée pour le TURPE 5. Il convient de rappeler que, plus le domaine de tension considéré est bas, plus les pics de consommation pertinents pour dimensionner les réseaux sont locaux. Or, la mise en œuvre d'un signal local, par Enedis ou les autres gestionnaires de réseaux de distribution, n'est pas envisageable à l'horizon du TURPE 5. Son activation

<sup>9</sup> MW x km

## ORIENTATIONS DE LA CRE CONCERNANT LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

Juin 2016

nécessiterait en effet que les gestionnaires de réseaux puissent anticiper les jours de forte sollicitation la veille pour le lendemain à l'échelle locale. Une telle anticipation nécessite que les dispositifs de comptage évolué aient été déjà largement déployés, afin de disposer de données de consommation journalières à une maille géographique suffisamment fine.

Un certain nombre d'acteurs s'est exprimé en défaveur de la mise en œuvre d'un TURPE à pointe mobile en basse tension dès le TURPE 5.

Enedis indique par ailleurs que, si les baisses de consommation permises par un TURPE à pointe mobile en basse tension (sur la base d'un signal national) présenteraient des avantages faibles mais non nuls pour les domaines de tension supérieurs, un tel dispositif ne constituerait pas une réponse appropriée en basse tension, compte tenu notamment des coûts que pourrait induire la resynchronisation des consommations immédiatement après la fin de la période mobile.

Ces risques de resynchronisation et de reports immédiatement après la fin de la période PP1 sont d'autant plus problématiques pour les réseaux en basse tension que leur dimensionnement<sup>10</sup> est déterminé par la pointe attendue dans la situation considérée comme la plus critique, quelle que soit la consommation prévue dans toute autre situation dans l'année.

Pour une poche de réseau basse tension donnée<sup>11</sup> (il en existe 700 000), un signal de TURPE à pointe mobile tiré en fonction de critères nationaux pourrait être utile dès lors qu'il conduirait à diminuer les soutirages pendant l'heure critique, initiale, pour cette poche. Il permettrait alors de diminuer à long terme les coûts de réseaux. Toutefois, si l'importance de la resynchronisation et du report conduisait à ce que les soutirages immédiatement après la fin de la période mobile soient supérieurs à ceux de l'heure critique initiale, le dimensionnement de cette poche de réseau pourrait alors s'avérer insuffisant. Le signal TURPE à pointe mobile conduirait alors à déclencher des renforcements de réseau pour cette poche.

À contrario, pour une poche de réseau basse tension donnée, si l'heure critique ne fait pas partie des heures d'activation du signal PP1, ce signal ne présentera aucun avantage pour cette poche de réseau. C'est notamment le cas lorsque la situation la plus critique pour une poche de réseau de distribution se situe le week-end ou en semaine après 20h. En revanche, le risque de resynchronisation et de report est le même que celui évoqué précédemment.

Les éléments disponibles ne permettent pas d'évaluer l'ampleur de ces phénomènes. Pour les quantifier, il faudrait identifier les poches pour lesquelles l'effet synchronisation et report conduit à aggraver la situation la plus critique et donc à déclencher des investissements. On peut penser qu'il en est ainsi notamment pour des poches de réseau essentiellement résidentielles, probablement nombreuses en France, où la consommation est plus élevée en semaine après 20h ou le week-end que pendant les plages horaires du signal PP1. Une resynchronisation ou un report, même d'ampleur limitée, des charges en soirée ou le week-end augmenterait la pointe locale et pourrait donc conduire à un besoin de renforcement.

Ainsi, les études réalisées et les expérimentations menées à ce jour ne permettent pas de s'assurer que les gains espérés de l'introduction d'un TURPE à pointe à mobile en basse tension (sur la base d'un signal national) soient supérieurs aux coûts que pourraient générer le report et la resynchronisation. En particulier, les inconvénients à court terme au niveau des réseaux basse tension pourraient s'avérer supérieurs aux avantages à long terme pour les réseaux amont.

Par ailleurs, l'introduction d'une option à 4 plages temporelles permettra déjà une amélioration significative du signal de pointe hivernale et donc du reflet des coûts associés, via les heures pleines d'hiver, et constitue en elle-même un changement structurant pour le TURPE basse tension.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, la CRE considère que l'introduction d'une option à pointe mobile en basse tension serait prématurée.

La CRE poursuivra cependant ses études sur cette question et plus largement sur celle de la valorisation et de la mobilisation des flexibilités pour répondre aux besoins liés à l'exploitation et au développement des réseaux. Elle considère par ailleurs que les travaux menés notamment par les gestionnaires de réseaux pour étudier et expérimenter l'utilisation de flexibilités en basse tension doivent être poursuivis et amplifiés. Ces travaux doivent également porter sur les moyens d'activation de ces flexibilités, qui peuvent notamment reposer sur un signal de pointe mobile.

<sup>10</sup> Le raisonnement ci-après repose sur une description simplifiée des règles de dimensionnement des gestionnaires de réseaux. En pratique, la situation la plus critique est estimée à partir de modèles de profilage probabilisés, qui tiennent notamment compte du foisonnement statistique des charges individuelles en fonction du nombre d'utilisateurs présents dans la poche de réseau.

<sup>11</sup> Soit l'ensemble des clients raccordés à un même poste de transformation HTA/BT

### **4.1.3 Introduction d'un dispositif transitoire de pointe mobile en HTA dès janvier 2017**

L'article 160 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte dispose que « *au plus tard six mois après la promulgation de la présente loi, la Commission de régulation de l'énergie établit des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution qui incitent les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe.* »

La CRE avait proposé dans sa consultation publique de l'été 2015 d'anticiper l'introduction d'une pointe mobile en HTA dans le TURPE 5 en prévoyant dès l'hiver 2016-2017 un dispositif transitoire révélant, pour les utilisateurs qui s'effacent lors des pointes de consommation nationale, la différence en termes de coûts de réseaux entre cette période et les autres périodes de l'hiver, afin notamment de maintenir le gisement d'effacement au moment de la suppression des TRV pour les clients >36 kVA.

Dans la mesure où la CRE introduira une option tarifaire à pointe mobile fondée sur le signal PP1 pour le réseau HTA dans le TURPE 5, elle estime pertinent d'introduire un signal de pointe mobile de manière anticipée. De plus, le tirage des jours PP1 étant effectué sur l'année civile, introduire un dispositif transitoire commençant dès le 1<sup>er</sup> janvier 2017 assure une cohérence des signaux sur l'ensemble d'une année PP1, et permet donc de proposer dès janvier 2017 un dispositif tarifaire calé sur les jours PP1.

Un dispositif transitoire de pointe mobile pour le réseau HTA sera donc mis en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier 2017. Ses caractéristiques sont décrites dans la délibération de la CRE en date du 18 février 2016 et annexée au présent rapport.

## **4.2 Quelle articulation entre le développement des véhicules électriques et les réseaux ?**

D'après le bilan prévisionnel de RTE, le véhicule électrique ou hybride rechargeable pourrait représenter en 2030 entre 3 et 16% des véhicules français. La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit 7 millions de points de recharge pour véhicules électriques à l'horizon 2030.

Ce développement va engendrer des investissements sur les réseaux de distribution d'électricité, pour y accueillir les infrastructures de recharge, qu'elles soient dans l'espace public ou résidentiel. Afin que ces investissements soient réalisés de façon économiquement efficace, il convient de transmettre aux utilisateurs et aux aménageurs les signaux-prix pertinents, en matière de coûts d'utilisation des réseaux et de coûts de raccordement des infrastructures de recharge.

Les signaux de coûts d'utilisation de réseau sont transmis par le TURPE. Celui-ci donne un signal équilibré entre la puissance souscrite et l'énergie soutirée, avec une différenciation temporelle. Ce signal, associé à celui porté par les coûts de raccordement, permet à l'exploitant d'une infrastructure de recharge de prendre en compte les conséquences sur le réseau du choix du type de recharge (rapide ou non) et des périodes d'utilisation, pendant des heures où le réseau est plus ou moins en contrainte.

La maîtrise et l'optimisation des coûts associés au raccordement passent par une adaptation des processus de raccordement. Il est nécessaire que les gestionnaires de réseaux de distribution puissent étudier, le plus en amont possible, les contraintes sur le réseau électrique engendrées par les demandes des porteurs de projet, et ainsi proposer à ces derniers les solutions de raccordement les plus pertinentes en termes de coûts et de délais. Afin de faciliter ces échanges, la CRE envisage de mettre en place une prestation de pré-études de raccordement spécifiquement dédiée aux infrastructures de recharge de véhicules électriques.

Dans certains cas, la solution de moindre coût pour le raccordement pourrait être un raccordement à un réseau intérieur. Cela sera probablement le cas dans certains bâtiments résidentiels ou tertiaires existants, où, en raison de la configuration des lieux, le raccordement via l'installation électrique intérieure pourrait s'avérer significativement moins coûteux qu'un raccordement direct à un réseau public de distribution.

Dans ces cas, une prestation de décompte de la consommation pourrait être nécessaire si l'utilisateur indirectement raccordé à un réseau public d'électricité souhaite choisir une offre de fourniture distincte de celle de l'hébergeur, et bénéficier d'une facturation séparée. Or une telle prestation de décompte n'est pas systématiquement accessible à ce jour pour l'utilisateur, puisqu'elle fait partie des prestations annexes que les gestionnaires de réseaux peuvent proposer sans y être obligés.

Toutefois, une généralisation de la prestation de décompte, la rendant accessible à tout utilisateur en faisant la demande, pourrait générer des effets d'aubaine, qui pourraient à terme remettre en cause l'application du principe de péréquation tarifaire<sup>12</sup>, par le développement de quartiers ou d'immeubles raccordés au réseau en un seul point, chaque occupant étant ensuite facturé en décompte.

<sup>12</sup> Soit l'application d'un même tarif sur l'ensemble du territoire.



La CRE s'interroge donc sur les critères qui devraient conditionner la possibilité de souscrire la prestation de décompte, et donc la reconnaissance d'une situation de raccordement indirect au réseau de distribution d'électricité. Il semble nécessaire que ces critères permettent de reconnaître la situation de raccordement indirect a minima dans les cas où le raccordement direct est impossible ou présente un coût manifestement disproportionné.

Les réflexions de la CRE sur ces sujets seront présentées plus en détail lors de la prochaine consultation publique de la CRE sur les prestations annexes réalisées par les GRD d'électricité, prévue au second semestre 2016.

### **4.3 Quelle articulation entre l'autoproduction et les réseaux ?**

La majorité des installations photovoltaïques en France injectent l'intégralité de l'énergie qu'elles produisent sur le réseau, et la valorisent en la revendant, notamment à travers le dispositif d'obligation d'achat. Mais il existe aussi des installations d'autoproduction. Ce sont des installations dont les propriétaires consomment eux-mêmes une partie voire l'essentiel de l'énergie qu'ils produisent, mais peuvent être amenés à injecter leur surplus sur le réseau public de distribution.

La baisse progressive des tarifs d'obligation d'achat photovoltaïque renforce l'attrait du modèle d'autoproduction. Enedis a recensé près de 3 500 installations à fin 2015 et constate que, depuis le début de l'année 2016, 20% des demandes de raccordements d'installations photovoltaïques correspondent à des installations d'autoproduction.

Actuellement, les autoproducteurs doivent, s'ils prévoient d'injecter sur le réseau leurs surplus de production, signer un contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation (CRAE), ce qui nécessite de disposer d'une installation de comptage permettant la mesure du soutirage et de l'injection, et donc, dans l'attente du déploiement des compteurs évolués, de disposer d'au moins deux compteurs. Ce schéma nécessite par ailleurs d'avoir deux responsables d'équilibre, l'un au titre du CRAE, l'autre au titre du contrat de fourniture classique. Il permet de valoriser l'énergie injectée sur le réseau, mais il est considéré par certains comme trop complexe et coûteux (la pose du second compteur représente un coût qui est à la charge de l'autoproducteur) pour répondre aux besoins de petits autoproducteurs qui ont surtout pour objectif de consommer leur production, et non de la vendre.

Les autoproducteurs qui ne prévoient pas d'injecter d'énergie sur le réseau doivent signer une convention d'autoconsommation (CAC). Les utilisateurs y déclarent une installation de production, tout en s'engageant à ne pas injecter d'énergie sur le réseau. Le respect de cet engagement peut nécessiter en pratique l'installation, à la charge de l'utilisateur, d'un mécanisme empêchant l'injection d'énergie sur le réseau, dont le coût et la complexité pratique peuvent apparaître disproportionnés par rapport au volume d'énergie concerné pour de petits autoproducteurs. De plus, l'interdiction d'injecter peut conduire, en l'absence d'un moyen de stockage, à une perte d'énergie du point de vue du système électrique qui, sauf en période de prix négatif, n'est pas économiquement justifiée.

Enedis a annoncé en groupe de concertation le 12 mai 2016 son intention d'installer, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, en anticipation du calendrier prévisionnel de déploiement, le compteur évolué Linky (qui est le seul compteur à pouvoir comptabiliser à la fois l'injection et le soutirage) pour les autoproducteurs. Dans ce cas, le compteur ne sera pas immédiatement communicant. Il comptabilisera les injections et les soutirages, mais avant la pose du concentrateur (qui aura lieu au moment du déploiement de Linky sur la zone concernée), une relève classique sera nécessaire. La CRE a invité Enedis à lui soumettre une modification de son barème de raccordement afin de le mettre en cohérence avec cette évolution, qui permettra désormais à un autoproducteur qui souhaite injecter les surplus de production sur le réseau de n'avoir qu'un seul compteur.

La CRE est également favorable à une adaptation du modèle de contrat d'accès au réseau public de distribution conclu entre le GRD et les fournisseurs (contrat dit « GRD F »), afin qu'il prévoie, dans des limites à définir, la possibilité pour des consommateurs finals en contrat unique d'injecter de l'énergie sur le réseau. Une telle modification permettrait à un autoproducteur de souscrire un contrat unique avec un fournisseur, associant soutirage et injection.

Ces évolutions permettront d'apporter une réponse adaptée à la situation des petits autoproducteurs, dont l'installation de production est de puissance suffisamment faible pour que la majorité de la production soit autoconsommée.

## **ANNEXES**

### **1. DESCRIPTION DE LA MÉTHODOLOGIE DE CONSTRUCTION DE LA STRUCTURE TARIFAIRE**

Les tarifs sont fixés sur la base d'une allocation des coûts à chaque utilisateur, de manière à ce que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux le coût qu'il génère selon le modèle retenu d'allocation des coûts. Cette méthode permet de transmettre aux utilisateurs un signal prix pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements dans les réseaux.

L'allocation des coûts entre les utilisateurs s'appuie, pour chaque niveau de tension, sur les principes de dimensionnement des réseaux mis en œuvre par les gestionnaires de réseaux. L'allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension amont (cascade des coûts).

À partir des coûts unitaires de réseau déterminés pour chaque heure de l'année et de la chronique de soutirage d'un utilisateur donné, on peut calculer un coût de réseau total annuel par plage temporelle pour cet utilisateur. En prenant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont on connaît l'utilisation du réseau heure par heure, on peut alors déterminer le lien entre les différents comportements d'utilisation du réseau et les coûts qu'ils génèrent. Les grilles tarifaires sont définies pour que le tarif payé par chacun reflète au mieux le coût qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité dans l'évolution des tarifs.

Cette méthode est décrite plus en détail ci-après.

### **2. ALLOCATION DES COÛTS : CALCUL DES COÛTS UNITAIRES PAR NIVEAU DE TENSION**

La première étape de l'allocation des coûts consiste à déterminer des coûts unitaires horaires calculés pour chaque domaine de tension. Ces coûts unitaires comprennent, pour chaque domaine de tension :

- des coûts horaires d'utilisation des réseaux, comprenant :
  - les coûts horaires d'infrastructure,
  - les coûts horaires de pertes.
- pour la basse tension, des coûts par kVA de puissance souscrite, utilisés pour refléter les spécificités du dimensionnement des réseaux propres à ce niveau de tension.

Par ailleurs, l'utilisation du réseau étant fortement dépendante de l'aléa climatique, l'allocation des coûts prend désormais en compte la variabilité climatique.

### **3. COÛTS HORAIRES D'INFRASTRUCTURE**

La CRE s'est interrogée sur la pertinence de l'utilisation des coûts marginaux pour calculer les coûts horaires d'infrastructure du réseau. En effet, en théorie, le signal le plus efficace est fondé sur le principe du coût marginal, qui revient à faire payer la totalité du 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 totalité des coûts d'infrastructure aux heures où se concentre la consommation des utilisateurs les plus thermosensibles et à ne rien faire payer aux utilisateurs consommant en dehors des heures critiques. Au regard des effets en termes de répartition des coûts entre les consommateurs et d'évolutions très importantes des factures qui en découleraient, la CRE considère qu'il n'est pas pertinent de mettre en place une telle évolution, d'autant que dans le même temps, la prise en compte de l'aléa climatique sur dix ans a déjà pour conséquence d'augmenter les coûts alloués aux utilisateurs les plus thermosensibles.

C'est pourquoi la CRE a conservé une méthode similaire à celle utilisée pour les TURPE 4, selon laquelle les coûts horaires d'infrastructure sont calculés de façon à attribuer à chaque heure de l'année le coût incrémental<sup>13</sup> induit par la charge qui lui est associée. En pratique, le coût du réseau nécessaire pour acheminer la puissance minimale appelée à l'heure la moins chargée est réparti à égalité entre toutes les heures de l'année. Le coût incrémental du réseau nécessaire pour acheminer 1 MW de plus que cette puissance minimale est ensuite

<sup>13</sup> Pour déterminer les coûts incrémentaux, la CRE s'appuie sur les principes de dimensionnement des réseaux. Ces principes sont plus complexes que la description qui en est faite dans la présente consultation publique. Les gestionnaires de réseaux s'appuient notamment sur des calculs probabilistes et utilisent des seuils de risque pour réaliser leurs choix d'investissements.

réparti entre les heures où ce mégawatt supplémentaire est appelé, et ainsi de suite. Ainsi, le coût d'un incrément de réseau associé à une charge supplémentaire est réparti à égalité entre toutes les heures concernées par cette charge supplémentaire, et toute heure, même la moins chargée, supporte une part des coûts du réseau.

Pour les TURPE 4, les courbes de charge utilisées pour ce calcul des coûts unitaires étaient des courbes de charge théoriques à climat normal. Les réseaux étant dimensionnés pour absorber les transits lorsqu'ils sont les plus fortement sollicités<sup>14</sup>, l'aléa climatique est une variable importante pour leur dimensionnement. C'est pourquoi, dans un souci d'un meilleur reflet des coûts, la CRE a proposé dans la consultation publique de juillet 2015 de fonder le calcul des coûts unitaires des TURPE 5 sur les soutirages réalisés au cours des dix dernières années. Les réponses à la consultation ont été majoritairement favorables à ce changement et la CRE l'a mis en œuvre dans ses travaux.

En haute tension, les réseaux sont dimensionnés pour pouvoir continuer à acheminer l'électricité même en cas de défaillance d'un ouvrage (critère du « N-1 »). Toutefois, cette redondance n'est pas systématique et n'est assurée que quand le coût associé au risque d'énergie non distribuée est supérieur au coût de renforcement des ouvrages. Par exemple, en HTB, c'est en général le cas quand un renforcement de réseau réduit le risque de défaillance pour plus de 2000 heures par an. La redondance n'est en conséquence pas totalement garantie pour les 2000 heures les plus chargées. La CRE a pris en compte la redondance limitée des réseaux en haute tension dans le calcul des coûts unitaires, qui se traduit par une réduction du coût incrémental alloué aux heures d'extrême pointe.

#### **4. COÛTS PAR KVA DE PUISSANCE SOUSCRITE POUR LA BASSE TENSION**

Pour chaque niveau de tension, les coûts horaires d'infrastructure sont calculés à partir de la courbe de charge nationale. En pratique, les pointes locales peuvent déclencher des investissements et constituent par conséquent les pointes dimensionnantes pour le réseau<sup>15</sup>. En HTA et HTB, l'étalement de la pointe dimensionnante<sup>16</sup> (de l'ordre de 500 heures en HTA et 2000 heures en HTB), du fait de la redondance des réseaux, conduit en général à une bonne cohérence entre pointe locale et pointe nationale. En BT, le réseau n'étant pas redondant, la pointe dimensionnante correspond à l'heure la plus chargée et donc à une situation de demande extrême qui, localement, ne correspond pas nécessairement avec l'heure la plus chargée au niveau national. En pratique, la puissance maximale atteinte sur 10 ans par l'ensemble des consommations BT au niveau national est bien inférieure à la somme de toutes les pointes locales sur les réseaux BT. En effet, si les 700 000 poches de réseau BT foisonnent beaucoup entre elles, le foisonnement des comportements entre quelques dizaines d'utilisateurs au sein d'une poche locale BT donnée est beaucoup plus faible que le foisonnement entre plusieurs dizaines de millions d'utilisateurs au niveau national. Le dimensionnement de chaque poche de réseau local est déterminé par le gestionnaire de réseaux de distribution (GRD) pour faire face à la pointe locale, en prenant en compte l'incertitude sur la consommation à cette échelle.

Afin de refléter la réalité des inducteurs de coûts sur le réseau en basse tension, il est nécessaire de compléter l'utilisation de coûts horaires d'infrastructure, fondés sur la courbe de charge nationale BT, par une modélisation des marges de sécurité qu'exige la dimension locale du réseau. Compte tenu de la structure des poches de réseau BT, cette marge de sécurité est équivalente, en moyenne, à la prise en compte d'une consommation additionnelle<sup>17</sup> de l'ordre de 15 % à 20 % de la puissance souscrite par l'utilisateur, pour le seul dimensionnement des réseaux BT. Cette marge de sécurité conduit à définir pour la basse tension des coûts par kVA de puissance souscrite, qui s'ajoutent aux coûts horaires d'infrastructure.

Enfin, en BT  $\leq 36$  kVA, la prise en compte de cette spécificité des réseaux BT conduit à une augmentation de la part puissance dans les tarifs BT  $\leq 36$  kVA, ce qui pourrait entraîner pour certains utilisateurs des évolutions de facture significatives. La CRE envisage, pour la BT  $\leq 36$  kVA, de lisser cette évolution en l'appliquant progressivement sur la durée du TURPE 5 HTA-BT.

<sup>14</sup> Les gestionnaires de réseaux définissent les investissements en prenant en compte, sur la durée de l'horizon de planification, les coûts des pertes, de la maintenance et de l'investissement, ainsi qu'une évaluation probabiliste des coûts de non qualité en cas de sous-dimensionnement pour faire face à l'évolution de la demande (voir notamment à ce sujet la Documentation Technique de Référence de E : [www.enedis.fr/sites/default/files/documentation/ERDF-NOI-RES\\_07E.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/documentation/ERDF-NOI-RES_07E.pdf)). En pratique, le risque de non qualité et donc son coût augmentent avec les transits aux moments de plus forte sollicitation.

<sup>15</sup> À l'exclusion du niveau de tension HTB 3, dont le dimensionnement n'est pas directement déterminé par les soutirages.

<sup>16</sup> Ce nombre d'heures correspond en général au nombre d'heures pendant lesquelles le N-1 n'est pas garanti pour des postes source dont le renforcement sera prochainement nécessaire en cas de légère hausse de la consommation à la pointe.

<sup>17</sup> Il s'agit ici d'une vision simplifiée. En pratique, les gestionnaires de réseaux prennent en compte une modélisation probabiliste de la consommation locale au sein de la poche de réseau considérée. Le dimensionnement ne s'appuie donc pas seulement sur une vision déterministe de l'historique de consommation mais aussi sur une vision probabiliste pour déterminer le risque et les coûts de non qualité en cas de sous-dimensionnement. La consommation au sein d'une poche de réseau local donnée comporte une part d'aléa que le foisonnement limité au sein de cette poche ne permet pas de négliger. Cette incertitude nécessite ainsi un dimensionnement plus large que le dimensionnement résultant d'une vision déterministe de l'historique de consommation de cette poche. Ce surcroît de dimensionnement est, dans le cadre de la construction tarifaire à l'échelle nationale, assimilé à une marge de sécurité pour faire face à une consommation additionnelle.

## **5. COÛTS HORAIRES DES PERTES**

Les coûts horaires liés à la compensation des pertes sont calculés, comme pour les TURPE 4, à partir du profil des prix spot de l'électricité sur le marché français, corrigé des tendances pluriannuelles. Dans sa consultation publique de juillet 2015, la CRE avait interrogé les acteurs sur la prise en compte du coût de la capacité dans le calcul des coûts horaires des pertes. La majorité des répondants s'y est déclarée favorable. Toutefois, du fait de l'incertitude sur le calendrier de mise en œuvre du mécanisme de capacité, il est impossible à ce stade d'estimer le prix de la capacité. La CRE n'a donc pas pris en compte de prix de la capacité pour élaborer les grilles tarifaires objet de la présente consultation publique.

## **6. ALLOCATION DES COÛTS : CASCADE DES COÛTS**

La deuxième étape de l'allocation des coûts consiste à déterminer le coût induit par le soutirage, depuis un niveau de tension donné, d'un kilowatt pendant une heure sur ce niveau de tension mais aussi sur les niveaux de tension amont, par une méthode identique à celle utilisée pour les TURPE 4.

Cette « cascade des coûts » traduit le fait qu'un appel de puissance, sur un domaine de tension donné et pendant une durée donnée, induit des transits sur ce même domaine de tension, mais aussi sur l'ensemble des domaines de tension en amont. Cette cascade porte sur les coûts horaires d'infrastructure et sur les coûts horaires liés à la compensation des pertes. En revanche, en basse tension, les coûts par kVA de puissance souscrite introduits pour prendre en compte la marge de sécurité nécessaire au dimensionnement local du réseau BT ne sont pas concernés par la cascade puisque la marge de sécurité correspondante ne porte que sur les réseaux basse tension. La prise en compte de cette marge de sécurité ne change donc pas la répartition des coûts entre les niveaux de tension, mais modifie seulement la répartition des coûts au sein de la  $BT \leq 36$  kVA.

Un soutirage réalisé en basse tension génère des flux sur tous les domaines de tension, jusqu'en 400 kV, dans des proportions qui sont indiquées par la matrice des flux d'énergie issue des études techniques des gestionnaires de réseaux. En conséquence, un taux de contribution aux flux sur les réseaux en amont est défini pour chaque domaine de tension sur la base de cette matrice pour la période tarifaire considérée. À ce stade, les résultats présentés ci-après ont été obtenus sur la base d'une version provisoire de cette matrice des flux sur les réseaux, qui pourra être modifiée à la marge d'ici l'adoption des TURPE 5 par la CRE.

Sur les réseaux de distribution, la meilleure prise en compte de l'aléa climatique amène, par rapport à TURPE 4, une baisse relative des coûts attribuables aux soutirages en HTA et  $BT > 36$  kVA, et une hausse relative des coûts attribuables à la  $BT \leq 36$  kVA.

Ainsi, entre le TURPE 4 et le TURPE 5 :

- la part des coûts attribuables à la HTA passe de 17,5% à 15,4% soit une baisse de 12% ;
- la part des coûts attribuable à la  $BT > 36$  kVA passe de 14,2% à 13,8% soit une baisse de 3% ;
- la part des coûts attribuables à la  $BT \leq 36$  kVA passe de 68,3 à 70,8%<sup>18</sup>, soit une hausse de 3,7%.

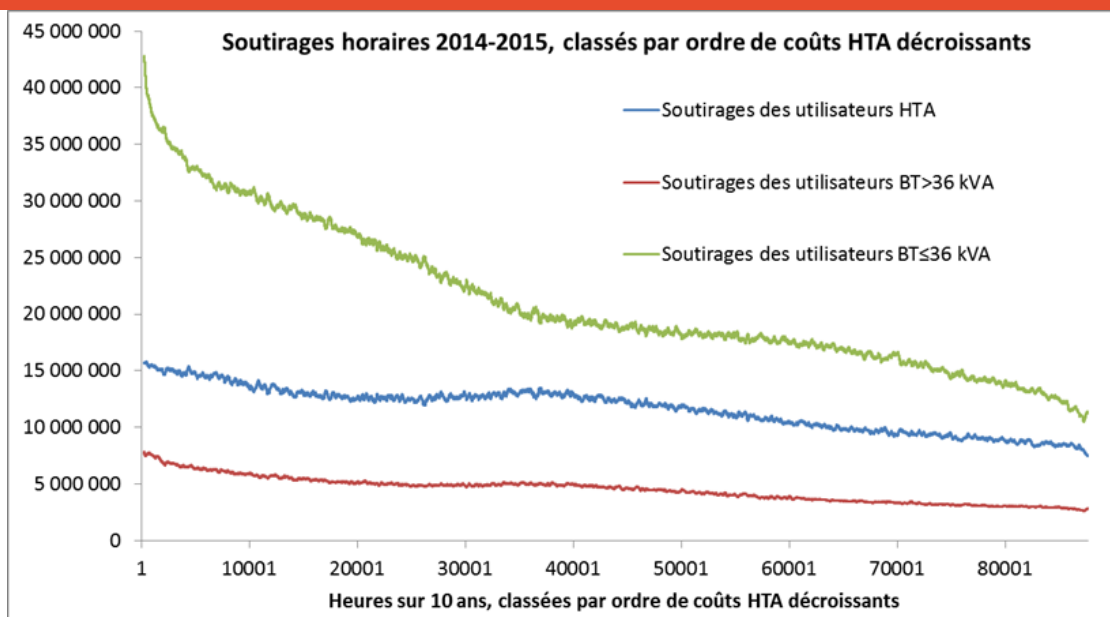
Cette évolution est cohérente avec la réalité des usages du réseau, les utilisateurs  $BT \leq 36$  kVA étant proportionnellement plus présents aux heures critiques que les utilisateurs HTA, comme le montre le graphe ci-dessous.

<sup>18</sup> Ces chiffres pourraient être révisés à la marge avec les dernières estimations de soutirages fournies par les gestionnaires de réseau.

## ORIENTATIONS DE LA CRE CONCERNANT LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

Juin 2016

Figure 4 : Soutirages par heures (classées par ordre de coûts HTA décroissants et moyennées sur 200 heures glissantes)



Source : CRE

A ces évolutions moyennes doivent s'ajouter les conséquences, en termes de répartition des coûts entre les utilisateurs d'un même niveau de tension, d'autres évolutions visant à inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe, telle que l'introduction d'un tarif à quatre plages temporelles en BT ≤ 36 kVA. La CRE souhaite lisser la prise en compte de ces changements de méthode de construction tarifaire pour assurer la progressivité des évolutions tarifaires.

En outre, pour le niveau de tension BT ≤ 36 kVA, l'introduction, à travers le tarif à 4 plages temporelles, d'un signal tarifaire saisonnier, qui existait déjà dans le TURPE 4 pour les niveaux de tension supérieurs, pourrait conduire à des évolutions des comportements de consommation, par exemple par des efforts d'économie d'énergie plus prononcés en heures pleines d'hiver ou encore par des déplacements de consommation vers les heures creuses d'hiver. De telles évolutions pourraient conduire à moyen terme à un rééquilibrage partiel de la répartition des coûts au profit des clients BT ≤ 36 kVA.

Afin de lisser ces évolutions de structure, qui ont pour objet de mieux inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe, la CRE envisage une prise en compte progressive et partielle dans le TURPE 5 de l'impact de cette évolution de structure sur la répartition des coûts entre niveaux de tension au cours de la période tarifaire TURPE 5. Plus précisément, la CRE envisage de prendre en compte un tiers de l'effet de nouvelle répartition des coûts dès l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT à l'été 2017, puis un autre tiers de façon progressive à l'occasion des évolutions annuelles prévues au cours de la période TURPE 5 à l'été 2018, 2019 et 2020. Sous réserve de l'évolution des comportements d'ici 2021 et de leurs effets sur la répartition des coûts entre niveaux de tension, le dernier tiers sera, le cas échéant, pris en compte durant la période tarifaire TURPE 6.

Le tableau ci-dessous donne les évolutions de coûts supportés par les différents niveaux de tension tels qu'ils résultent des évolutions envisagées par la CRE à ce stade.

## ORIENTATIONS DE LA CRE CONCERNANT LES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

Juin 2016

**Tableau 2 : Évolutions de coûts supportés par les différents niveaux de tension**

Évolution cumulée par rapport à TURPE 4	2017	2018	2019	2020	Évolution annuelle à l'été 2018, 2019, 2020
HTA	-4,0%	-5,3%	-6,7%	-8,0%	-1,3%/an
BT > 36 kVA	-1,0%	-1,3%	-1,7%	-2,0%	-0,3%/an
BT ≤ 36 kVA	+1,2%	+1,6%	+2,1%	+2,5%	+0,4%/an

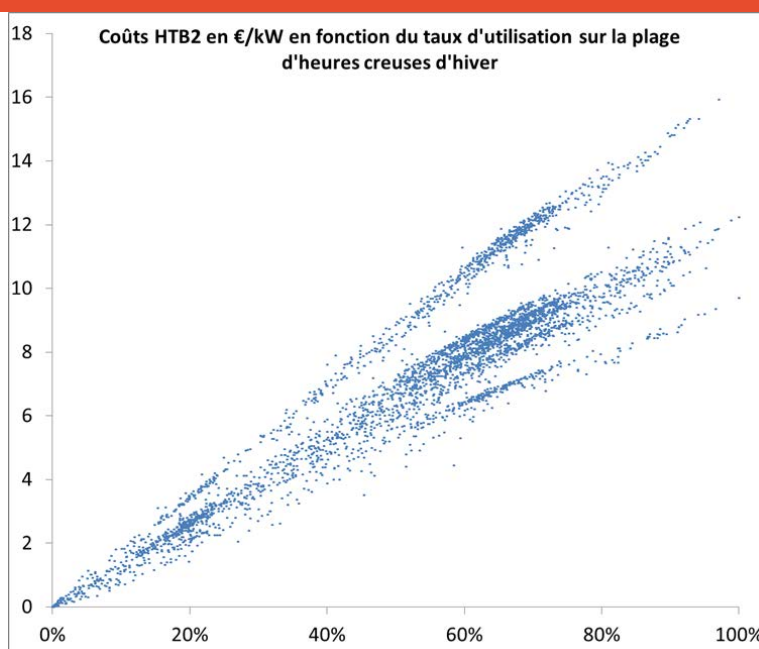
### 7. ALLOCATION DES COÛTS : CALCUL DU COÛT PAR PLAGE TEMPORELLE PAR UTILISATEUR

Un coût total annuel par plage temporelle<sup>19</sup> est calculé pour un utilisateur donné, en appliquant les coûts horaires (déterminés comme expliqué *supra*, après prise en compte de la cascade des coûts) à la courbe de charge de cet utilisateur. Ce coût total annuel prend également en compte, en basse tension, les coûts unitaires par kVA de puissance souscrite. Ce coût total annuel par plage temporelle est calculé pour un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont on connaît l'utilisation du réseau heure par heure.

Pour un domaine de tension et une plage temporelle donnés, on peut alors représenter les résultats sous la forme d'un nuage de points, dans lequel chaque point représente le coût total annuel correspondant à cette plage pour un utilisateur de ce niveau de tension. Ce nuage permet de déterminer le lien entre les différents comportements d'utilisation du réseau et les coûts qu'ils génèrent, en fonction notamment de l'énergie soutirée et de la puissance souscrite, en vue de l'élaboration des tarifs.

En ramenant tout à 1 kVA de puissance souscrite, on peut représenter le coût par kVA de puissance souscrite en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite<sup>20</sup>.

**Figure 5 : Coûts annuels (€/kW puissance souscrite) par utilisateur pour la plage heures creuses d'hiver en HTB 2 en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite**



Source : CRE

<sup>19</sup> Les plages temporelles regroupent des heures similaires.

<sup>20</sup> Le taux d'utilisation de la puissance souscrite se calcule comme le rapport entre l'énergie soutirée sur une plage temporelle donnée et la puissance souscrite multipliée par la durée en heures de cette plage temporelle.

La CRE a utilisé pour construire ces nuages de points l'ensemble des courbes de charges disponibles sur les dix dernières années pour le domaine de tension HTB, et 3 000 courbes de charges représentatives en HTA. Elle a ainsi pu définir des coûts par utilisateur plus proches de la réalité de l'utilisation des réseaux.

Concernant le niveau de tension BT, lors de sa consultation de juillet 2015, la CRE a interrogé les parties prenantes sur l'opportunité de prendre en compte la séparation des profils RES 1 et RES 11 lors de la détermination des coûts d'utilisation du réseau. Une large majorité des répondants s'y est montrée favorable. La CRE a finalement, toujours afin de définir les coûts par utilisateurs sur la base de données plus fines, utilisé non pas les profils de consommation, mais les données de panels qui ont servi à l'élaboration de ces profils (y compris celles ayant servi pour le profil RES 11), soit les courbes de charges de 5 000 utilisateurs. Cela a permis une meilleure prise en compte de la dispersion des consommations au sein d'un même profil, nécessaire notamment à la mise en place d'une option à 4 plages temporelles en BT  $\leq$  36 kVA, car les profils ne reflètent pas pour ce niveau de tension la diversité des comportements en terme de répartition des consommations entre les saisons au cours de l'année.

## **8. DÉTERMINATION DES GRILLES TARIFAIRES AU REGARD DE L'ALLOCATION DES COÛTS**

Les grilles tarifaires résultent toujours d'un arbitrage entre précision et lisibilité du signal tarifaire. Compte tenu de la diversité des modes d'utilisation des réseaux entre utilisateurs d'un même domaine de tension, proposer un seul tarif créerait des transferts importants entre utilisateurs : certains paieraient beaucoup plus cher qu'ils ne coûtent réellement et inversement. En revanche, avoir un tarif pour chaque heure de l'année permettrait, certes, de s'assurer que chaque utilisateur paye exactement ce qu'il coûte mais au prix d'une complexité disproportionnée puisqu'il faudrait 8 760 coefficients tarifaires par niveau de tension. Pour un domaine de tension donné, un tarif divise l'année en plages temporelles regroupant des heures dont les coûts induits sont relativement similaires.

Par ailleurs, plusieurs versions sont proposées pour chaque niveau de tension, chaque utilisateur ayant le choix de la version à laquelle il souscrit, en fonction de ses comportements de consommation. Plus le nombre de versions proposées est élevé, plus le tarif payé par chaque utilisateur pourra se rapprocher des coûts qu'il génère. Mais augmenter le nombre de versions accroît la complexité et diminue la lisibilité des tarifs. Le nombre de versions retenu constitue un compromis entre le bon reflet des coûts et la lisibilité du tarif. À titre d'exemple, le tarif HTB 1 a été découpé en trois versions : une version courte utilisation, moyenne utilisation et longue utilisation (CU, MU et LU).

L'utilisation de données plus fines de consommation a permis d'améliorer cette étape de construction de tarifs<sup>21</sup>. Pour les TURPE 5, les coefficients à la puissance et à l'énergie de chaque plage horaire d'un domaine de tension sont déterminés par minimisation des écarts entre le tarif payé par un client et le coût qu'il engendre. Ainsi, une fois choisis les plages temporelles et le nombre de versions, la longueur des versions tarifaires, le niveau de différenciation temporelle, et le ratio entre part puissance et part énergie résultent d'une optimisation globale des tarifs, visant à refléter au mieux l'allocation des coûts de réseau. Les tarifs ainsi obtenus permettent donc de garantir que chaque utilisateur est facturé au plus près des coûts qu'il génère, et d'assurer ainsi que les TURPE transmettent un signal pertinent aux utilisateurs, les incitant à modifier leur comportement de façon à optimiser les besoins d'investissements dans le réseau à moyen terme.

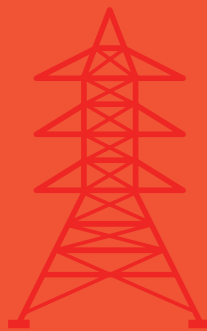
<sup>21</sup> Pour les tarifs TURPE 4, le calcul des coefficients à la puissance et à l'énergie de chaque plage temporelle s'appuyait sur un calcul intermédiaire qui consistait à calculer les coefficients à la puissance et à l'énergie d'un tarif base (c'est-à-dire sans aucun signal de différenciation temporelle) La différenciation temporelle des coefficients à l'énergie était ensuite définie de façon proportionnelle au coût unitaire moyen de la plage temporelle concernée.

## **TABLE DES ILLUSTRATIONS**

Tableau 1 : État du parc des installations raccordées au réseau géré par Enedis à la fin de mars 2016.....	7
Figure 1 : Consommation corrigée des aléas en France continentale (hors activité d'enrichissement d'uranium) .....	7
Figure 2 : Pics historiques de consommation sur la dernière décennie .....	8
Figure 3 : Moyenne horaire des transits et soutirages sur le réseau HTB3, 2011 .....	14
Figure 4 : Soutirages par heures (classées par ordre de coûts HTA décroissants et moyennées sur 200 heures glissantes) .....	21
Tableau 2 : Évolutions de coûts supportés par les différents niveaux de tension .....	22
Figure 5 : Coûts annuels (€/kW puissance souscrite) par utilisateur pour la plage heures creuses d'hiver en HTB 2 en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite .....	22







15, Rue Pasquier - 75379 Cedex 08 Paris - France  
Tél. : +33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)