

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 4 HTB » pour le réseau de transport et « TURPE 4 HTA-BT » pour les réseaux de distribution, sont entrés en vigueur respectivement le 1^{er} août 2013 et le 1^{er} janvier 2014 pour une durée d'application d'environ 4 ans¹.

Dans le cadre des travaux d'élaboration des tarifs suivants, dits « TURPE 5 », compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, 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 Commission de régulation de l'énergie (CRE) a soumis à consultation publique, dès juillet 2015, ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs.

A la suite de cette consultation publique et après avoir recueilli l'avis du Conseil supérieur de l'énergie (CSE), la CRE a pris le 18 février 2016 une délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5, qui prévoit l'introduction d'une option tarifaire à quatre plages temporelles en basse tension (BT) et d'une option tarifaire à pointe mobile en haute tension A (HTA). Cette délibération prévoit également l'entrée en vigueur des TURPE 5 à l'été 2017.

La CRE envisage le calendrier suivant pour l'élaboration et l'entrée en vigueur des TURPE 5 :

- la présente consultation publique sur la structure des TURPE 5 ;
- une consultation publique sur le cadre de régulation et sur le niveau des TURPE 5 à l'été 2016 ;
- une délibération finale de la CRE, après avis du CSE, fin 2016 ;
- une entrée en vigueur des TURPE 5 à l'été 2017.

La CRE soumet aujourd'hui à consultation ses travaux et analyses approfondies sur la structure des prochains TURPE 5. La présente consultation publique porte sur les points suivants des TURPE 5 :

- les projets de grilles tarifaires pour la composante de soutirage ;
- les orientations envisagées pour la composante d'injection ;
- les orientations envisagées pour la prise en compte des coûts d'équilibrage.

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 TURPE 5. Ces orientations, qui sont publiées sur le site internet de la CRE en même temps que la présente consultation publique, 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.

Les acteurs sont invités à adresser leur réponse à la CRE **au plus tard le 24 juin 2016.**

¹ Délibération de la CRE du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB, et délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

1.	Enjeux et orientations.....	4
1.1.	Renforcement de l'horosaisonnalité des tarifs.....	5
1.2.	Simplification et lisibilité des grilles tarifaires.....	6
1.3.	Composantes à la puissance et à l'énergie.....	6
1.4.	Véhicules électriques et réseaux.....	7
1.5.	Autoproduction.....	9
1.6.	Regroupement de points de livraison en basse tension.....	10
2.	Composantes de soutirage du TURPE 5.....	11
2.1	Méthode de construction des composantes de soutirage.....	11
2.1.1	Allocation des coûts : calcul des coûts unitaires par niveau de tension.....	11
2.1.2	Allocation des coûts : cascade des coûts.....	13
2.1.3	Allocation des coûts : calcul du coût par plage temporelle par utilisateur.....	15
2.1.4	Détermination des grilles tarifaires au regard de l'allocation des coûts.....	16
2.1.5	Cas du tarif LU en BT ≤ 36 kVA.....	17
2.1.6	Basse tension ≤ 36 kVA : introduction d'une option à quatre plages temporelles.....	18
2.1.7	Basse tension ≤ 36 kVA : synthèse des évolutions pendant la période TURPE 5.....	18
2.1.8	Définition des heures creuses et de la saison haute.....	19
2.2	Grilles tarifaires transport.....	20
2.2.1	Forme des grilles tarifaires.....	20
2.2.2	Coefficients tarifaires.....	20
2.2.3	Composantes tarifaires liées à la puissance souscrite.....	22
2.3	Grilles tarifaires distribution.....	28
2.3.1	Grilles tarifaires HTA.....	28
2.3.2	Grilles tarifaires BT > 36 kVA.....	30
2.3.3	Grilles tarifaires BT ≤ 36 kVA.....	31
2.3.4	Dépassements de puissance.....	33
2.3.5	Dépassements ponctuels programmés.....	34
3.	Composantes fixes du TURPE HTA-BT.....	35
3.1	Composante de comptage en BT ≤ 36 kVA.....	35
3.2	Composante de gestion.....	35
3.2.1	Composante de gestion des autoproducteurs.....	35
3.2.2	Composante de gestion : contrat unique et CARD.....	36
3.2.3	Rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique.....	36
3.2.4	Niveaux envisagés pour la composante de gestion et pour la rémunération des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique.....	37
4.	Composante d'injection du TURPE 5.....	39
4.1	Coûts d'infrastructures, signaux de localisation, coût des pertes et tarif d'injection.....	39
4.2	Un tarif d'injection fondé sur une estimation du coût des pertes liées aux exportations.....	39
5.	TURPE 5 et coûts d'équilibrage.....	41
5.1	Financement des services système par le TURPE.....	41
5.2	Réserves rapide et complémentaire.....	42
5.3	Financement par le TURPE de l'ensemble des réserves.....	42
	Modalités de réponse à la consultation publique.....	44
6.	Liste des questions.....	45
	Annexes.....	47
	Annexe 1 : grilles HTB.....	47
	Annexe 2 : grilles HTA-BT.....	49

Annexe 3 : Composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite..... 50

1. Enjeux et orientations

La CRE avait souligné dans sa consultation publique de juillet 2015² que 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, 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 seront accentuées si le coût du stockage de l'électricité, aujourd'hui élevé, baisse substantiellement sous l'effet de l'innovation technologique.

La CRE avait également rappelé que les réseaux continueraient à se développer sous l'impulsion de plusieurs facteurs. Le premier de ces facteurs est le développement de certains usages tels que la recharge de véhicules électriques ou la climatisation. Par ailleurs, bien que les perspectives d'évolution de la demande présentées dans le bilan prévisionnel de RTE soient globalement stables voire légèrement décroissantes, certains territoires continuent à être particulièrement dynamiques et nécessitent des renforcements locaux sur les réseaux de répartition et sur les réseaux de distribution. S'agissant du réseau de grand transport, la transition énergétique en cours pourrait conduire RTE à développer des capacités d'échange aux frontières et à renforcer le réseau 400 kV pour assurer les secours entre territoires et pour accueillir de nouveaux moyens de production renouvelable.

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* »). Ces derniers permettront une connaissance plus fine des réseaux, et donc un pilotage plus efficace de leur fonctionnement. Le déploiement par ERDF des compteurs évolués Linky entre 2016 et 2021 donnera accès à des données d'utilisation des réseaux beaucoup plus précises.

Un des enjeux majeurs des TURPE 5 sera d'accompagner ces évolutions et d'en tirer profit de façon à permettre une optimisation du fonctionnement des réseaux 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 doit adresser aux utilisateurs de réseaux des signaux les incitant à adapter leur comportement, afin de limiter la consommation à la pointe et d'optimiser les besoins d'investissement sur le réseau.

La plupart des contributeurs à la consultation publique partage les analyses de la CRE et identifie les mêmes enjeux pour les TURPE 5. Les gestionnaires de réseaux considèrent que la méthode de répartition des coûts d'utilisation des réseaux sous-jacente à la construction des tarifs pourrait ne plus être pertinente compte tenu des évolutions de l'utilisation des réseaux. En particulier, ils identifient un nouveau rôle assurantiel du réseau qui, selon eux, devrait s'accompagner d'une augmentation des recettes liées à la facturation de la puissance souscrite.

Les travaux menés ces derniers mois confortent la CRE dans l'idée que le renforcement de l'horosaisonnalité des tarifs est la réponse la plus adéquate pour accompagner les évolutions de l'usage des réseaux. Les évolutions proposées vont dans cette direction tout en tenant compte également de critères tels que la progressivité des évolutions et la lisibilité des tarifs.

Concernant le tarif d'injection³, la CRE estime que ni la littérature académique ni la revue des expériences étrangères ne permettent à ce stade de tirer de conclusions en faveur d'une mise en œuvre de signaux de localisation et sur un nouveau partage des coûts de réseaux entre producteurs et consommateurs. Néanmoins, l'intégration massive des énergies renouvelables au niveau national et européen pourrait à terme modifier profondément les flux sur les réseaux et, si tel était le cas, amener une évolution de la fonction de coûts de long terme des réseaux d'électricité. Dans ce contexte, la question des signaux

² Les réponses non-confidentielles à la consultation publique du 28 juillet 2015 sont disponibles sur le site internet de la CRE (<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>)

³ Tarif payé par les producteurs injectant sur le réseau

tarifaires pertinents à envoyer aux unités de production pourrait se reposer. Ces questions devront toutefois être traitées de façon coordonnée au niveau européen.

Enfin, les conséquences de la transition énergétique sur l'usage des réseaux ne se limitent pas aux questions de structure tarifaire. D'autres chantiers tels que la contractualisation des flexibilités, le raccordement des infrastructures de recharge pour les véhicules électriques, ou encore le cadre technique et contractuel envisagé pour l'autoconsommation seront également essentiels.

La CRE proposera dans la prochaine consultation publique sur les TURPE 5 prévue à l'été 2016 un cadre de régulation qui favorise l'émergence de solutions de réseaux intelligents ("*Smart grids*"), lorsque cela s'avère pertinent pour les réseaux. Elle envisage certaines évolutions ou expérimentations concernant :

- l'installation d'infrastructures de recharges de véhicules électriques ;
- le régime d'injection des surplus d'électricité produite pour les autoconsommateurs ;
- le regroupement, le cas échéant, de certains points de livraison en BT, pour répondre notamment aux besoins de modularité de certains bâtiments tertiaires.

1. 1. Renforcement de l'horosaisonnalité des tarifs

Le renforcement de l'horosaisonnalité répond à la plupart des évolutions de l'usage des réseaux attendues dans les prochaines années. Le passage des pointes hivernales, et ce malgré un ralentissement de la croissance de la pointe, continuera à être structurant pour le dimensionnement des réseaux. Il est dès lors essentiel d'envoyer, par 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 un même taux d'utilisation de leur puissance souscrite s'écartent de plus en plus de la moyenne reflétée par un tarif base sans signal horosaisonné. 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. En effet, 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 concrètement dans les TURPE 5 par une extension de l'horosaisonnalité à des tarifs n'en disposant jusqu'alors pas, et par un renforcement de l'horosaisonnalité des coûts pris en compte pour construire l'ensemble des tarifs.

Ainsi, la CRE envisage de ne proposer que des options horosaisonnées pour le niveau de tension HTA en supprimant l'option concave, et en proposant deux options horosaisonnées : une nouvelle option avec un signal de pointe mobile et une option avec un signal de pointe fixe. Elle envisage aussi la mise en place d'un tarif horosaisonné à quatre plages temporelles⁴ en basse tension ≤ 36 kVA.

La construction des grilles tarifaires du 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

⁴ Saison haute (en général hiver), saison basse, heures pleines d'été et heures creuses d'été,

des données de consommation à climat normal.

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

1. 2. Simplification et lisibilité des grilles tarifaires

Afin de renforcer l'efficacité des signaux envoyés par les nouvelles grilles proposées, la CRE a prêté une attention particulière à la simplification et à la lisibilité des grilles tarifaires, tout en prenant en compte les besoins des utilisateurs du réseau.

Ainsi, en HTA, la CRE avait proposé, dans la consultation publique de juillet 2015, de supprimer l'option concave et l'option à huit plages temporelles, et de remplacer l'option à cinq plages temporelles par un tarif à quatre plages temporelles. La majorité des acteurs ont rappelé leur attachement au maintien de cinq plages temporelles à ce niveau de tension. La CRE propose dans la présente consultation publique de maintenir un tarif à cinq plages temporelles en HTA ainsi qu'en haute tension B (HTB). Il est en effet apparu important de maintenir un tarif à cinq plages temporelles pour les industriels dont les processus sont particulièrement adaptés à ce type de signal, et pour lesquels un passage à un tarif à quatre plages temporelles représenterait une complexité accrue.

Ainsi, l'ensemble des tarifs des utilisateurs raccordés en haute tension (à l'exception de la HTB 3) auront des grilles similaires, à cinq plages temporelles, dont une plage de pointe. De même, en basse tension, tous les utilisateurs auront dès le déploiement des compteurs évolués la possibilité de souscrire une grille à quatre plages temporelles, dont la forme sera la même en BT > 36 kVA et en BT ≤ 36 kVA. La cohérence entre niveaux de tension s'en trouve ainsi améliorée.

Par ailleurs, en basse tension, certains acteurs ont indiqué en réponse à la consultation publique que la possibilité qu'allait offrir les compteurs évolués de souscrire la puissance par pas de 1 kVA pouvait conduire à des paradoxes tarifaires. En effet, pour une même option et une même version⁵ tarifaire, les coefficients à la puissance et à l'énergie diffèrent d'une plage de puissance à l'autre dans les grilles actuelles BT ≤ 36 kVA. Il aurait été alors possible pour certains consommateurs de diminuer leur facture lors d'une augmentation de puissance de 1kVA. Pour remédier à ce biais, la CRE propose de simplifier les grilles tarifaires BT ≤ 36 kVA en supprimant les plages de puissance, ce qui conduit à ce que le niveau des composantes à la puissance (€/kVA) et à l'énergie (€/kWh) d'une option tarifaire soit le même quelle que soit la puissance souscrite. La composante de comptage serait également la même quelle que soit la puissance souscrite en BT ≤ 36 kVA.

1. 3. Composantes à la puissance et à l'énergie

Les valeurs des composantes tarifaires à la puissance et à l'énergie envisagées pour le 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.

Il convient de rappeler que le tarif « idéal » consisterait à faire payer pour chaque heure de l'année un prix par mégawattheure (MW) appelé. Pour des raisons de simplicité et de lisibilité, ce tarif « idéal » est approximé par un tarif binôme fondé sur une part puissance et une part énergie pour différentes plages temporelles. L'importance de la composante à la part puissance va dépendre du niveau de différenciation temporelle des coûts unitaires, de l'hétérogénéité des comportements de consommation et du degré de foisonnement observé dans l'utilisation des réseaux.

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

⁵ L'option tarifaire est la forme du tarif, c'est-à-dire les différentes plages temporelles qui le composent (par exemple, heures pleines/heures creuses). Elle se subdivise en version qui permettent de prendre en compte les taux d'utilisation différents de la puissance souscrite que peuvent avoir les utilisateurs du réseau (par exemple, courte utilisation/moyenne utilisation/longue utilisation)

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, il devient nécessaire de tarifier à la fois à la puissance et à l'énergie.

En effet, 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. A contrario, 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 au sein de la plage temporelle considérée (qui peut être annuelle, saisonnière ou intrajournalière) seraient subventionnés par les utilisateurs consommant aux heures les moins chères.

Pour éviter ces transferts entre utilisateurs, un signal tarifaire à la fois sur la puissance et l'énergie est nécessaire. L'importance donnée à chaque composante résulte de la construction tarifaire, qui cherche à minimiser les écarts entre coûts et tarifs, en s'appuyant sur des données de consommation (cf. 2.1).

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 (les consommateurs courts) ne se concentre pas plus à la pointe que celle des consommateurs les plus long; leur contribution au dimensionnement de réseau est donc en proportion avec 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 signal à l'énergie avec une différenciation temporelle incitera à consommer le moins possible en heures de pointe. Si le phénomène d'évolution vers un usage des réseaux de type assurantiel, tel que décrit par les gestionnaires de réseau, se généralisait, avec un recours au réseau très limité (en cas d'insuffisance des sources de production renouvelables locales par exemple), 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 données disponibles à ce jour ne permettent pas de mettre en évidence un tel phénomène. Néanmoins, dans un contexte d'évolutions rapides du paysage énergétique, les consommations des années précédant l'élaboration des TURPE 5 pourraient donner une image imparfaite de la situation du réseau pendant les quatre années des prochains tarifs. C'est la raison pour laquelle, 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.

Question 1: Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous, permettant d'adapter si nécessaire la structure du TURPE 5 à l'issue de deux ans de mise en œuvre ?

Par ailleurs, de façon à renforcer le signal lié à la souscription de puissance, la CRE propose de supprimer la possibilité de souscrire *ex post* la puissance, permise actuellement jusqu'à la fin du mois, existant actuellement sur les réseaux HTB. En revanche, afin de ne pas pénaliser les utilisateurs faisant face à une augmentation non prévisible de leurs besoins, la CRE envisage de permettre aux utilisateurs de choisir librement la date d'application d'un changement de puissance souscrite, là où aujourd'hui seuls les changements pour le premier jour du mois étaient possibles. La puissance resterait souscrite pour une durée de douze mois (cf. 2.2.3).

1. 4. Véhicules électriques et 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 de raccordement des infrastructures de recharge et de coûts d'utilisation des réseaux.

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 (GRD) 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 coûts et en délais. Afin de faciliter ces échanges, la CRE envisage de proposer 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 décompte⁶ 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 GRD peuvent proposer* »⁷.

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, par le développement de quartiers ou d'immeubles raccordés au réseau en un seul point, chaque occupant étant ensuite facturé en décompte.

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 impossible⁸ 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, courant 2016.

⁶ La prestation de décompte permet de distinguer les consommations d'un utilisateur raccordé au réseau *via* un autre consommateur, appelé l'hébergeur pour la détermination des périmètres des responsables d'équilibre, ce qui permet de facturer séparément la part fourniture. Les consommations de l'hébergé sont déduites de celles de l'hébergeur, et peuvent donc être facturées séparément, par deux utilisateurs différents.

⁷ La prestation de décompte nécessite un travail de retraitement important avec des compteurs ne permettant la mesure des consommations de l'hébergeur et du site en décompte que sous forme d'index. Cette prestation n'est pas proposée par ERDF aux particuliers.

⁸ Par exemple du fait d'une obligation réglementaire (article R. 111-14-2 du code de la construction et de l'habitation) dans les immeubles neufs de raccorder les infrastructures de recharge de véhicules électriques en aval du tableau général basse tension (voir à ce sujet notamment la recommandation n°9 formulée par la CRE dans sa délibération du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension).

1. 5. Autoproduction

La majorité des installations photovoltaïques en France injecte l'intégralité de l'énergie qu'elles produisent sur le réseau, et la valorise 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. ERDF 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 leur 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.

ERDF a annoncé en groupe de concertation le 12 mai 2016 son intention d'installer, dès 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), un relève classique sera nécessaire. La CRE invite ERDF 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 prévoit, 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.

Enfin, la CRE invite les autres GRD à étudier la possibilité d'installer dès 2017 des compteurs évolués pour les autoproducteurs et à faire évoluer leur barème de raccordement et le modèle de contrat GRD-F en conséquence. Pour les cas où la pose d'un compteur évolué ne serait pas possible dès 2017 et où la pose d'un second compteur pour mesurer les injections représenterait un coût disproportionné, la CRE invite les GRD à étudier la possibilité d'accepter de façon transitoire l'injection de quantités limitées d'énergie sans installation d'un second compteur. A cet effet, les GRD pourront estimer les volumes d'énergie concernés et

procéder aux adaptations nécessaires de leur barème de raccordement et du cadre contractuel pour ces situations particulières et transitoires.

1. 6. Regroupement de points de livraison en basse tension

ERDF a proposé à la CRE d'étudier la possibilité de regrouper des points de livraison (PDL) en basse tension, afin de répondre notamment aux besoins de modularité dans les bâtiments tertiaires neufs destinés à plusieurs occupants. En effet, dans la mesure où les surfaces occupées par une même entreprise au sein d'un immeuble tertiaire évoluent dans le temps, le regroupement permettrait de définir un périmètre cohérent avec la surface utilisée par une même entreprise, en rassemblant plus ou moins de points de livraison physiques, et de disposer d'un seul contrat d'accès au réseau, agrégeant toutes les consommations.

En pratique, le regroupement consisterait à regrouper plusieurs PDL physiques en un seul fictif. Le choix du fournisseur, du tarif et de la puissance souscrite se ferait au niveau du PDL fictif plutôt qu'au niveau de chaque PDL, en contrepartie du paiement d'une composante de regroupement de l'ordre de 100 €.

La proposition d'ERDF pourrait constituer une solution susceptible d'intéresser promoteurs et gestionnaires d'immeubles, en leur permettant d'associer modularité de l'espace et possibilité pour chaque occupant de souscrire une offre de fourniture différente.

Toutefois, certains sujets doivent être étudiés avant la mise en œuvre de ce regroupement. Ainsi, proposer sans condition un regroupement BT pourrait remettre en cause la péréquation tarifaire, dans les cas où cette possibilité de regroupement sous forme d'un unique PDL fictif serait utilisée pour desservir des points de livraison sur des sites distincts voire des utilisateurs différents, représentés par une même entité (syndicat de copropriété, association de riverains par exemple). Afin de limiter ce phénomène, ERDF avait envisagé de ne proposer le regroupement qu'aux PDL ayant une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA, mais cette limitation réduirait l'intérêt du regroupement. En effet, alors même que des lots de petite taille sont censés permettre une meilleure modularité, cette limitation ne permettrait plus que le regroupement de lots de grande taille, ayant chacun une puissance de raccordement supérieure à 36 kVA.

Par ailleurs, le regroupement de PDL apporte une réponse incomplète aux besoins des immeubles tertiaires. En particulier, il n'offre pas, dans la configuration actuellement envisagée, de réponse pour les immeubles ayant des panneaux solaires en toiture, dont les promoteurs souhaitent privilégier un mode d'exploitation plus intégré que celui permis actuellement lorsqu'ils sont raccordés directement au réseau public. ERDF travaille actuellement sur cette question et examine notamment d'éventuels schémas de production partagée.

Enfin, la mise en place de ce regroupement implique des développements SI importants, évalués à plusieurs millions d'euros par ERDF. Ces développements ne seront rentabilisés que si suffisamment d'utilisateurs choisissent le dispositif, ce qui rend nécessaire d'évaluer plus précisément l'intérêt des promoteurs et gestionnaires avant d'envisager la mise en place de ce dispositif.

En conséquence, la CRE considère qu'il est nécessaire de continuer à travailler sur ces schémas de regroupement et de production partagée, pour s'assurer qu'ils répondent bien aux besoins identifiés et ne présentent pas de risque pour la péréquation tarifaire. Dans ce contexte, la CRE pourrait envisager, si un GRD en fait la demande, le lancement d'une expérimentation dont les travaux menés dans les prochains mois permettront d'en préciser le cadrage et les modalités. Une mise en œuvre généralisée au milieu de la période tarifaire pourrait également être envisagée, en fonction des travaux complémentaires menés par les GRD au cours des deux prochaines années et des résultats d'éventuelles expérimentations.

Question 2:	Etes-vous favorable au principe du regroupement en BT, proposé par ERDF ?
Question 3:	Si vous êtes promoteur immobilier ou gestionnaire d'immeuble, seriez-vous intéressé par la mise en place de ce dispositif ? Sous quelles modalités ?

2. Composantes de soutirage du TURPE 5

2.1 Méthode de construction des composantes de soutirage

Les grilles tarifaires présentées en annexe de la présente consultation ont été élaborées selon la méthode de construction des tarifs décrite ci-après, qui reprend les principes généraux présentés lors de la consultation publique de juillet 2015.

Le tarif est fixé 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).

A partir des coûts unitaires de réseau déterminés pour chaque heure de l'année et de la chronique de soutirage d'un utilisateur donné, un coût de réseau total annuel par plage temporelle peut être calculé pour cet utilisateur. En considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue, il est alors possible de 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.

2.1.1 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 :
 - o les coûts horaires d'infrastructure ;
 - o 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.

2.1.1.1 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 des évolutions très importantes de 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 la raison pour laquelle la CRE a conservé une méthode similaire à celle utilisée pour les TURPE 4. Selon cette méthode, les coûts horaires d'infrastructure sont calculés de façon à attribuer à chaque heure de l'année le coût incrémental⁹ 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 réparti entre les heures où ce MW 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 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 sollicités¹⁰, l'aléa climatique est une variable importante pour leur dimensionnement. C'est la raison pour laquelle, 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 2 000 heures par an. La redondance n'est en conséquence pas totalement garantie pour les 2 000 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.

2.1.1.2 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 réseau¹¹. En HTA et HTB, l'étalement de la pointe dimensionnante¹² (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 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

⁹ 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.

¹⁰ 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 d'ERDF : www.erdf.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 notamment aux moments de plus forte sollicitation.

¹¹ A l'exclusion du niveau de tension HTB 3, dont le dimensionnement n'est pas directement déterminé par les soutirages (c f 2.2.1)

¹² 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.

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 additionnelle¹³ 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 (cf partie 2.1.7 ci-après).

Question 4: Etes-vous favorable au lissage de l'augmentation de la part puissance prévue en BT \leq 36 kVA ?

2.1.1.3 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 d'entre eux 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 présentées dans cette consultation publique.

2.1.2 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. A 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.

¹³ 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.

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 ≤ 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 ≤ 36 kVA passe de 68,3 % à 70,8 %¹⁴, soit une hausse de 3,7 %.

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

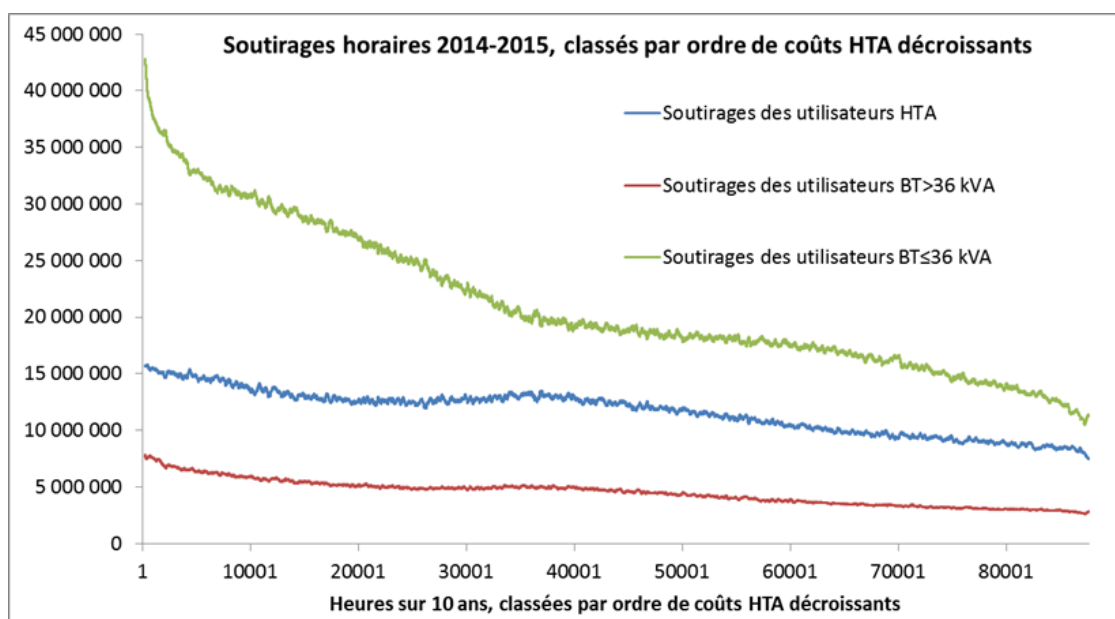


Figure 1 : Soutirages par heures (classées par ordre de coûts HTA décroissants et moyennées sur 200 heures glissantes)

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 des conséquences de cette évolution de structure sur la répartition des coûts entre niveaux de

¹⁴ Ces chiffres pourraient être révisés à la marge avec les dernières estimations de soutirages fournies par les gestionnaires de réseau.

tension au cours de la période tarifaire du 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 du TURPE 6.

Le tableau 1 donne les évolutions de coûts portés par les différents niveaux de tension tels qu'ils résultent des évolutions envisagées par la CRE à ce stade :

Tableau 1

Evolution cumulée par rapport à TURPE 4	2017	2018	2019	2020	Evolution 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

2.1.3 Allocation des coûts : calcul du coût par plage temporelle par utilisateur

Un coût total annuel par plage temporelle¹⁵ 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 l'utilisation du réseau heure par heure est connue.

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 ramenant tout à 1 kVA de puissance souscrite, il est possible de représenter le coût par kVA de puissance souscrite en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite¹⁶.

¹⁵ Les plages temporelles regroupent des heures similaires, en fonction de principes expliqués à la partie 2.1.4. Les plages temporelles retenues pour les TURPE 5 sont décrites dans les parties 2.2 pour les réseaux HTB, et 2.3 pour les réseaux HTA-BT

¹⁶ 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.

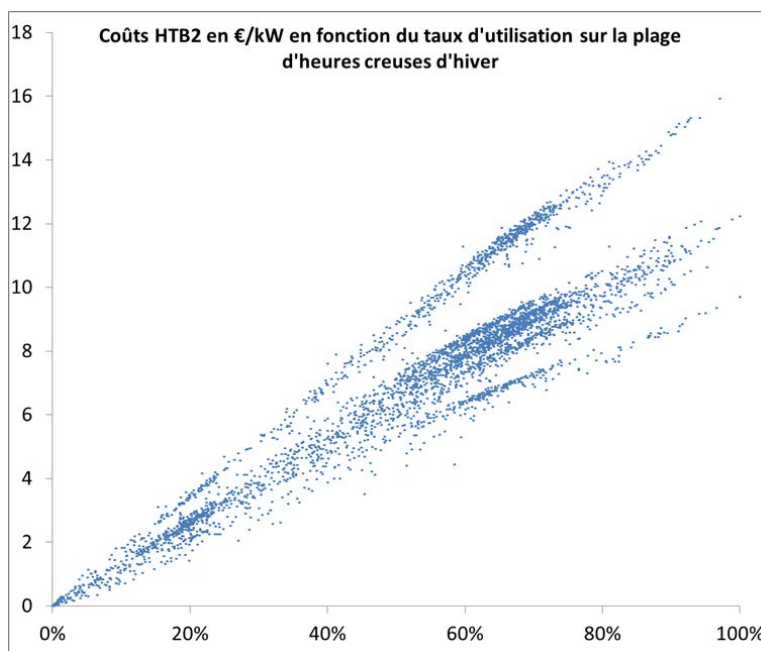


Figure 2 : coûts annuels (€/ kW puissance souscrite) par utilisateur pour la plage heures creuses d'hiver en HTB 2 en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite

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 que ceux utilisés dans les TURPE 4.

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.

Question 5:	Quelle est votre analyse de la méthode d'allocation des coûts de réseau proposée par la CRE?
Question 6:	Etes-vous favorable à la prise en compte progressive de l'évolution de la répartition des coûts entre HTA, BT > 36 kVA, et BT \leq 36kVA ?

2.1.4 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. C'est la raison pour laquelle 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. A titre d'exemple, le tarif HTB 1 a été découpé en trois versions : une version courte utilisation (CU), moyenne utilisation (MU) et longue utilisation (LU).

L'utilisation de données plus fines de consommation a permis d'améliorer cette étape de construction de tarifs¹⁷. 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 utilisateur 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 le TURPE transmet 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.

2.1.5 Cas du tarif LU en BT ≤ 36 kVA

En BT ≤ 36 kVA, le tarif LU pose une difficulté particulière. En effet, il s'agit d'une tarif base qui ne présente pas de différenciation temporelle. En pratique, il est principalement souscrit par des utilisateurs ayant des usages très spécifiques, notamment l'éclairage public et le mobilier urbain. Une large part de ces utilisateurs ne dispose pas de compteur et leur consommation est estimée en fonction d'un profil de consommation PRO5 correspondant à ces usages. Dans ce contexte, il n'est pas envisageable d'introduire une différenciation temporelle pour ce tarif et la CRE envisage de maintenir un tarif LU base.

Si ce tarif était construit selon la méthode exposée *supra*, il serait en pratique souscrit par une population d'utilisateurs beaucoup plus large que celle décrite précédemment. En effet, le reflet des coûts générés par un profil d'utilisation PRO5, dont la consommation se situe essentiellement à des heures peu coûteuses pour le réseau, conduirait à un niveau tarifaire relativement faible, qui pourrait se révéler attractif notamment pour des utilisateurs thermosensibles. Le niveau de ce tarif devrait alors être calé en fonction non seulement des utilisateurs PRO5 mais aussi des utilisateurs thermosensibles qui le souscrieraient également. Les utilisateurs PRO5 se trouveraient alors payer un tarif supérieur aux coûts qu'ils génèrent tandis que les utilisateurs thermosensibles souscrivant le tarif LU bénéficieraient d'un effet d'aubaine en payant un tarif inférieur aux coûts qu'ils génèrent.

En conséquence, la CRE propose d'adopter une méthode de construction différente pour le tarif LU, qui vise à limiter la souscription de ce tarif base par des utilisateurs ayant une consommation thermosensible tout en reflétant au mieux les coûts des utilisateurs PRO5 malgré l'absence de différenciation temporelle de ce tarif. Ces derniers sont notamment caractérisés par un taux d'utilisation de la puissance souscrite très important par rapport aux autres catégories d'utilisateurs en BT ≤ 36kVA. La CRE propose ainsi que le tarif LU soit construit en allouant au coefficient à l'énergie les seuls coûts des pertes et le reste des coûts au coefficient à la puissance souscrite. Cette construction engendre un tarif adapté à ces utilisations particulières du réseau, tout en limitant les effets d'aubaine.

Question 7: Etes-vous favorable à l'utilisation de la méthode spécifique proposée par la CRE pour la construction du tarif BT LU ?
--

¹⁷ Pour les 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.

2.1.6 Basse tension ≤ 36 kVA : introduction d'une option à quatre plages temporelles

La CRE a décidé, dans sa délibération du 18 février 2016, d'introduire une option à quatre plages temporelles en BT ≤ 36 kVA, ouverte aux utilisateurs équipés d'un compteur évolué.

Pendant la période tarifaire TURPE 5, cette nouvelle option tarifaire sera mise en œuvre en plus des options base et heures pleines – heures creuses. Elle sera donc sélectionnée uniquement par les consommateurs pour lesquels elle présente un intérêt, c'est-à-dire ceux qui sont moins présents en hiver que la moyenne, et qui verront donc baisser leur facture. Les utilisateurs pour lesquels elle ne serait pas intéressante pourront conserver leur option tarifaire actuelle.

En l'absence de recalage, cette possibilité pour les consommateurs de choisir un tarif correspondant mieux à leur consommation entrainerait un manque à gagner pour les GRD : les recettes tarifaires pour la BT ≤ 36 kVA seraient inférieures aux coûts que génèrent les utilisateurs raccordés à ce niveau de tension et de puissance. Ce manque à gagner resterait faible en début de période TURPE 5, quand seulement 20 % des utilisateurs seront équipés d'un compteur évolué. Mais il augmenterait au fur et à mesure du déploiement de Linky, pour atteindre 4,5 % des recettes BT ≤ 36 kVA en 2021.

Afin de maintenir la couverture des coûts, ce manque à gagner devra être compensé par un recalage progressif des tarifs du domaine de tension BT ≤ 36 kVA, de 0,9 % par an pour chacune des années du TURPE 5. Ce recalage, au fil du déploiement des compteurs évolués, permettra également d'assurer une progressivité des évolutions tarifaires, notamment pour les utilisateurs plus présents sur la période hivernale que la moyenne et qui ne choisiront donc pas l'option à quatre plages temporelles.

2.1.7 Basse tension ≤ 36 kVA : synthèse des évolutions pendant la période TURPE 5

La compensation de ce manque à gagner est concomitante avec deux autres évolutions, que la CRE envisage, comme exposé précédemment, d'appliquer progressivement pour la BT ≤ 36 kVA durant la période tarifaire TURPE 5 :

- la meilleure prise en compte des effets du foisonnement en basse tension et ses conséquences sur le dimensionnement des réseaux à ce niveau de tension, qui conduit à une augmentation de la part puissance dans les tarifs BT ≤ 36 kVA (cf. 2.1.1) ;
- la nouvelle répartition des coûts entre HTA, BT > 36 kVA et BT ≤ 36 kVA du fait de l'utilisation de données prenant en compte un aléa climatique (cf. 2.1.2).

La CRE envisage de traduire ces évolutions en BT ≤ 36 kVA de la façon suivante :

- Lors de l'entrée en vigueur du TURPE 5 à l'été 2017, les recettes de TURPE 5 en BT ≤ 36 kVA augmenteront de 1,2 % par rapport à TURPE 4, couvrant la prise en compte de l'évolution des coûts BT ≤ 36 kVA (cf. 2.1.2).
- Lors des évolutions annuelles en 2018, 2019 et 2020, les coefficients à la puissance évolueront de +0,40 €/kVA par an. Cette évolution permettra une hausse des recettes du TURPE 5 couvrant la prise en compte de l'évolution des coûts BT ≤ 36 kVA de 0,4 % par an (cf. 2.1.2). La structure des coefficients à l'énergie ne sera en revanche pas modifiée.

Par ailleurs, la coexistence d'options à quatre plages temporelles avec les options historiques induit un manque à gagner qui progresse de 0,9 % par an. Les coefficients tarifaires tels que définis précédemment pour chaque année du TURPE 5 permettront de compenser ce manque à gagner (cf. 2.1.6).

Question 8: Etes-vous favorable à la mise en œuvre progressive, à un rythme annuel, du recalage lié à l'introduction d'un tarif à quatre plages temporelles ?

2.1.8 Définition des heures creuses et de la saison haute

La CRE a proposé dans sa consultation publique de juillet 2015 de ne plus définir dans les règles tarifaires les périodes pendant lesquelles les heures creuses de la BT \leq 36 kVA peuvent être placées, mais de laisser les GRD les définir librement en fonction des contraintes du réseau. Cet assouplissement leur permettra de mieux s'adapter aux évolutions du système électrique, et notamment au développement de la production renouvelable décentralisée.

De même, la CRE avait proposé d'assouplir les règles entourant la fixation de la « saison haute ». Actuellement, cette saison haute correspond, pour tous les niveaux de tension concernés aux mois de novembre à mars. Elle est par conséquent appelée « hiver » dans les différentes règles y faisant référence. Toutefois, dans certaines régions, le pic d'utilisation peut avoir lieu en dehors de ces mois. C'est par exemple le cas de stations balnéaires, dont beaucoup atteignent leur pic d'utilisation en été.

Les réponses des acteurs à la consultation publique ont été partagées. Si certains craignent que cet assouplissement n'amène de la complexité, d'autres y sont favorables, pour permettre une meilleure adaptation des tarifs aux spécificités locales.

Afin de permettre au tarif de tenir compte de ces spécificités locales, la CRE envisage de ne plus définir de période pendant laquelle les heures creuses peuvent être placées, et de définir la saison haute comme une période comprenant les mois de décembre à février, et 61 jours à répartir durant le reste de l'année. Afin de maintenir une lisibilité des tarifs saisonniers, cette saison haute ne pourra pas être composée de plus de deux périodes disjointes. De plus, afin de maintenir une cohérence tarifaire entre les différents niveaux de tension, et de permettre aux GRD comme aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de prendre en compte les spécificités locales, cette flexibilité dans la définition de la saison haute serait ouverte à tous les domaines de tension.

Les plages horaires actuellement intitulées heures pleines d'hiver, heures creuses d'hiver, heures pleines d'été et heures creuses d'été deviendraient donc respectivement heures pleines de saison haute, heures creuses de saison haute, heures pleines de saison basse et heures creuses de saison basse.

2.2 Grilles tarifaires transport

2.2.1 Forme des grilles tarifaires

2.2.1.1 HTB 3

En HTB 3, le TURPE 4 comprend une option « concave », associant signal-prix à la puissance et signal-prix au taux d'utilisation, sans différenciation temporelle. Cette absence de différenciation s'explique par le fait que le dimensionnement du réseau HTB 3 n'est pas directement lié aux pointes de soutirage. En effet, les transits en HTB 3 varient peu au cours de la journée (7 % entre le minimum et le maximum des flux) ou de l'année, et 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 envisage de maintenir l'absence de différenciation temporelle en HTB 3.

En outre, comme cela est expliqué au paragraphe 1.3, l'existence d'une tarification à la part puissance est justifiée par la différenciation temporelle des coûts de réseau. La CRE considère donc qu'en HTB 3, où la différenciation temporelle des coûts est négligeable, un tarif uniquement à l'énergie est pertinent.

Question 9: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTB 3 ?
--

2.2.1.2 HTB 2 et HTB 1

Dans sa consultation publique de juillet 2015, la CRE avait proposé une simplification des grilles HTB 1 et HTB 2, afin d'améliorer leur lisibilité, en fusionnant les plages « pointe » et « heures pleines d'hiver », pour aboutir à des grilles à quatre plages temporelles, et en proposant deux versions tarifaires, au lieu de trois dans le TURPE 4.

Plusieurs contributeurs se sont montrés défavorables à une telle évolution. Certains acteurs ont rappelé que les sites industriels ayant aujourd'hui un tarif à cinq plages temporelles ont adapté leurs processus à l'existence d'une plage de pointe. La suppression de cette plage les contraindrait à une réorganisation, et pourrait déboucher sur une consommation accrue à la pointe, du fait de la disparition du signal de pointe fixe.

La CRE partage ces analyses. Afin de préserver l'incitation à la maîtrise de la demande à la pointe permise par les tarifs précédents, la CRE envisage finalement le maintien de tarifs à cinq plages temporelles pour l'ensemble des utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB 2 et HTB 1.

Les travaux tarifaires ont par ailleurs montré la pertinence du maintien de trois versions, compte tenu de la variété des durées d'utilisation pour ces niveaux de tension.

Question 10: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTB 2 et HTB 1 ?
--

2.2.2 Coefficients tarifaires

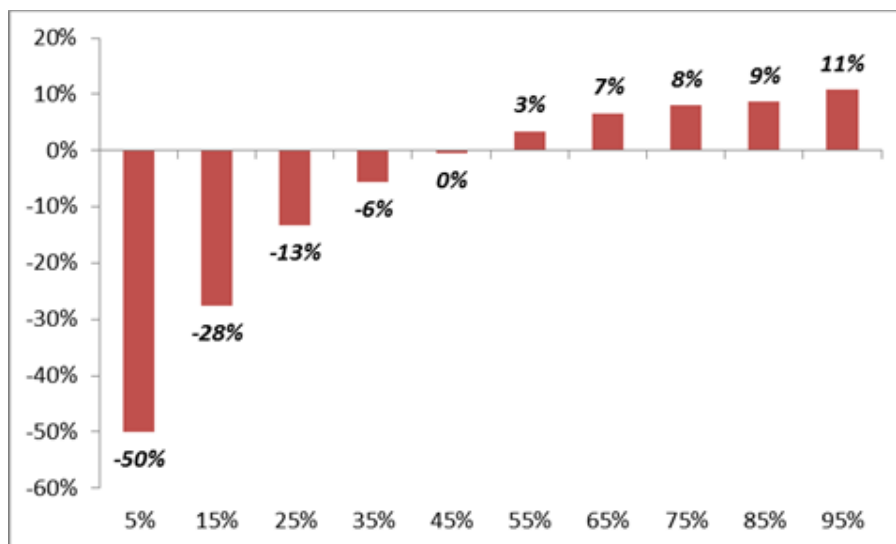
Les grilles tarifaires actuellement envisagées par la CRE sont présentées en annexe de la présente consultation.

Comme le montre le tableau suivant, la différenciation temporelle des coefficients à l'énergie est plus prononcée pour le TURPE 5 que pour le TURPE 4. Ce phénomène est dû principalement à la prise en compte de l'aléa climatique dans la modélisation des coûts du réseau.

HTB 1	Différence entre pointe et HPSH ¹⁸	Différence entre pointe et HCSB ¹⁹	HTB 2	Différence entre pointe et HPSH	Différence entre pointe et HCSB
Tarif TURPE 5 (c€/kWh)					
CU	0,61	1,66	CU	0,59	0,91
MU	0,58	1,38	MU	0,36	0,89
LU	0,30	1,28	LU	0,26	0,69
Tarif TURPE 4 (c€/kWh)					
MU	0,16	0,79	MU	0,07	0,33
LU	0,18	0,80	LU	0,06	0,30
TLU	0,19	0,78	TLU	0,05	0,26

Tableau 2: différenciation temporelle des coefficients tarifaires à l'énergie, en c€/kWh

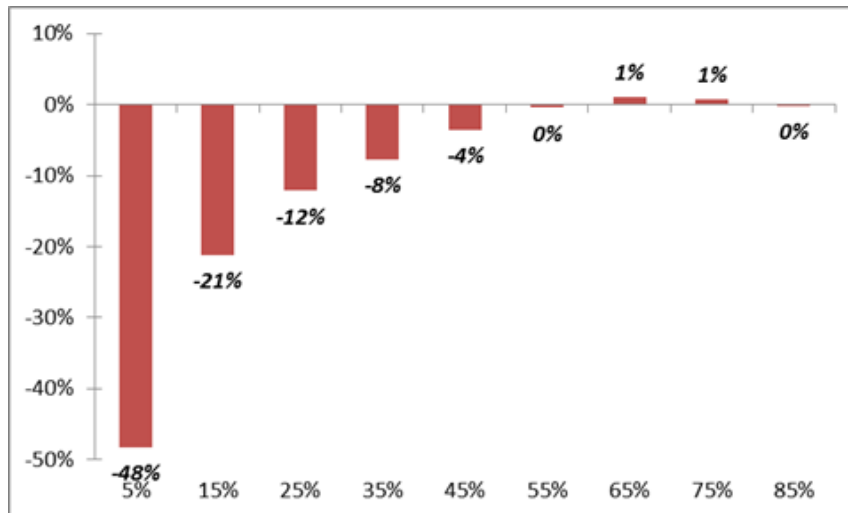
Cette différenciation temporelle accrue entraîne, comme le montrent les graphiques suivants, des évolutions de factures supérieures, pour les utilisateurs ayant un taux d'utilisation de leur puissance souscrite élevé lors des heures critiques, à celles des utilisateurs ayant un taux d'utilisation de leur puissance souscrite moindre pendant ces mêmes heures. A titre d'illustration, en HTB2, les utilisateurs ayant un taux d'utilisation de leur puissance souscrite de 25 % pendant les 300 heures les plus chères pour le réseau connaissent, en moyenne, une baisse de 13 % du TURPE, alors que ceux ayant un taux d'utilisation de 55% connaissent une hausse moyenne de 3 % du TURPE.



Graphique 3: Utilisateurs HTB 2 - Taux d'évolution des factures entre TURPE 4 et TURPE 5 envisagé en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite pendant les 300 heures les plus chères de l'année

¹⁸ Heures pleines de saison haute

¹⁹ Heures creuses de saison basse



Graphique 4: Utilisateurs HTB 1 - Taux d'évolution des factures entre TURPE 4 et TURPE 5 envisagé en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite pendant les 300 heures les plus chères de l'année

Les grilles tarifaires du TURPE 4 comprenaient trois versions, Moyenne Utilisation, Longue Utilisation et Très Longue Utilisation. Ces trois versions étaient assez peu différenciées. Les trois versions envisagées par la CRE pour le TURPE 5, obtenues par minimisation des écarts entre coûts et tarifs, sont plus courtes que celles du TURPE 4.

Ainsi, la version la plus courte du TURPE 5 sera sélectionnée par des utilisateurs présents jusqu'à 2 500 heures environ, alors que la version la plus courte du TURPE 4, appelée moyenne utilisation, était sélectionnée par des utilisateurs pouvant avoir une durée d'utilisation de 4 000 heures. La version intermédiaire du TURPE 5 sera sélectionnée par des utilisateurs présents jusqu'à 4 000 heures, alors que la version intermédiaire du TURPE 4 (appelée longue utilisation) était sélectionnée par des utilisateurs présents jusqu'à 7 000 heures. C'est la raison pour laquelle la CRE envisage de nommer les versions du TURPE 5 Courte, Moyenne et Longue Utilisation.

Cette répartition permet un reflet plus fin des coûts des utilisateurs, les utilisateurs les plus courts étant jusqu'ici assez peu pris en compte, même dans l'option Moyenne Utilisation.

Question 11: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour les domaines de tension HTB 3, HTB 2 et HTB 1?

2.2.3 Composantes tarifaires liées à la puissance souscrite

2.2.3.1 Maintien de la tarification à la puissance souscrite et coefficients de dépassement de puissance souscrite

Il existe deux modes de tarification de la puissance possibles : tarification à la puissance souscrite ou tarification à la puissance atteinte.

Dans sa consultation publique de juillet 2015, la CRE a interrogé les acteurs sur l'opportunité de passer à une tarification à la puissance atteinte pour les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA, HTA et HTB, afin d'améliorer la lisibilité des grilles tarifaires et de simplifier la tarification en supprimant, pour ces domaines de tension, la facturation des dépassements de puissance.

Une large majorité d'acteurs s'est prononcée en défaveur de la tarification à la puissance atteinte. Les acteurs reconnaissent que la tarification à la puissance souscrite présente une certaine complexité, et peut être pénalisante compte tenu du caractère non prévisible de la consommation. Néanmoins, ils soulignent

l'importance de l'utilisation de la puissance souscrite dans le dimensionnement des réseaux et dans toutes les composantes tarifaires.

La CRE partage le constat des acteurs selon lequel la puissance souscrite est utilisée dans toutes les autres composantes tarifaires. Changer le mode de tarification de la puissance induirait donc d'importants changements des règles tarifaires. Compte tenu de ces éléments, la CRE envisage de maintenir la tarification à la puissance souscrite dans TURPE 5.

Par ailleurs, la CRE envisage à ce stade de maintenir le modèle quadratique²⁰ pour la facturation des dépassements de puissance en HTB 2 et HTB 1, qui présente l'avantage d'envoyer un signal relatif à l'ampleur et à la durée du dépassement.

Question 12:	Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir une tarification à la puissance souscrite ?
Question 13:	Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le modèle quadratique actuel pour la facturation des dépassements en HTB 2 et HTB 1 ?

2.2.3.2 Souscription de puissance en cours de mois

Les dispositions en vigueur des Contrats d'Accès au Réseau de Transport (CART) prévoient la possibilité pour tous les utilisateurs des réseaux de transport du réseau de transport (producteurs, GRD et industriels) de modifier leur puissance²¹ en cours de mois, avec application rétroactive à compter du 1^{er} du mois. Les utilisateurs du réseau sont ainsi en mesure d'optimiser leur facture une fois les aléas climatiques, ou les modifications de processus de production pour les industriels, connus.

RTE estime que la modification de puissance *ex post* entraîne une forte variabilité des recettes issues de la part puissance du TURPE en fonction des aléas climatiques alors que, selon RTE, cette composante devrait refléter le besoin de long terme du transport. Par conséquent, RTE demande que les prochaines règles tarifaires prévoient la possibilité de modifier leur puissance avec application uniquement à partir du 1^{er} du mois uniquement pour l'avenir.

Pour les utilisateurs industriels, RTE souhaite mettre en place des mesures spécifiques afin de laisser plus de souplesse dans la gestion de leur puissance souscrite. RTE propose de permettre aux industriels de modifier une fois à la baisse ou à la hausse leur puissance, un mois ou un trimestre après l'avoir modifiée.

La CRE considère, comme RTE, que la modification de puissance doit s'appliquer uniquement pour l'avenir et non plus de manière rétroactive. Le dispositif actuel ne permet pas de refléter les coûts des utilisateurs qui ne payent en pratique que la puissance réellement appelée, ce qui revient à une tarification à la puissance atteinte. En outre, la suppression de cette disposition permettrait de stabiliser davantage le niveau des puissances souscrites et donc le revenu tarifaire de RTE lié aux souscriptions de puissance.

La CRE est donc favorable, à ce stade, à la proposition de RTE d'autoriser une modification de puissance effective uniquement pour l'avenir et non de manière rétroactive.

La CRE estime en revanche que les propositions additionnelles de RTE destinées uniquement aux industriels instaурeraient des différences de traitement avec les autres utilisateurs qui ne paraissent pas justifiées. La CRE n'envisage donc pas de retenir ces propositions.

Pour laisser de la souplesse aux utilisateurs dans la gestion de la puissance souscrite, la CRE propose d'autoriser les modification de puissance en cours de mois, et non plus seulement pour le 1^{er} du mois. La modification s'appliquerait au plus tôt trois jours après la date de la demande.

²⁰ Lorsqu'un utilisateur dépasse sa puissance souscrite, les dépassements sont facturés suivant une moyenne quadratique. Elle est définie comme la racine carrée de la somme des carrés des dépassements constatés au pas 10 minutes.

²¹ L'utilisateur fixe sa puissance souscrite pour une durée de un an.

Question 14:	Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à autoriser la modification de puissance en cours de mois uniquement pour l'avenir avec un préavis de 3 jours ?
Question 15:	Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE concernant les propositions de RTE destinées aux industriels ?

2.2.3.3 Écrêtement grand froid

Les règles tarifaires actuellement en vigueur prévoient la possibilité pour les GRD de bénéficier d'une exonération (« écrêtement ») partielle ou totale de leurs dépassements de puissance lors de périodes de froid rigoureux²².

L'exonération prévue par ce dispositif ne se limite par ailleurs pas aux seules périodes de froid rigoureux mais s'applique, dès lors qu'il est activé au cours d'un mois donné, à l'ensemble du mois. En conséquence, ce dispositif peut donner lieu à un effet d'aubaine, en écrétant des dépassements de puissance sans lien avec la situation de froid rigoureux.

Afin de recentrer le dispositif sur le traitement des situations de froid rigoureux, la CRE propose donc de limiter l'application du dispositif d'écrêtement grand froid aux seuls jours de froid rigoureux, plutôt qu'à l'ensemble du mois concerné.

Le dispositif d'écrêtement grand froid présente l'inconvénient de limiter le reflet des coûts dans les situations de grand froid alors même que ces situations correspondent *a priori* à des périodes de fortes sollicitations du réseau et sont structurantes en matière de dimensionnement des réseaux et donc de coûts de réseaux associés.

Néanmoins, le dispositif actuel d'écrêtement grand froid permet de limiter l'exposition des ELD à des évolutions différentes de leurs recettes et charges. En effet, il convient de rappeler que les ELD, d'une part, ne disposent pas de compte de régulation des charges et des produits (CRCP²³) contrairement à ERDF et, d'autre part, connaissent un foisonnement géographique plus faible de leur consommation, compte tenu de la taille plus réduite de leur zone de desserte. Ainsi, alors que les recettes d'une ELD évoluent en fonction du niveau TURPE, qui, *via* le CRCP, prend en compte l'aléa climatique au niveau national, la facture TURPE payée par une ELD pour l'accès au réseau amont dépend, elle, de l'utilisation locale de ce réseau et donc de l'aléa climatique local.

Il apparaît que ce dispositif n'est justifié pour une ELD que dans les cas où l'aléa climatique local est supérieur à l'aléa climatique national.

Afin d'améliorer le reflet des coûts, la CRE propose en conséquence de limiter par ailleurs l'application de ce dispositif aux seules situations de froid rigoureux où l'aléa climatique est localement plus fort qu'au niveau national.

En pratique, cela consisterait à modifier la température de déclenchement du dispositif. Aujourd'hui, le dispositif est déclenché quand la température constatée localement est inférieure à la « *température minimale de référence locale* »²⁴. La CRE propose de retrancher à cette température minimale de référence locale l'aléa climatique moyen au niveau national²⁵ pour définir le nouveau seuil de déclenchement du

²² Les GRD peuvent bénéficier de l'exonération partielle ou totale de leurs dépassements de puissance sur l'ensemble d'un mois dans le cas où, à une maille locale, la température minimale mensuelle constatée est inférieure à la température minimale locale de référence définie dans le CART-GRD au moins une fois dans ce mois. La température minimale locale de référence est définie au niveau de chaque station météorologique par la 30^{ème} valeur de température minimale mensuelle sur trente ans.

²³ Le CRCP permet à ERDF d'être assuré d'un certain niveau de revenu, défini dans les règles tarifaires, quelle que soit le montant de la facture d'utilisation du réseau de transport.

²⁴ La température minimale locale de référence est définie au niveau de chaque station météorologique par la 30^{ème} valeur de température minimale mensuelle sur trente ans.

²⁵ L'aléa climatique au niveau national serait défini comme l'écart moyen, au niveau national, entre température constatée et

dispositif.

- Question 16: Etes-vous favorable à la première proposition de la CRE consistant à recentrer l'application du dispositif d'écrêtement grand froid sur les périodes de froid rigoureux ?
- Question 17: Etes-vous favorable à la seconde proposition de la CRE visant à limiter l'application du dispositif d'écrêtement grand froid aux seules situations de froid rigoureux où l'aléa climatique est localement plus fort qu'au niveau national ?

2.2.3.4 Dépassements ponctuels programmés

Actuellement un utilisateur alimenté en HTB et équipé d'un compteur à courbe de charge peut demander l'application d'un tarif spécifique pour des dépassements ponctuels programmés et notifiés préalablement à RTE, pendant la période du 1^{er} mai au 31 octobre, sous réserve d'une justification de travaux. Lorsque ce tarif est mis en oeuvre, il se substitue, pour la période considérée et pour la seule énergie consommée à l'occasion de ces dépassements, à la tarification des dépassements de puissance.

Pour bénéficier de ce dispositif, les utilisateurs doivent faire une demande argumentée à RTE. RTE peut refuser la demande d'un utilisateur, ou suspendre l'application de cette disposition, en raison des contraintes d'exploitation qu'il prévoit.

RTE propose d'étendre la période de demande de dépassements de puissance programmés à l'intégralité de l'année pour l'ensemble des utilisateurs, « *les utilisateurs industriels dont les demandes sont faibles en 2015, ayant à de nombreuses reprises fait part de leur souhait de bénéficier de l'application du dispositif de dépassement de puissance programmés à n'importe quel moment de l'année calendaire et pas seulement entre le 1^{er} mai et le 31 octobre* ».

A ce stade, la CRE envisage d'accéder à la demande de RTE en autorisant les demandes de dépassements de puissance programmés toute l'année pour laisser plus de flexibilité aux utilisateurs industriels.

La CRE estime toutefois que ce dispositif peut limiter l'efficacité du signal tarifaire dans la mesure où, lorsqu'il est appliqué, les utilisateurs ne paient pas la totalité de la puissance qu'ils appellent.

Dès lors, afin de ne pas autoriser de dépassement de puissance lors des périodes de pointe lorsque le réseau est le plus chargé, la CRE propose d'exclure de la période d'application des dépassements de puissance programmés les périodes de pointe fixe et de pointe mobile fondée sur la période PP1²⁶.

- Question 18: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à étendre la période d'application des dépassements ponctuels programmés à l'ensemble de l'année tout en excluant les périodes de pointe fixe et de pointe mobile fondée sur la période PP1 ?

2.2.3.5 Report de charge

RTE peut interrompre sans indemnisation l'alimentation d'un utilisateur pour des raisons de travaux ou de maintenance du réseau pendant au maximum trois jours ouvrés sur une période de trois ans. En pratique, les périodes de travaux de RTE sur le réseau sont prévues avec les utilisateurs afin de favoriser leur acceptabilité.

Afin de rendre la gestion des périodes de travaux de RTE plus souple, les dispositions contractuelles du

température minimale de référence. Cet aléa climatique national ne serait pris en compte dans la définition de la température de déclenchement du dispositif au niveau local que lorsqu'il y a un froid rigoureux au niveau national, i.e. au niveau national la température constatée est inférieure à la température minimale de référence.

²⁶ Les heures retenues d'un jour signalé par RTE comme appartenant à la période PP1 sont les heures des plages [7h00 ; 15h00] et [18h00 ; 20h00] du jour concerné.

CART-C prévoient que RTE puisse effectuer un report de charge sur l'alimentation de secours d'un utilisateur qui en dispose sans qu'il soit pénalisé financièrement. Dans ce cas, le tarif de l'alimentation principale est appliqué sur l'alimentation de secours.

Pour renforcer l'acceptabilité des périodes de travaux, RTE demande que le report de charge entre deux alimentations principales soit également neutre d'un point de vue financier pour les utilisateurs. Dans le cas d'un report de charge entre deux alimentations principales, le tarif de l'alimentation coupée serait appliqué sur l'alimentation active.

RTE souhaite que ces dispositions soient inscrites dans les règles tarifaires. La CRE s'interroge sur le moyen le plus approprié pour mettre en œuvre une telle mesure. Dans la mesure où ces dispositions relèvent de la gestion prévisionnelle du réseau, la création d'un contrat de type « Amont J-1 consommateurs », sur le modèle de celui existant pour les producteurs, pourrait être un moyen plus adéquat.

Question 19:	Etes-vous favorable à la proposition de RTE visant à permettre le report de charge pour les utilisateurs disposant d'au moins une autre alimentation principale ou d'une alimentation de secours ?
Question 20:	Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à créer un type de contrat amont J-1 sur le modèle de celui existant pour les producteurs afin d'appliquer les nouvelles dispositions de reports de charge?

2.2.3.6 Facturation de l'énergie réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution

Les règles de facturation actuelles

Afin de contribuer au réglage de la tension sur le réseau public de transport, les règles de facturation ont été introduites dans le TURPE 3, puis modifiées dans le TURPE 4, pour inciter les GRD à diminuer l'absorption de puissance réactive, en particulier en hiver lors des périodes de fortes consommations. En effet, l'absorption de puissance réactive entraîne des baisses de tension sur le réseau public de transport qui peuvent être minimisées par les gestionnaires de réseaux de distribution par l'enclenchement de leurs bancs de condensateurs situés dans les postes source HTB/HTA.

Ainsi, les règles tarifaires actuelles qui ont été introduites dans le TURPE 4 sont les suivantes :

- la tarification couvre une période allant du 1^{er} novembre au 31 mars, de 6 heures à 22 heures, uniquement les jours ouvrés ;
- une « *tangente phi* » (rapport de la puissance réactive sur la puissance active) est contractualisée à chaque point de connexion ou point de regroupement dans le contrat d'accès au réseau public de transport (CART) de chaque GRD ;
- les dépassements d'énergie réactive sont facturés au gestionnaire de réseau public de distribution lorsque la moyenne mensuelle mesurée ne respecte pas la « *tangente phi* » contractualisée.

Les limites des règles actuelles et les nouveaux besoins

Une évolution de ces règles de tarification pour la période du TURPE 5 est nécessaire car elles rencontrent des limites et doivent désormais répondre à de nouveaux besoins.

En effet, d'une part, la facturation de l'énergie réactive au pas mensuel est très peu incitative et ne permet pas à RTE de répondre pleinement aux contraintes vécues en temps réel sur le réseau public de transport.

D'autre part, le développement des énergies renouvelables sur les réseaux publics de distribution, ainsi que l'enfouissement des câbles génèrent de plus en plus de puissance réactive et engendrent de nouvelles contraintes en tensions hautes sur le réseau public de transport. Enfin, le développement de la production décentralisée entraîne, également, une diminution des soutirages et, par conséquent, une diminution des contraintes en tensions basses.

Les nouvelles règles de facturation proposées

Les nouvelles règles tarifaires proposées pour le TURPE 5, sont les suivantes :

- un ciblage plus précis de la zone de facturation en tensions basses toujours basée sur la contractualisation d'une « *tangente phi* » par point de connexion ou point de regroupement, mais qui n'engendre plus de facturation lorsque le soutirage du réseau public de distribution est inférieur à 70 % de la puissance de soutirage souscrite dans le CART ;
 - o la tarification en tensions basses couvre toujours une période allant du 1^{er} novembre au 31 mars, de 6 heures à 22 heures, les jours ouvrés.
- la création d'une nouvelle zone de facturation en tensions hautes telle que définie dans la figure 3 ci-dessous ;
- la tarification en tensions hautes est applicable toute l'année, sept jours sur sept, vingt-quatre heures sur vingt-quatre.
- le passage d'un pas de facturation mensuel à un pas de facturation horaire ;
- un coût unitaire du dépassement de :
 - o 2,90 €/Mvar.h pour la zone de facturation en tensions basses ;
 - o 0,50 €/Mvar.h pour la zone de facturation en tensions hautes.

La diminution des contraintes de tension basse combinée à l'apparition de nouvelles perturbations de tensions hautes devrait occasionner pour les GRD des coûts du même ordre de grandeur que dans TURPE 4 (environ 500 k€ par an)

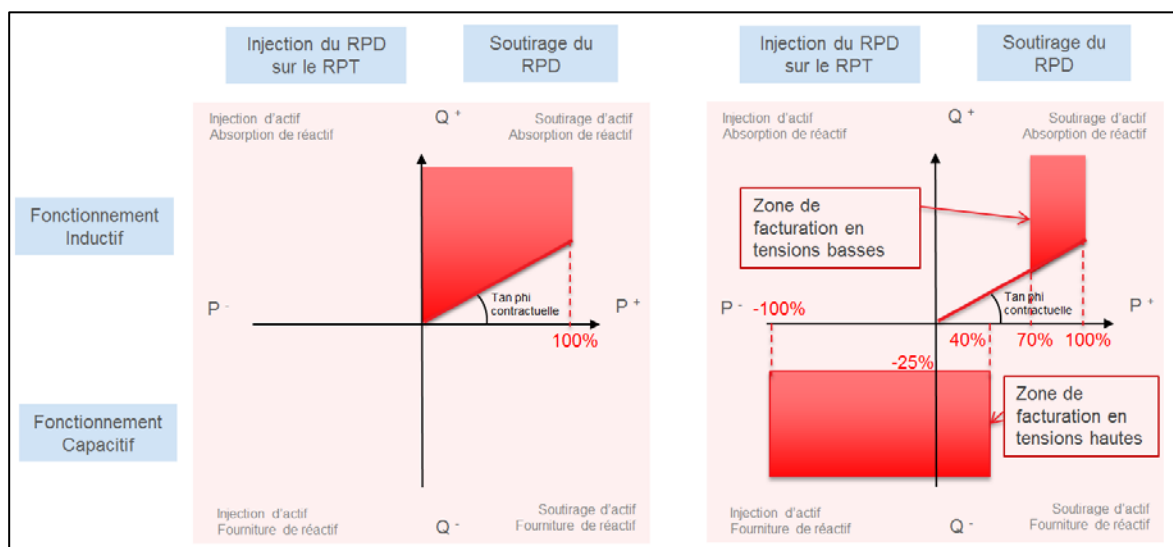


Figure 3: Le gabarit tarifaire à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution pour le TURPE 4 (à gauche) et la nouvelle proposition pour le TURPE 5 (à droite)

Question 21: Avez-vous des remarques sur les nouvelles règles proposées ?

Question 22: Faut-il prévoir des modalités transitoires pour l'application de ces nouvelles règles ? Si oui, pouvez-vous préciser quels moyens devront être mis en œuvre et les échéances associées ?

2.3 Grilles tarifaires distribution

2.3.1 Grilles tarifaires HTA

2.3.1.1 Forme des grilles tarifaires

Les grilles tarifaires du TURPE 4 comportent trois options tarifaires pour le niveau de tension HTA : une option concave, sans différenciation temporelle, une option à cinq plages temporelles, de même forme que sur les niveaux HTB, et une option à huit plages temporelles.

Dans sa consultation publique de juillet 2015, la CRE a proposé la suppression de l'option concave, afin de donner à l'ensemble des utilisateurs raccordés en HTA un signal prix à différenciation temporelle, reflétant plus finement les coûts de réseau. Elle a également indiqué que cette suppression serait nécessaire en cas d'introduction d'un signal de pointe mobile, la cohabitation des deux tarifs pouvant mener à une situation paradoxale, où l'option à pointe mobile serait souscrite par les utilisateurs consommant beaucoup en été, et l'option concave, sans différenciation temporelle, par ceux présents en hiver. La CRE avait par ailleurs proposé dans sa consultation publique, toujours dans un souci de simplification, la suppression du tarif à huit plages temporelles, très peu souscrit actuellement.

La majorité des acteurs s'est déclarée favorable à la suppression du tarif concave, à la fois pour les raisons évoquées par la CRE, et du fait de la complexité de la formule tarifaire actuelle, peu lisible pour les utilisateurs. La suppression du tarif à huit plages temporelles n'a pas soulevé d'objection dans les réponses à la consultation publique.

La CRE maintient en conséquence sa proposition de supprimer les options concave et à huit plages temporelles.

La CRE avait également proposé, comme pour les niveaux de tension HTB, de remplacer le tarif à cinq plages temporelles par un tarif à quatre plages temporelles. Comme pour la HTB, plusieurs répondants ont attiré l'attention de la CRE sur la complexité qu'entraînerait un tel changement pour les utilisateurs industriels ayant adapté leurs usages à une tarification à cinq plages et sur la perte de flexibilité pour le réseau que pourrait entraîner la suppression de la classe « heures de pointe ».

La CRE partage ces analyses. Elle envisage à ce stade de maintenir une grille à cinq plages temporelles pour la HTA.

En conséquence, la CRE envisage pour la HTA deux options à cinq plages temporelles, l'une à pointe fixe, et l'autre à pointe mobile, comprenant chacune deux versions. Les coefficients de ces deux options seraient identiques pendant les plages de saison basse et d'heures creuses de saison haute, et diffèreraient pour ce qui concerne les plages de pointe (fixe ou mobile) et d'heures pleines de saison haute. La pointe mobile, correspondant aux heures PP1 du mécanisme de capacité, comporte dix heures par jour, réparties sur au maximum quinze jours tirés par RTE, la veille pour le lendemain, en fonction de critères d'équilibre du système électrique. La pointe fixe comporte environ 300 heures, à raison de quatre heures par jour ouvert durant les mois de décembre à février. La coexistence d'un tarif à pointe mobile et d'un tarif à pointe fixe permettra de généraliser les signaux de pointe en HTA, tout en laissant aux utilisateurs la possibilité de choisir le signal de pointe correspondant le mieux à leur activité, et à leur capacité d'adaptation. Pour certains, la prévisibilité offerte par la pointe fixe, avec un nombre assez limité d'heures chaque jour, sera préférable. Pour d'autres, le nombre d'heures réduit de la pointe mobile, réparti sur un nombre de jours plus faible, sera plus adapté.

Actuellement, les versions à différenciation temporelle proposées en HTA sont des versions « courte utilisation ». Le tarif concave est quant à lui attractif pour les utilisateurs à longue utilisation. La suppression du tarif concave implique donc la création de versions « longue utilisation » des tarifs à différenciation temporelle, adaptées au profil de consommation des utilisateurs précédemment au tarif concave.

C'est la raison pour laquelle la CRE envisage de proposer deux versions pour chaque option tarifaire (pointe fixe et pointe mobile) permettant de distinguer deux groupes d'utilisateurs ayant des des taux d'utilisation de

leur puissance différents. Ces versions sont nommées « courte » et « longue utilisation ».

En ce qui concerne la pointe mobile, la CRE envisage à terme une activation locale du signal de pointe, à la main du GRD. En effet, des travaux menés par la CRE ont montré un synchronisme de 65 % entre les pointes de consommation nationales et celles des postes sources pour les années 2007 à 2012. Un signal de pointe mobile activé à la maille locale permettrait donc d'optimiser la coïncidence entre jours d'activation du signal et pointe dimensionnante locale. C'est pourquoi la CRE a considéré, dans sa délibération du 18 février 2016²⁷ 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. » La CRE examinera d'éventuels projets d'expérimentations proposés par les GRD.

Par ailleurs, afin de permettre aux utilisateurs de bénéficier rapidement des nouvelles options tarifaires, la CRE propose de mettre en place, comme pour le TURPE 4, une mesure transitoire permettant aux utilisateurs HTA de choisir librement leurs options tarifaires, pendant six mois à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs, sans qu'ils aient à respecter une période de douze mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.

Question 23: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTA ?

2.3.1.2 Coefficients tarifaires

Les grilles tarifaires actuellement envisagées par la CRE sont présentées en annexe de la présente consultation.

En HTA, comme en HTB, la différenciation temporelle des coefficients à l'énergie s'accroît par rapport au TURPE 4. Cette augmentation se traduit logiquement par des augmentations de factures pour les utilisateurs les plus présents durant les heures critiques et, à l'inverse, des baisses de factures pour ceux qui le sont moins.

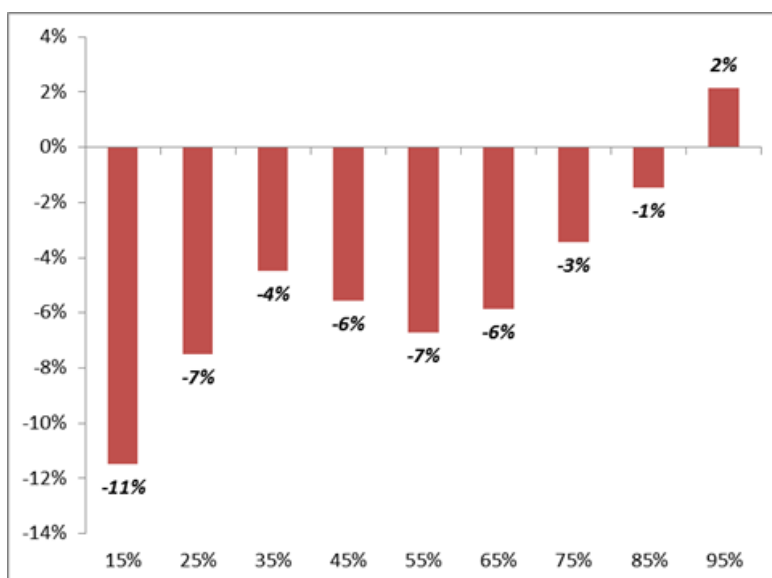


Figure 4: Utilisateurs HTA - Taux d'évolution des factures à l'été 2017 entre TURPE 4 et TURPE 5 envisagé, en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite pendant les 300 heures les plus chères de l'année.

²⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE

Ainsi, pour les cas extrêmes, un utilisateur absent durant les 300 heures les plus critiques pour le réseau verrait sa facture TURPE baisser de 11 % en moyenne. Un utilisateur qui appellerait l'intégralité de sa puissance souscrite durant ces 300 heures verrait lui sa facture TURPE augmenter de 2 % en moyenne.

Une telle augmentation sera compensée si l'utilisateur s'efface durant les 150 heures de pointe mobile, et bénéficie donc du tarif à pointe mobile mis en place. A titre indicatif, un utilisateur consommant en ruban durant toute l'année à l'exception de ces 150 heures aurait une facture inférieure de 4,3% à celle payée par un utilisateur en ruban et ne s'effaçant pas. Cette réduction pourra être plus élevée en pourcentage pour un utilisateur ayant un taux d'utilisation plus faible.

De façon générale, les évolutions de facture en HTA sont orientées à la baisse, du fait du phénomène de transfert des coûts de la HTA vers la BT \leq 36 kVA, décrit au paragraphe 2.1.2. La baisse moyenne sera de 4 % à l'entrée en vigueur du TURPE 5. Puis une baisse de 1,3 % s'appliquera à tous les coefficients de la grille aux étés 2018, 2019 et 2020.

Question 24: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour le domaine de tension HTA?

2.3.2 Grilles tarifaires BT > 36 kVA

2.3.2.1 Forme des grilles tarifaires

Dans TURPE 4, les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA disposent de deux options tarifaires :

- une option moyenne utilisation à 4 plages temporelles. Ces quatre plages temporelles ne sont distinguées que par les parts énergie, la part puissance restant la même tout au long de l'année ;
- une option longue utilisation à 5 plages temporelles. Ce tarif présente la particularité d'avoir le même coefficient à l'énergie pour la plage de pointe et la plage d'heures pleines d'hiver. Ces deux plages ne sont donc distinguées que par le coût de la puissance, qui est 5% inférieur en heures pleines d'hiver.

Lors de sa consultation publique de juillet, la CRE avait proposé de fusionner les plages « heures pleines d'hiver » et « pointe » du tarif longue utilisation, dans un souci de simplification. Cette proposition n'a pas soulevé d'objection. Des travaux ultérieurs ont confirmé que les différences de consommation et de puissance souscrite entre ces deux plages étaient très faibles, et que ce signal tarifaire avait donc une utilité limitée.

La CRE envisage donc à ce stade en BT > 36 kVA deux options tarifaires à quatre plages temporelles, l'une courte, l'autre longue. Dans ces deux options, les quatre plages temporelles se distingueraient à la fois par les coefficients à la puissance et ceux à l'énergie.

Par ailleurs, afin de permettre aux utilisateurs d'adapter le choix de leur option tarifaire à la suite de l'entrée en vigueur du TURPE 5, la CRE propose de mettre en place, comme pour le TURPE 4, une mesure transitoire permettant aux utilisateurs BT > 36 kVA de choisir librement leurs options tarifaires, pendant six mois à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs, sans qu'ils aient à respecter une période de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire.

Question 25: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en BT > 36 kVA?

2.3.2.2 Coefficients tarifaires

Les grilles tarifaires actuellement envisagées par la CRE sont présentées en annexe de la présente consultation.

En BT > 36 kVA, comme en HTA, la différenciation temporelle augmente, ce qui entraîne des augmentations de facture pour les utilisateurs présents durant les heures pleines de saison haute, et des baisses pour les

autres.

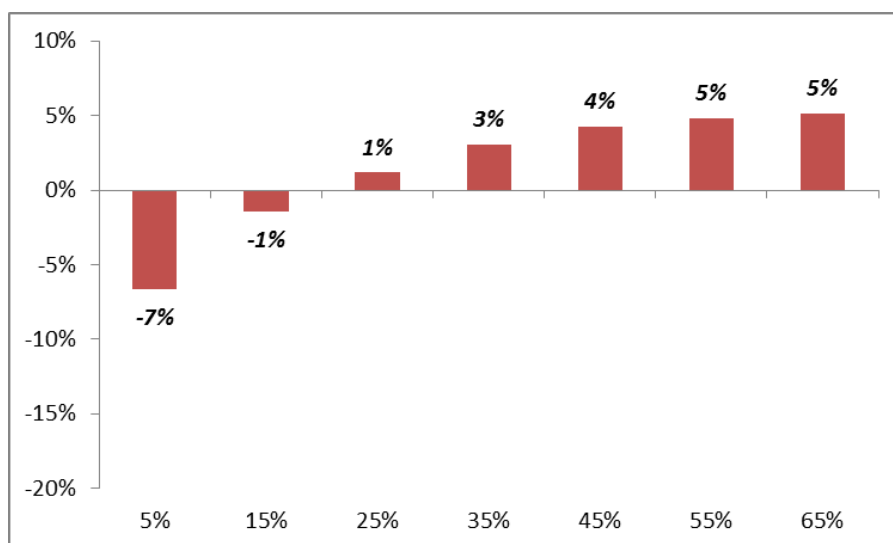


Figure Utilisateurs BT > 36 kVA - Taux d'évolution des factures à l'été 2017 entre TURPE 4 et TURPE 5 envisagé en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite pendant les heures pleines de saison haute.

Les augmentations de facture restent toutefois limitées, comme en HTA, du fait du recalage des coûts, qui aboutira à une baisse moyenne de 1 % pour la BT > 36 kVA à l'entrée en vigueur du TURPE 5, puis à une baisse annuelle de 0,3 % par an s'appliquant à l'ensemble des coefficients de la grille 2018 à 2020.

Question 26: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles proposées par la CRE pour le domaine de tension BT > 36 kVA ?

2.3.3 Grilles tarifaires BT ≤ 36 kVA

2.3.3.1 Forme des grilles

Dans le TURPE 4, les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA ont le choix entre trois options :

- une option base « courte utilisation » ;
- une option à différenciation temporelle (heures pleines et heures creuses) « moyenne utilisation » ;
- une option base « longue utilisation ».

2.3.3.2 Mesures liées à l'introduction d'options tarifaires à quatre plages temporelles

Le déploiement des compteurs évolués, qui devrait couvrir 20 % des utilisateurs en BT ≤ 36 kVA à la fin 2017 et 40% à la fin 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 la différence de coûts d'utilisation du réseau entre la saison haute et la saison basse. La possibilité d'un tarif différenciant saison haute et saison basse est un des avantages de Linky. En effet, la différence de coûts de réseau entre saison haute et saison basse, qui est plus importante que la différence entre heures pleines et heures creuses, ne pouvait pas jusqu'à présent être reflétée du fait des limites des compteurs électriques actuels. C'est la raison pour laquelle la CRE a décidé dans sa délibération du 18 février 2016 d'introduire une option tarifaire à quatre plages temporelles en BT ≤ 36 kVA à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 5.

La CRE envisage de décliner cette option tarifaire à quatre plages temporelles en deux versions, l'une courte et l'autre moyenne, et de proposer également à l'ensemble des utilisateurs des options tarifaires de même forme que celles proposées actuellement.

Cette cohabitation d'options tarifaires saisonnalisées et d'options base pourrait entraîner certains effets d'aubaine, pour des utilisateurs qui souscriraient le tarif base en en saison haute et le tarif à quatre plages

temporelles en saison basse. La CRE a annoncé dans sa délibération du 18 février 2016 qu'elle veillerait à ce que les règles en vigueur ne permettent pas ce genre d'arbitrage. A ce stade, elle envisage de maintenir la règle énoncée au chapitre 7.1 des règles tarifaires du TURPE 4 HTA-BT, selon laquelle une formule tarifaire d'acheminement est souscrite pour 12 mois consécutifs, et de préciser que cette règle s'applique même en cas de changement de fournisseur durant la période de 12 mois. Elle demande aux GRD de s'assurer de la mise en œuvre effective de ces règles, qui permettront d'éviter tout changement saisonnier d'option tarifaire.

Afin de permettre aux utilisateurs de bénéficier rapidement du tarif à quatre plages temporelles, la CRE propose de mettre en place, comme pour le TURPE 4, une mesure transitoire permettant aux utilisateurs BT de choisir librement leurs options tarifaires, pendant six mois à compter de la date d'entrée en vigueur de TURPE 5, sans qu'ils aient à respecter une période de douze mois consécutifs depuis leur précédent changement d'option tarifaire.

Question 27: Etes-vous favorable aux modalités envisagées par la CRE pour la mise en place d'un tarif à quatre plages temporelles en basse tension ≤ 36 kVA ?

2.3.3.3 Suppression des plages de puissance

Les compteurs évolués rendront possible une souscription de puissance par plage de 1 kVA, au lieu de 3 kVA avec les compteurs actuels. Le TURPE en vigueur prévoit déjà la possibilité d'une souscription par pas de 1 kVA, sous réserve de la capacité technique du compteur. La CRE envisage donc de maintenir la possibilité pour les utilisateurs équipés de compteur Linky de souscrire par pas de 1 kVA.

Enfin, dans le TURPE 4, les tarifs BT ≤ 36 kVA étaient découpés en plages de puissance (3-9 kVA, 12-18 kVA, 18-36 kVA) dont les coefficients à la puissance et à l'énergie étaient différents, même pour une option tarifaire identique. Comme expliqué dans la partie 1.2, la CRE envisage de supprimer ces plages de puissance. Les coefficients à la puissance et à l'énergie d'une même option tarifaire ne varieraient donc pas selon la puissance souscrite pour TURPE 5.

Question 28: Etes-vous favorable au maintien de la possibilité de souscrire la puissance par pas de 1 kVA pour les utilisateurs équipés d'un compteur adéquat ?

Question 29: Etes-vous favorable à la suppression des plages de puissance en BT ≤ 36 kVA ?

2.3.3.4 Coefficients tarifaires

Les modifications de la structure des grilles tarifaires que la CRE envisage de mettre en œuvre pour TURPE 5 sont décrites au paragraphe 2.1.7 et les grilles tarifaires en découlant sont présentées en annexe de la présente consultation.

Les grilles tarifaires offrent la possibilité aux utilisateurs équipés de compteurs évolués de choisir des options à quatre plages temporelles qui permettent l'introduction d'un signal tarifaire différenciant la saison basse et la saison haute. Ainsi, ces derniers souscriront les options à quatre plages temporelles lorsque cela est avantageux pour eux. En conséquence, l'application des grilles tarifaires conduit, pour les utilisateurs équipés de compteurs évolués, à des évolutions de facture plus favorables que pour les utilisateurs non équipés de compteurs évolués.

Tableau 5. Evolutions de factures correspondant aux grilles envisagées à l'été 2017

	Puissance souscrite	Sans compteur évolué	Avec compteur évolué
Résidentiel actuellement en profil base (RES 1/11)	3-6 kVA	+1,9%	-2,9%
	9-12 kVA	+0,4%	-3,9%
Résidentiel actuellement en profil HP/HC (RES 2)	6-9 kVA	+2,4%	-1,8%
	12-18 kVA	+2,9%	+1,2%
Professionnel actuellement en profil base (PRO1)	3-6 kVA	+0,9%	-3,8%
	9-36 kVA	-2,0%	-6,3%
Professionnel actuellement en profil base (PRO2)	6-9 kVA	+0,6%	-2,7%
	12-36 kVA	+2,5%	-5,2%

Par ailleurs, l'introduction d'un signal à quatre plages temporelles permet de transmettre aux utilisateurs une information sur la différenciation des coûts de réseau entre saison basse et saison haute, qui est plus importante que la différenciation entre heures pleines et heures creuses.

Cette différenciation des coûts se traduit dans les tarifs TURPE 5 par un ratio saison basse/saison haute pour les coefficients à l'énergie compris entre 2,4 et 3,5, selon les options et les plages horaires. Le ratio heures pleines/heures creuses est lui compris entre 1,2 et 1,8 pour les options à quatre plages temporelles. Il est de 1,5 pour l'option moyenne utilisation à deux plages temporelles, contre 1,6 dans TURPE 4.

Question 30: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles proposées par la CRE pour le domaine de tension BT \leq 36 kVA ?

2.3.4 Dépassements de puissance

En BT > 36 kVA et en HTA, si un utilisateur appelle plus que sa puissance souscrite, des dépassements de puissance sont facturés.

Dans TURPE 4, plusieurs formules de facturation des dépassements sont possibles, en fonction du modèle de compteur, tous les compteurs ne permettant pas de relever les mêmes données. En HTA, les dépassements sont facturés :

- soit en fonction de l'écart entre la puissance souscrite et la puissance maximale atteinte, sans prise en compte de la durée du dépassement ;
- soit selon une formule quadratique, prenant en compte à la fois l'ampleur du dépassement et sa durée.

En BT > 36 kVA, les dépassements sont facturés :

- soit selon une formule quadratique, similaire à celle utilisée en HTA ;
- soit en fonction de la durée de dépassement, sans prise en compte de l'ampleur du dépassement.

Dans le TURPE 5, la généralisation des compteurs évolués sur ces domaines de tension devrait permettre de simplifier la tarification des dépassements, en ne retenant qu'une formule par niveau de tension.

En HTA, la CRE envisage à ce stade de retenir le modèle quadratique, qui présente l'avantage d'envoyer un signal à la fois quant à l'ampleur et à la durée du dépassement.

En BT > 36 kVA, la CRE envisage de retenir une tarification fonction de la durée de dépassement. Une telle formule présente ne permet pas de prendre en compte l'ampleur du dépassement, mais elle est plus simple et compréhensible pour les utilisateurs de ce niveau de tension. Il s'agit en outre de la formule actuellement utilisée dans la majorité des cas pour ce niveau de tension.

La formule tarifant les dépassements uniquement en fonction de la durée peut toutefois entraîner des factures très élevées pour un utilisateur dépassant très peu, mais sur une très longue période, du fait par exemple d'un mauvais ajustement de sa puissance souscrite. Ainsi, dans le tarif envisagé de 9,22 €²⁸ par heure dépassée dans le TURPE 5, un utilisateur qui dépasserait d'1 kVA pendant un mois se verrait facturer 6 500 € de dépassements. Ceci correspond en pratique à des cas rares voire exceptionnels.

Pour éviter ces cas extrêmes, la CRE envisage de plafonner la facturation des dépassements en BT > 36 kVA. A titre illustratif, le mécanisme de plafonnement s'appliquerait aux utilisateurs dont les dépassements représenteraient à la fois plus de 30 % de leur facture TURPE mensuelle et plus de 25 fois le tarif de la puissance supplémentaire qu'il aurait été nécessaire de souscrire pour éviter tout dépassement. Ceux-ci pourraient voir la facturation des dépassements plafonnée à la plus élevée des deux limites précitées. Un tel plafond protégerait les utilisateurs contre des facturations excessives, tout en maintenant dans le cas général une incitation forte à souscrire une puissance correspondant aux besoins des utilisateurs, ce qui est nécessaire à une gestion efficace du réseau.

Dans cet exemple, pour un utilisateur ayant une puissance souscrite de 70 kVA, une consommation annuelle de 170 MWh, et une facture annuelle de 5 500 €, la tarification d'un dépassement d'1 kVA constant serait plafonnée à 438 € pour les mois où la facture est inférieure à 1 460 € et à 30 % de la facture mensuelle pour les mois où la facture est supérieure à 1 460 €.

Question 31: Etes-vous favorable à la tarification des dépassements de puissance telle que proposée par la CRE ?

2.3.5 Dépassements ponctuels programmés

Actuellement, un utilisateur alimenté en HTA et équipé d'un compteur à courbe de charge peut demander l'application d'un tarif spécifique pour des dépassements ponctuels programmés et notifiés préalablement au GRD, pendant la période du 1^{er} mai au 31 octobre, sous réserve d'une justification de travaux. Lorsque ce tarif est mis en oeuvre, il se substitue, pour la période considérée et pour la seule énergie consommée à l'occasion de ces dépassements, à la tarification des dépassements de puissance.

ERDF a proposé à la CRE la suppression de cette possibilité, qui est très peu utilisée. Ainsi, en 2015, trois utilisateurs ont utilisé le tarif spécifique pour dépassements ponctuels programmés, pour des recettes totales de 80,15 €.

Au vu de sa très faible utilisation, la CRE envisage de supprimer la composante de dépassements de puissance programmés en HTA.

Question 32: Etes-vous favorable à la suppression de la composante de dépassements ponctuels programmés en HTA ?

²⁸ Dans le TURPE 4, le tarif était de 11,11 €

3. Composantes fixes du TURPE HTA-BT

3.1 Composante de comptage en BT ≤ 36 kVA

Actuellement, le TURPE 4 HTA-BT comprend deux composantes fixes, la composante de comptage et la composante de gestion, représentant 9,4 % des revenus d'ERDF.

Lorsque le dispositif de comptage n'est pas propriété de l'utilisateur, la composante de comptage est de 18,96 € par an et par utilisateur pour les utilisateurs ayant une puissance souscrite inférieure à 18 kVA, et de 22,80 € pour ceux ayant une puissance souscrite supérieure à 18 kVA.

Dans un souci de simplification des grilles, et en cohérence avec la suppression des plages de puissance pour les coefficients tarifaires à la puissance (2.3.3), la CRE envisage d'adopter un tarif unique pour la composante de comptage des utilisateurs non-proprétaires de leur compteur en BT ≤ 36 kVA, qui sera égal, toutes choses égales par ailleurs, à 19,04 €.

Question 33: Etes-vous favorable à une composante de comptage unique pour tous les utilisateurs non-proprétaires de leur compteur en BT ≤ 36 kVA?

3.2 Composante de gestion

Le tarif « TURPE 4 HTA-BT » comprend une composante annuelle de gestion du contrat d'accès au réseau, couvrant les coûts de la gestion clientèle des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Le montant a_1 de cette composante dépend des conditions de contractualisation entre le GRD et l'utilisateur (contractualisation directe avec l'utilisateur ou contractualisation par le fournisseur du site de l'utilisateur) :

Tableau 6 : Composante de gestion au 1^{er} août 2015

a_1 (€/ an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur (contrat unique)
HTA	723,24	69,84
BT > 36 kVA	348,84	55,92
BT ≤ 36 kVA	34,80	9,00

3.2.1 Composante de gestion des autoproducteurs

Actuellement, un autoproducteur qui injecte une partie de sa production sur le réseau de distribution, et soutire une partie de sa consommation du réseau, paie une composante de comptage et deux composantes de gestion.

Ce paiement d'une double composante de gestion semble excessif. En effet, si les coûts de gestion d'un autoproducteur sont plus élevés que ceux d'un consommateur ou d'un producteur simple, ils ne sont pas deux fois plus élevés.

La CRE envisage donc dans le prochain TURPE HTA-BT de prévoir pour les autoproducteurs une seule composante de gestion, dont le montant serait plus élevé que celui payé par un consommateur simple, mais inférieur au tarif actuel de deux composantes de gestion.

Question 34: Etes-vous favorable à la création d'une composante de gestion unique et spécifique aux autoproducteurs ?

3.2.2 Composante de gestion : contrat unique et CARD

L'article L. 111-92 du code de l'énergie dispose que « les gestionnaires des réseaux publics de distribution concluent, avec toute entreprise qui le souhaite, vendant de l'électricité à des clients ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur, un contrat ou, si cette entreprise et le gestionnaire ne sont pas des personnes morales distinctes, un protocole relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals ayant exercé leur droit de choisir leur fournisseur. Lorsqu'une entreprise ayant conclu un tel contrat ou protocole assure la fourniture exclusive d'un site de consommation, le consommateur concerné n'est pas tenu de conclure lui-même un contrat d'accès aux réseaux pour ce site ».

Cet article consacre l'existence d'un contrat d'accès au réseau de distribution conclu entre un GRD et un fournisseur ainsi que celle du « *contrat unique* » conclu entre le client et le fournisseur, impliquant également le GRD, dans une relation contractuelle tripartite.

En application du contrat qui lie le GRD et le fournisseur, ce dernier gère pour le compte du GRD une partie de la relation avec les utilisateurs pour l'accès au réseau : gestion des dossiers des utilisateurs, souscription et modification des formules tarifaires, accueil téléphonique, facturation et recouvrement des factures. Les coûts liés à l'accomplissement de ces missions étant dans ce cas supportés par le fournisseur, la composante de gestion du TURPE est alors réduite par rapport à la composante de gestion facturée à un utilisateur dont la gestion de la relation contractuelle est assurée directement par le GRD (cf. tableau 6).

Le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDiS) a par ailleurs précisé la nature de cette relation contractuelle, et indiqué²⁹ que « le schéma contractuel doit s'analyser, comme c'est le cas pour le contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, en un ensemble de liens contractuels par lesquels, en particulier, le client habilite le fournisseur à le représenter auprès du gestionnaire de réseaux et le gestionnaire de réseaux habilite le fournisseur à le représenter auprès du client final. A ce titre, le rôle du fournisseur, quel que soit le régime juridique retenu par les parties, est celui d'un intermédiaire dûment missionné à cet effet par le client final et le gestionnaire de réseaux ».

Pour assurer une plus grande cohérence entre ce cadre contractuel et la structure du TURPE, la réduction de la composante de gestion appliquée lorsque le fournisseur assure la gestion de la relation contractuelle avec l'utilisateur pour l'accès au réseau pourrait être supprimée et remplacée par une rémunération explicite du fournisseur, par le GRD, à ce titre. Sous réserve que le fournisseur répercute dans le niveau de ses offres la rémunération qu'il reçoit du GRD, cette évolution serait neutre pour l'utilisateur.

La composante de gestion du TURPE serait alors, pour un niveau de tension et une catégorie de puissance souscrite donnés, identique quel que soit le mode de contractualisation de l'accès au réseau par l'utilisateur (CARD ou contrat unique).

3.2.3 Rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique

La rémunération du fournisseur missionné par le GRD pour assurer la gestion de la relation contractuelle avec l'utilisateur serait définie par le contrat ou le protocole liant le GRD et le fournisseur. Le montant de cette rémunération pourrait faire l'objet d'un encadrement par la CRE, dans la mesure où le GRD, pour l'achat de la prestation de gestion de la relation contractuelle pour l'accès au réseau, est en situation

²⁹ Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie en date du 7 avril 2008 sur les différends qui opposent respectivement les sociétés Direct Energie, Gaz de France, Electrabel France et Poweo, à la société Electricité Réseau Distribution France (ERDF), relatifs à la signature d'un contrat GRD-F.

d'acheteur unique. Cet encadrement par la CRE contribuerait au bon fonctionnement des marchés de l'électricité au bénéfice des consommateurs finals.

Le montant de la rémunération du fournisseur pourrait prendre la forme, par exemple, d'un montant fixe par utilisateur. Alternativement, pourrait être envisagé un montant par utilisateur dégressif en fonction du nombre d'utilisateurs pour lesquels le fournisseur assure la gestion de la relation contractuelle pour le compte du GRD. Le mode de calcul de la rémunération du fournisseur pourrait ainsi prendre en compte le nombre de clients d'un fournisseur, et ainsi se substituer, à terme, à la rémunération actuellement prévue par les contrats de prestations de services conclus entre ERDF et certains fournisseurs alternatifs, pour la gestion des clients en contrat unique³⁰.

Ainsi, la rémunération d'un fournisseur F versée par le GRD pour chacun de ses clients en contrat unique serait égale à X_F . S'il était décidé que cette rémunération unitaire soit identique pour tous les fournisseurs, X_F serait indépendante du fournisseur F considéré. Alternativement, s'il était décidé de mettre en place une dégressivité, et donc de tenir compte du nombre de clients en contrat unique géré par le fournisseur F , X_F serait plus élevé si F a peu de clients en contrat unique et moins élevé s'il a beaucoup de clients en contrat unique.

Les modalités de détermination du montant X_F de la rémunération du fournisseur pour la gestion des clients en contrat unique seront traitées dans la consultation publique sur le TURPE 5 prévue à l'été 2016.

3.2.4 Niveaux envisagés pour la composante de gestion et pour la rémunération des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique

A ce stade, le tableau ci-après présente :

- les niveaux envisagés de la composante de gestion facturée à l'ensemble des utilisateurs pour chaque niveau de tension et catégorie de puissance souscrite, quel que soit le mode de contractualisation de l'accès au réseau (CARD ou contrat unique) ;
- le niveau par utilisateur et par an de la rémunération d'un fournisseur au titre de la gestion de la relation contractuelle avec un utilisateur en contrat unique ;
- la composante de gestion facturée à l'ensemble des utilisateurs, minorée de la rémunération de son fournisseur.

Niveau de tension et catégorie de puissance	Composante de gestion unique du TURPE 5 (€/ an)	Rémunération du fournisseur pour un client en contrat unique (€/ an)	Pour un client en Contrat Unique, composante de gestion minorée de la rémunération du fournisseur (€/ an)
HTA	430	230	200
BT > 36 kVA	200	100	100
BT ≤ 36 kVA	à déterminer	à déterminer	à déterminer

Pour la HTA et la BT > 36 kVA, les montants de la composante de gestion reflètent les coûts exposés par un GRD pour assurer la gestion de la relation contractuelle. Ces niveaux n'avaient pas été revus depuis de nombreuses années. Ils évoluent donc par rapport au niveau du TURPE 4, pour prendre en compte

³⁰ Ces contrats ont fait l'objet des délibérations de la CRE du 26 juillet 2012 et du 3 mai 2016 portant communication relative à la gestion de clients en contrat unique

l'évolution des coûts des GRD, et notamment la dématérialisation d'une partie de la gestion des contrats, qui amène à diminuer le tarif de la composante de gestion des clients en CARD.

Les montants de la rémunération du fournisseur pour la gestion des clients en contrat unique en BT > 36 kVA et en HTA sont estimés à partir des coûts évités par GRD lorsque la gestion de la relation contractuelle avec un utilisateur est assurée par le fournisseur. Pour un client en contrat unique en HTA ou en BT > 36 kVA, le montant de la composante de gestion minoré de la rémunération du fournisseur est en hausse par rapport à la composante de gestion du TURPE 4 pour un client en contrat unique. Cette hausse traduit un recalage de cette composante en fonction des coûts constatés par ERDF, dans un contexte où les services de base fournis aux utilisateurs HTA et BT > 36 kVA se sont enrichis.

En BT ≤ 36 kVA, le niveau actuel de 9 € par an de la composante de gestion pour un client en contrat unique reste cohérent avec les coûts constatés par ERDF. La CRE envisage donc de définir la composante de gestion en BT ≤ 36 kVA comme la somme de 9 € et de la couverture des coûts engendrés par la rémunération des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique pour l'accès au réseau. Le niveau de cette rémunération, pour les utilisateurs en BT ≤ 36 kVA, reste à déterminer et sera abordé dans le cadre de la prochaine consultation publique.

Ces évolutions sont prises en compte dans la présentation des évolutions de facture exposées dans la partie 2.3.

- Question 35: Etes-vous favorable à la mise en place d'une composante tarifaire de gestion unique, les conditions de rémunération des fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de la relation contractuelle avec les utilisateurs étant par ailleurs définies dans les contrats et protocoles liant les GRD et les fournisseurs ?
- Question 36: Le cas échéant, êtes-vous favorable à l'encadrement par la CRE de la rémunération des fournisseurs par les GRD ?
- Question 37: Dans la perspective d'un encadrement par la CRE de la rémunération des fournisseurs par les GRD, quelles modalités de rémunération seraient les plus adaptées ?

4. Composante d'injection du TURPE 5

Seuls les producteurs raccordés en HTB 3 et HTB 2 portent aujourd'hui des coûts de réseaux, sous la forme d'un tarif d'injection de 0,19 €/MWh. Cependant, plusieurs facteurs ont conduit la CRE à s'interroger sur le partage actuel des coûts entre tarif d'injection et tarif de soutirage.

La transition énergétique implique des évolutions importantes du parc de production et conduit à reposer la question du partage des coûts d'infrastructures entre producteurs et consommateurs ainsi que celle de la mise en œuvre d'un signal de localisation pour les producteurs.

Les conclusions de l'étude mandatée par la CRE sur la pertinence d'un signal de localisation ont été présentées dans la consultation publique de juillet 2015. La CRE avait conclu son analyse en indiquant une position préliminaire défavorable à la mise en place d'une tarification zonale en France.

De son côté, l'ACER a émis en 2014 un avis concernant le niveau et la structure d'un tarif d'injection efficace. Cet avis n'est pas contraignant, mais la CRE souhaite que les évolutions envisagées dans le cadre du TURPE 5 prennent en compte ces recommandations.

Certains acteurs ont proposé de faire supporter une partie des coûts de réserves rapide et complémentaire aux producteurs via un coefficient c' , en complément du coefficient c s'appliquant aujourd'hui aux soutirages.

Compte tenu de ces réponses à la consultation publique de juillet 2015 et de ses propres analyses complémentaires, la CRE propose plusieurs évolutions concernant le tarif d'injection.

4.1 Coûts d'infrastructures, signaux de localisation, coût des pertes et tarif d'injection

La très grande majorité des acteurs qui ont répondu à la consultation partage la position de la CRE quant à la mise en place d'un tarif d'injection géo-différencié. Ils souhaitent éviter des disparités territoriales fortes et ne voient pas l'intérêt d'un tel dispositif du fait du faible taux de congestion sur le réseau. Par ailleurs, certains acteurs partagent le constat établi par la CRE de l'efficacité limitée d'une telle mesure dans les autres pays européens où elle a pu être mise en œuvre. Les acteurs évoquent également l'existence des schémas S3REnR qui ont pour objectif d'organiser le développement des énergies renouvelables sur le territoire français tout en répartissant au mieux les coûts de renforcement du réseau entre les nouveaux producteurs et RTE.

La CRE avait également indiqué dans la consultation publique de juillet 2015 que, compte tenu notamment de l'absence d'arguments académiques en faveur d'un rééquilibrage des coûts d'infrastructures à faire porter par le soutirage et l'injection, elle ne jugeait pas nécessaire de faire évoluer le partage des coûts d'infrastructure entre production et injection. Toutefois, au regard notamment des recommandations de l'ACER, la CRE avait proposé de faire supporter *via* le tarif d'injection tout ou partie des coûts des pertes et des coûts de contractualisation liés à l'équilibrage du système électrique.

Aucun des acteurs ayant répondu à la consultation ne se prononce directement en faveur d'une augmentation de la part des coûts d'infrastructures portée par le tarif d'injection. Les producteurs soulignent que cela nuirait à la compétitivité des installations de production françaises. Toutefois, un acteur est favorable à ce que les installations de production financent une partie du coût des pertes.

Au vu de ces éléments, la CRE envisage de faire supporter aux producteurs HTB 3 et HTB 2 une partie des coûts des pertes et de ne pas introduire un tarif d'injection géo-différencié.

4.2 Un tarif d'injection fondé sur une estimation du coût des pertes liées aux exportations

Le tarif d'injection a été mis en place en France lors du TURPE 1 pour couvrir les coûts du mécanisme ITC (Inter-TSO compensation) qui vise à compenser chaque GRT pour les coûts que génèrent les flux transfrontaliers sur son réseau. Le niveau du timbre d'injection a été fixé pour TURPE 4 à 0,19 €/MWh soit un niveau de recettes associées d'environ 90 M€ (2% des coûts totaux du réseau de transport).

L'ITC englobe les coûts de renforcement des infrastructures et les coûts des pertes générées par les flux transfrontaliers sur les réseaux des pays voisins. Toutefois, les coûts ITC ont fortement diminué ces dernières années. La charge ITC représentant aujourd'hui environ 35 M€ par an pour RTE, une part importante des recettes générées par le tarif d'injection n'a plus de réel sous-jacent économique.

Dans un avis³¹ publié en 2014, l'ACER recommande que la composante énergie (en €/MWh) du tarif d'injection soit utilisée uniquement pour couvrir le coût des pertes ou les coûts relatifs aux services auxiliaires³² lorsque cela reflète des coûts réellement générés par les producteurs.

La CRE propose une évolution du périmètre et du niveau du tarif d'injection, permettant de mieux refléter les coûts imputables aux producteurs et prenant en compte la recommandation de l'ACER. Les producteurs raccordés au réseau de transport en HTB 3 et HTB 2 supporteraient le coût des pertes générées par l'électricité exportée, dans la mesure où cette partie du coût des pertes est imputable aux producteurs. Les pertes générées par l'électricité exportée sont estimées à 1,9 TWh soit 17 % du total des pertes présentées par RTE dans son dossier tarifaire TURPE 5, le pourcentage de 17 % correspondant au ratio moyen sur 2011-2014 entre les flux exportés bruts (non nettés des importations) et les injections totales. En prenant l'estimation du prix moyen d'achat des pertes de RTE sur la période 2017-2020, les pertes générées par l'électricité représenteraient un coût d'environ 72 M€.

En plus des pertes générées par l'exportation d'électricité, la CRE envisage d'inclure dans le périmètre du tarif d'injection les pertes facturées à RTE au titre de l'ITC qui sont estimées à environ 24 M€ par an en moyenne sur la période 2017 - 2020. Ces pertes sont générées par les flux transfrontaliers sur les réseaux des pays voisins, ils ne bénéficient pas directement aux consommateurs.

Compte tenu de ces deux facteurs de coûts et des hypothèses d'injection issues du bilan prévisionnel 2015, la CRE envisage de fixer le tarif d'injection à 0,20 €/MWh afin de couvrir un total de charges prévisionnelles d'environ 96 M€ par an. En fonction des dernières hypothèses finalement retenues par la CRE pour définir les TURPE 5, le niveau de charges à couvrir par le tarif d'injection pourrait évoluer encore à la marge.

La CRE considère de plus que le niveau du tarif d'injection devrait être discuté au niveau européen, étant donné l'impact direct de la mise en place d'un tel tarif sur les échanges d'électricité transfrontaliers.

Question 38: Êtes-vous favorable à la fixation du niveau du tarif d'injection sur la base d'une estimation du coût des pertes générées par l'énergie exportée et du coût des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme de l'ITC ?

31 Cet avis fait suite au règlement européen No 838/2010 du 23 Septembre 2010.

32 Selon la définition de l'ACER, les services auxiliaires comprennent l'ensemble des services de fourniture visant au réglage de la fréquence et de la tension; ils comprennent donc la contractualisation des réserves primaires et secondaires mais également des réserves tertiaires manuelles (rapide et complémentaires).

5. TURPE 5 et coûts d'équilibrage

Pour contribuer à maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, RTE dispose de réserves de puissance mobilisables : notamment les services système (réserves primaire et secondaire) et le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire), auxquels participent la plupart des grandes installations de production, et, de plus en plus, des installations de production raccordées aux réseaux publics de distribution, ainsi que certaines installations de consommation.

La constitution et l'activation de ces réserves génèrent des coûts qui aujourd'hui sont supportés soit par les utilisateurs du réseau *via* le TURPE, soit par les responsables d'équilibre. Compte tenu des évolutions envisagées concernant les modalités de contractualisation de la réserve primaire mais également de la demande de certains acteurs de faire supporter une partie des coûts de réserves rapide et complémentaire aux responsables d'équilibre producteurs, la CRE a interrogé les acteurs en juillet 2015 sur une modification du partage actuel de ces coûts d'équilibrage. Compte tenu des réponses apportées par les acteurs ainsi que sur des analyses complémentaires, la CRE envisage de faire financer les réserves nécessaires à RTE pour s'assurer de l'équilibre du système électrique par la composante de soutirage du TURPE.

5.1 Financement des services système par le TURPE

Dans la consultation publique de juillet 2015, la CRE a envisagé la mise en place par RTE d'appels d'offres pour la contractualisation de la réserve primaire³³ d'ici le 1^{er} janvier 2017 avec la possibilité pour RTE de rejoindre les appels d'offres communs entre l'Allemagne, les Pays Bas, l'Autriche et la Suisse. Une autre possibilité serait d'organiser des appels d'offres nationaux pour la contractualisation de la réserve primaire. Comme indiqué en juillet dernier, un tel mécanisme s'inscrit dans la logique, prévue par le futur code réseaux européen relatif à l'équilibrage, de constitution des réserves suivant un mécanisme de marché.

La majorité des acteurs (6 acteurs favorables et 3 avec réserves sur 11 réponses) se sont montrés favorables à cette proposition. Certains acteurs soulignent en particulier l'absence d'optimalité économique du modèle actuel, le prix régulé ne reflétant pas le coût réel de la capacité. Une minorité d'acteurs, au contraire, considère que le système actuel donne une bonne visibilité sur le coût du service et que des appels d'offres pourraient générer des prix difficilement prévisibles.

La CRE a prévu de prendre une délibération mi-2016 concernant les évolutions à apporter aux modalités de contractualisation de la réserve primaire. En tout état de cause, si la CRE tranchait en faveur de la contractualisation de la réserve primaire par appels d'offres, elle serait favorable à inclure ce poste de coût, qui serait lié à des prix de marché, dans le périmètre du CRCP.

Par ailleurs, la CRE s'est interrogée dans la consultation publique de juillet 2015 sur l'opportunité de faire porter aux producteurs raccordés aux niveaux de tension HTB 2 et HTB 3 une partie ou la totalité de l'éventuel écart par rapport à l'enveloppe actuelle des coûts de contractualisation de la réserve primaire, dans l'éventualité où le mode de contractualisation évoluerait vers des appels d'offres.

Sur cette question, les acteurs sont partagés (5 sont pour et 8 sont contre). Certains acteurs favorables proposent en particulier une répartition égale des coûts entre injections et soutirages. Les acteurs opposés au partage des coûts considèrent que ces services sont fournis aux consommateurs, qui doivent donc en assumer les coûts associés.

Afin d'avoir une vision européenne, la CRE a effectué une analyse comparative des modalités de financement des réserves d'équilibrage de huit pays (l'Allemagne, la Grande-Bretagne, l'Autriche, la Belgique, l'Espagne, l'Italie, les Pays-Bas et la Suisse). Il ressort de cette étude que trois pays (l'Autriche, la

³³ Les services système (réserves primaire et secondaire) sont fondés aujourd'hui sur un système prescriptif (l'ensemble des producteurs raccordés au réseau de transport répondant à certaines caractéristiques ont l'obligation de participer). La rémunération est fondée sur un prix de la capacité (18,2 €/MW/h) régulé.

Grande-Bretagne et la Belgique) recouvrent tout ou partie de leurs coûts de contractualisation à des producteurs *via* un tarif d'injection.

Les autres pays ont fait le choix de ne faire porter les coûts de constitution des réserves qu'aux consommateurs *via* le tarif de soutirage. Toutefois, dans le cas de l'Espagne et de l'Italie, les producteurs ne sont pas rémunérés pour fournir la réserve primaire, ils en portent donc implicitement le coût.

La CRE estime que la production tout comme le soutirage contribuent au dimensionnement des réserves de services système mais qu'il est difficile d'identifier la part des coûts des services système qui relèverait clairement de la responsabilité des producteurs. Tout partage de ces coûts serait donc forfaitaire. Par ailleurs, aucun élément ne permet de montrer que l'introduction d'un tarif d'injection couvrant une partie des coûts de contractualisation de la réserve primaire contribuerait à réduire à terme les besoins de réserve primaire.

Enfin, le mécanisme envisagé dans le cadre de la consultation publique de juillet 2015, pourrait conduire à des évolutions annuelles erratiques du tarif d'injection.

5.2 Réserves rapide et complémentaire

Pour rappel, RTE avait mené à l'automne 2014 une consultation publique dans lequel il proposait aux acteurs la création d'un coefficient c' complémentaire au coefficient c qui aurait permis de financer une partie ou l'intégralité de la constitution des réserves rapide et complémentaire *via* les injections.

La CRE ne s'était pas prononcée sur l'entrée en vigueur d'un tel coefficient c' dans la consultation publique de juillet 2015 mais avait néanmoins interrogé les acteurs sur cette question.

Les avis des acteurs sur ce sujet sont plutôt partagés (3 acteurs sont pour, 1 acteur est neutre et 6 acteurs sont contre). Les acteurs qui sont contre une telle évolution justifient notamment leur position sur ce point par la complexité de mise en œuvre et le manque de clarté de la proposition.

Les autres considèrent que les réserves ont un rôle assurantiel profitant aux producteurs comme aux consommateurs et donc en ce sens doivent être payées par tous.

La mise en œuvre d'un coefficient c' équivaldrait à la mise en œuvre d'un tarif d'injection. Pour les mêmes raisons que celles évoquées précédemment pour la réserve primaire, la CRE n'est pas favorable à ce stade à élargir le périmètre des coûts portés par les producteurs aux réserves rapide et complémentaire.

5.3 Financement par le TURPE de l'ensemble des réserves

Les charges de contractualisation (réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire, appels d'offres effacement ainsi que les reconstitutions des marges) nécessaires à RTE pour s'assurer de l'équilibre du système électrique sont aujourd'hui financées par différents véhicules :

- les coûts de contractualisation des services système (réserves primaire et secondaire) sont financés par le TURPE ;
- les coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire ainsi que les appels d'offres effacement sont financés par un prélèvement proportionnel aux soutirages physiques des responsables d'équilibre fournisseurs, matérialisé par un « coefficient c » ;
- les coûts engendrés par l'activation d'une offre d'ajustement en dehors de la présence économique au motif de la reconstitution des marges (mise à disposition d'offres ayant un certain délai de mobilisation pour assurer la sûreté du système à une échéance donnée) sont quant à eux financés par la communauté des responsables d'équilibre en écarts (*via* le coefficient k).

La CRE s'était montrée favorable dans la consultation publique de juillet 2015 à une modification des modalités de financement de la reconstitution des marges. En effet, elle considérait que ces coûts (entre 10 et 30 M€ par an) devaient être couverts selon le même vecteur que les réserves rapide et complémentaire, la reconstitution des marges devant être prise en compte comme une réserve.

La majorité des acteurs apparaît favorable à cette proposition. Certains acteurs ont néanmoins souligné que leur réponse dépendait des modalités de financement retenues. Par ailleurs, concernant les surcoûts liés à la reconstitution des marges, RTE estime qu'ils sont en partie imputables aux responsables d'équilibre.

D'une manière générale, la CRE considère que les coûts de contractualisation résultent des missions et des obligations de service public de RTE et ont donc vocation, conformément aux dispositions du code de l'énergie, à être couverts par le TURPE ³⁴.

En effet, la contractualisation de réserves, telles que les réserves rapide et complémentaire, a une valeur assurantielle pour le système électrique. Leur objectif est d'éviter les risques de déséquilibre et donc de rupture du système.

Par ailleurs, les réserves secondaire et rapide sont par nature très proches. Elles ont la même finalité (restauration des réserves de fréquence), avec un délai de mobilisation identique (15 min) et un dimensionnement commun. Il est donc légitime que ces deux réserves soient financées par le même moyen. De même, la réserve rapide présente des similitudes avec la réserve complémentaire. Le mode d'activation est pour les deux réserves, manuel, et les appels d'offres des réserves rapide et complémentaire sont imbriqués. Les deux réserves sont par ailleurs confondues sur une partie de leur durée. Du fait de ces similitudes, il est logique que la couverture de leurs coûts se fasse selon un mécanisme similaire.

Enfin, la reconstitution des marges ne peut être simplement traitée comme un écart. En effet, dans la mesure où son objectif est d'élargir les marges de réserve à l'échéance de quelques heures (2 à 8 h) en amont de façon à ce que le système puisse résister en cas de déséquilibre en temps réel, elle a également une valeur assurantielle et à ce titre devrait être traitée comme une réserve.

L'ensemble de ces éléments amène la CRE à proposer de couvrir les coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire mais également les surcoûts liés à la reconstitution des marges par la composante de soutirage du TURPE. Les coûts cités précédemment étant variables et dépendant largement de paramètres externes à la gestion du réseau par RTE (évolution du prix spot, conjecture), la CRE envisage de les inclure dans le CRCP, et le cas échéant de mettre en œuvre un dispositif de régulation incitative sur l'ensemble de ces coûts.

Ce transfert de charges impliquera mécaniquement une hausse du TURPE HTB de l'ordre de 1,5%. Il convient de rappeler qu'aujourd'hui les consommateurs payent ces coûts de contractualisation via le facteur c, celui-ci étant d'ailleurs explicitement inclus dans les TRV. De même le transfert du surcoût lié à la reconstitution des marges aura un impact à la baisse, toutes choses égales par ailleurs, sur le niveau des coûts des écarts des responsables d'équilibre et en particulier sur le coût moyen des écarts pris en compte dans la formation du niveau des TRV.

Question 39: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'uniformiser le mode du financement de l'ensemble des réserves ?

³⁴ Article L341-2 du Code de l'énergie « Les tarifs d'utilisation du réseau public de transport [...] 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. Ces coûts comprennent notamment les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public ».

Modalités de réponse à la consultation publique

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 24 juin 2016 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp1@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des réseaux : + 33.1.44.50.42.56 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributeurs sont invités à préciser dans leur contribution les éléments pour lesquels ils souhaitent préserver l'anonymat et/ou la confidentialité.

6. Liste des questions

Question 1: Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous, permettant d'adapter si nécessaire la structure du TURPE 5 à l'issue de deux ans de mise en œuvre ?.....	7
Question 2: Etes-vous favorable au principe du regroupement en BT, proposé par ERDF ?	10
Question 3: Si vous êtes promoteur immobilier ou gestionnaire d'immeuble, seriez-vous intéressé par la mise en place de ce dispositif ? Sous quelles modalités ?.....	10
Question 4: Etes-vous favorable au lissage de l'augmentation de la part puissance prévue en BT \leq 36 kVA ?	13
Question 5: Quelle est votre analyse de la méthode d'allocation des coûts de réseau proposée par la CRE?	16
Question 6: Etes-vous favorable à la prise en compte progressive de l'évolution de la répartition des coûts entre HTA, BT > 36 kVA, et BT \leq 36kVA ?	16
Question 7: Etes-vous favorable à l'utilisation de la méthode spécifique proposée par la CRE pour la construction du tarif BT LU ?.....	17
Question 8: Etes-vous favorable à la mise en œuvre progressive, à un rythme annuel, du recalage lié à l'introduction d'un tarif à quatre plages temporelles ?	18
Question 9: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTB 3 ?.....	20
Question 10: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTB 2 et HTB 1 ?	20
Question 11: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour les domaines de tension HTB 3, HTB 2 et HTB 1?	22
Question 12: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir une tarification à la puissance souscrite ?	23
Question 13: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le modèle quadratique actuel pour la facturation des dépassements en HTB 2 et HTB 1 ?.....	23
Question 14: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à autoriser la modification de puissance en cours de mois uniquement pour l'avenir avec un préavis de 3 jours ?.....	24
Question 15: Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE concernant les propositions de RTE destinées aux industriels ?	24
Question 16: Etes-vous favorable à la première proposition de la CRE consistant à recentrer l'application du dispositif d'écrêtement grand froid sur les périodes de froid rigoureux ?	25
Question 17: Etes-vous favorable à la seconde proposition de la CRE visant à limiter l'application du dispositif d'écrêtement grand froid aux seules situations de froid rigoureux où l'aléa climatique est localement plus fort qu'au niveau national ?	25
Question 18: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à étendre la période d'application des dépassements ponctuels programmés à l'ensemble de l'année tout en excluant les périodes de pointe fixe et de pointe mobile fondée sur la période PP1 ?	25
Question 19: Etes-vous favorable à la proposition de RTE visant à permettre le report de charge pour les utilisateurs disposant d'au moins une autre alimentation principale ou d'une alimentation de secours ?.....	26
Question 20: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à créer un type de contrat amont J-1 sur le modèle de celui existant pour les producteurs afin d'appliquer les nouvelles dispositions de reports de charge?	26
Question 21: Avez-vous des remarques sur les nouvelles règles proposées ?	27
Question 22: Faut-il prévoir des modalités transitoires pour l'application de ces nouvelles règles ? Si oui, pouvez-vous préciser quels moyens devront être mis en œuvre et les échéances associées ?	27
Question 23: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTA ?	29
Question 24: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour le domaine de tension HTA?.....	30
Question 25: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en BT > 36 kVA?	30
Question 26: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles proposées par la CRE pour le domaine de tension BT > 36 kVA ?	31

Question 27: Etes-vous favorable aux modalités envisagées par la CRE pour la mise en place d'un tarif à quatre plages temporelles en basse tension ≤ 36 kVA ?	32
Question 28: Etes-vous favorable au maintien de la possibilité de souscrire la puissance par pas de 1 kVA pour les utilisateurs équipés d'un compteur adéquat ?	32
Question 29: Etes-vous favorable à la suppression des plages de puissance en BT ≤ 36 kVA ?	32
Question 30: Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles proposées par la CRE pour le domaine de tension BT ≤ 36 kVA ?	33
Question 31: Etes-vous favorable à la tarification des dépassements de puissance telle que proposée par la CRE ?	34
Question 32: Etes-vous favorable à la suppression de la composante de dépassements ponctuels programmés en HTA ?	34
Question 33: Etes-vous favorable à une composante de comptage unique pour tous les utilisateurs non-proprétaires de leur compteur en BT ≤ 36 kVA?	35
Question 34: Etes-vous favorable à la création d'une composante de gestion unique et spécifique aux autoproducteurs ?	36
Question 35: Etes-vous favorable à la mise en place d'une composante tarifaire de gestion unique, les conditions de rémunération des fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de la relation contractuelle avec les utilisateurs étant par ailleurs définies dans les contrats et protocoles liant les GRD et les fournisseurs ?	38
Question 36: Le cas échéant, êtes-vous favorable à l'encadrement par la CRE de la rémunération des fournisseurs par les GRD ?	38
Question 37: Dans la perspective d'un encadrement par la CRE de la rémunération des fournisseurs par les GRD, quelles modalités de rémunération seraient les plus adaptées ?	38
Question 38: Êtes-vous favorable à fonder le niveau du tarif d'injection sur une estimation du coût des pertes générées par l'énergie exportée et du coût des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme de l'ITC ?	40
Question 39: Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'uniformiser le mode du financement de l'ensemble des réserves ?	43

Annexes

Les tableaux suivants présentent les grilles tarifaires envisagées à ce stade par la CRE à l'été 2017. Ces grilles sont définies à revenu constant par rapport au TURPE 4. Elles ne prennent donc pas en compte l'évolution du niveau des revenus autorisés pour le ERDF et le RTE.

Par ailleurs, la CRE envisageant de laisser aux GRD et GRT la possibilité de placer une partie de la saison haute ailleurs que durant les mois d'hiver (cf. 2.1.8), les plages tarifaires habituellement nommées « hiver » (H) et « été » (E) sont nommées ci-dessous « saison haute » (SH) et « saison basse » (SB).

Annexe 1 : grilles HTB

Grilles HTB 3

Coefficient pondérateur à l'énergie (c€/kWh)	0,32
Coefficient pondérateur à la puissance (€/kW/an)	0

Grilles HTB2

Courte utilisation HTB 2

	Heures de pointe (PTE)	Heures pleines de saison haute (HPSH)	Heures creuses de saison haute (HCSH)	Heures pleines de saison basse (HPSB)	Heures creuses de saison basse (HCSB)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	1,41	0,82	0,82	0,65	0,50
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	0,88	0,79	0,77	0,70	0,37

Moyenne utilisation

	PTE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	1,18	0,82	0,60	0,47	0,29
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	3,96	3,76	3,72	3,05	1,90

Longue utilisation

	PTE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	0,88	0,62	0,43	0,28	0,19
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	10,15	9,64	8,42	6,80	3,35

Grilles HTB 1

Courte utilisation

	PTE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	2,47	1,86	1,36	1,21	0,81
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	1,89	1,63	1,19	0,89	0,43

Moyenne utilisation

	PTE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	1,90	1,32	1,07	0,86	0,52
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	7,37	6,85	4,72	3,32	1,92

Longue utilisation

	PTE	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	1,40	1,10	0,79	0,62	0,12
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	18,47	17,55	13,85	10,71	7,38

Annexe 2 : grilles HTA-BT

Grilles HTA

HTA	Option Pointe fixe		Option Pointe mobile		Coefficients communs aux deux options		
	PTE	HPSH	PM	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
Coefficient pondérateur à l'énergie c€/kWh							
Version CU	2,93	2,80	3,53	2,72	1,89	1,78	1,12
Version LU	2,67	2,11	2,85	1,93	1,37	0,96	0,86
Coefficient pondérateur à la puissance €/kVA/an							
Version CU	2,05	1,83	2,49	1,76	1,54	1,41	0,73
Version LU	13,04	12,54	15,26	14,26	10,46	7,30	1,32

Un coefficient d'évolution annuelle de -1,3 % par an s'appliquera à tous les coefficients de la grille tarifaire HTA à l'été 2018, 2019 et 2020.

Grilles basse tension > 36 kVA

Coefficient pondérateur à l'énergie c€/kWh	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
	Version CU	4,87	3,03	2,25
Version LU	4,20	2,66	1,82	1,67
Coefficient pondérateur à la puissance €/kVA/an	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
	Version CU	6,23	4,18	2,86
Version LU	17,52	11,90	10,32	3,76

Un coefficient d'évolution annuelle de -0,3% par an s'appliquera à tous les coefficients de la grille tarifaire BT > 36 kVA à l'été 2018, 2019 et 2020.

Grille basse tension ≤ 36 kVA

Coefficients pondérateurs à l'énergie c€/kWh	HPSH	HCSH	HPSB	HCSB
CU	3,48			
MU2	3,73	2,48	3,73	2,48
LU	0,40			

CU4	6,84	3,85	2,00	1,57
MU 4	5,42	3,52	1,53	1,28

Une hausse annuelle de 0,40€/kVA s'appliquera de 2018 à 2020

Coefficients pondérateurs à la puissance €/kVA/an	2017	2018	2019	2020
CU	3,99	4,39	4,79	5,19
MU2	6,36	6,76	7,16	7,56
LU	73,69	74,09	74,49	74,89
CU4	2,97	3,37	3,77	4,17
MU4	4,70	5,10	5,50	5,90

Annexe 3 : Composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite

HTB3

Le coefficient de dépassements de puissance en HTB 3 est nul puisque le tarif est uniquement à l'énergie pour ce domaine de tension.

Domaine de tension	α (c€/kW)
HTB 3	0,00

HTB 2 et HTB 1

$$CMDPS = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,04.k_i.\sqrt{\sum(\Delta P^2)} \text{ en euros}$$

k_i : coefficient pondérateur de puissance considéré

ΔP : dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes

HTA

$$CMDPS = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,11.k_i.\sqrt{\sum(\Delta P^2)} \text{ en euros}$$

k_i : coefficient pondérateur de puissance considéré

ΔP : dépassement de puissance en kW par pas de 10 minutes

BT > 36kVA

$$CMDPS = 9,22.h \text{ en euros}$$

h : nombre d'heures de dépassement de puissance