

**Réponse de RTE à la consultation publique de la CRE du 24 mai 2016**  
**relative à la structure du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité**

**Messages de synthèse**

***Le réseau de transport d'électricité doit faire face à ce qui ressemble à une véritable révolution énergétique***

Ce que nous pensions impossible est en train de se produire : la transition énergétique a de réels effets sur les gestionnaires de réseau.

La consommation d'électricité ralentit, en raison de l'efficacité des mesures de maîtrise de la demande d'énergie. Cette évolution concerne l'ensemble des gestionnaires de réseau, de distribution comme de transport.

Le gestionnaire du réseau public de transport est confronté à un phénomène additionnel : la baisse du transit d'électricité sur son réseau, en raison de la croissance d'une production décentralisée. Pour 1MWh supplémentaire produit à partir d'une installation raccordée au réseau de distribution, seul 0,2 MWh transitera sur le réseau de transport. Or, ce sont 1000 MW d'énergie éolienne et 700 MW d'énergie solaire photovoltaïque supplémentaires par an qui seront installés au cours des prochaines années.

Par conséquent, à structure de tarification inchangée, la baisse des recettes des gestionnaires de réseau est inéluctable et ne peut être compensée que par des hausses de tarifs supportées par les consommateurs dépendants des réseaux. Cette baisse des recettes induites par la baisse des soutirages devrait s'accroître dans les prochaines années, pour devenir structurelle avec la poursuite des deux phénomènes précédemment cités, maîtrise de la consommation et production décentralisée, auxquels s'ajoutera la montée de l'autoconsommation, sans doute couplée au stockage.

***Moins utilisé en moyenne, le réseau est pourtant toujours aussi sollicité aux pointes de consommation et, maintenant, aux pointes de production***

Dans le même temps, le réseau de transport devient un des éléments facilitateur de la transition énergétique.

Le réseau est l'instrument qui permet le foisonnement de la production renouvelable. Grâce au réseau, le photovoltaïque et l'éolien pourront être déployés à grande échelle, au bénéfice de tous les bassins de consommation et de la collectivité.

Désormais, la puissance de transit nécessaire ne dépend plus seulement de la pointe de consommation, mais aussi de la capacité de production renouvelable installée. Les besoins de renforcement sont déterminés au cas par cas, selon la configuration locale. Pour un poste source Enedis avec de la production en aval, on observe une baisse de facture. Pourtant, le besoin de réseau est le même, voire augmente si les pics de production sont importants.

Dans la très grande majorité des cas, ceux qui recherchent l'autonomie énergétique continuent néanmoins, à certains moments, à avoir besoin du réseau. Celui-ci joue alors un rôle d'assurance. On pourrait ainsi en quelque sorte parler d'un « droit de soutirage ». Mais dès lors que le prix payé accorde

une part prépondérante à l'énergie consommée, ce service assurantiel n'est pas facturé à sa juste valeur. En période de modification des comportements de soutirage, ce qui est le cas actuellement, cela revient à faire porter par les utilisateurs traditionnels du réseau une part plus importante des coûts du réseau, les autres utilisateurs pouvant être considérés comme opportunistes, utilisant le réseau quand cela les arrange sans pour autant supporter tous les coûts associés à leur comportement.

Pour faire face à ce problème, la solution proposée dans la présente consultation, le renforcement de l'horo-saisonnalité, ne répond que partiellement. En effet, un tarif horo-saisonnalisé incite à réduire la pointe de consommation, mais n'a pas d'impact sur les pointes de production.

***Pour RTE, il convient dès aujourd'hui de s'orienter vers un nouveau modèle tarifaire***

La transition tarifaire doit venir au soutien de la transition énergétique. C'est le bon moment pour agir, car dans quatre ans, il sera sans doute trop tard. Plus on tarde, plus le mouvement sera difficile à faire : certains vont en effet prendre l'habitude de ne pas payer à hauteur du service que leur rend le réseau même si c'est peu souvent.

Plusieurs voies sont possibles pour prendre en compte cette nouvelle situation : l'introduction d'un véritable tarif d'injection ou le rééquilibrage de la part puissance du tarif de transport.

Procéder à un rééquilibrage au profit de la part puissance du tarif de transport peut aujourd'hui n'avoir qu'un impact redistributif mesuré, entraînant des variations de facture ~~seraient~~ limitées. En revanche, ce ne sera certainement plus le cas dans quelques années, quand les évolutions des comportements des utilisateurs du réseau seront devenues encore plus marquées. Agir aujourd'hui, c'est éviter de se retrouver demain face à une « marche tarifaire » difficilement franchissable.

D'autres pays ont déjà un TURPE dont la composante puissance est majoritaire (en particulier la Suède et l'Allemagne). Aux Pays-Bas et en Belgique, les parts puissance ont récemment été augmentées, respectivement à 100% et à 80%.

La réévaluation de la part « puissance » n'est pas qu'un problème d'équité : augmenter la part fixe envoie les bons signaux d'investissements. Pour le gestionnaire de réseau, c'est un levier de maîtrise du tarif. Si chaque acteur fait un effort pour diminuer sa pointe de soutirage, les investissements diminueront. *In fine*, compte tenu du poids des investissements dans le total des coûts, c'est bien la facture finale du consommateur qui diminuera.

En réalité, adopter un nouveau logiciel tarifaire, c'est acter définitivement que les critères de développement de réseau doivent changer et c'est favoriser le remplacement du réseau traditionnel par des instruments nouveaux de gestion du réseau, alliant capteurs, usage du numérique et meilleure compréhension et utilisation des déterminants de son dimensionnement.

RTE accueille favorablement d'autres propositions de la consultation concernant le tarif de transport d'électricité, notamment :

- le renforcement de l'horo-saisonnalité ;
- la suppression de la possibilité de modification a posteriori des puissances souscrites, en contrepartie de l'introduction d'une souplesse de modification pour l'avenir avec un préavis ;
- l'évolution de la facturation du réactif à l'interface des réseaux publics de transport et de distribution, qui résulte de travaux assez largement concertés pour répondre à des besoins nouveaux notamment de gestion des tensions hautes.

En revanche, la proposition d'allocation de l'ensemble des coûts de réserves à la seule facturation des soutirages sur le réseau de transport soulève des questions d'efficacité et de juste répartition entre les différents acteurs qui en bénéficient. RTE propose d'inclure cette question dans la clause de rendez-vous à mi-parcours de TURPE 5, afin de mener des travaux d'approfondissement dans un cadre concerté. Dans l'intervalle, RTE demande le maintien des règles actuelles d'allocation des coûts de réserve.

**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 ?*

**Les changements importants sont à l'œuvre dans les modes d'utilisation du réseau public de transport d'électricité, conduisant à des besoins d'adaptation du réseau plus différenciés selon les territoires et plus complexes que par le passé.**

**RTE est favorable à la clause de rendez-vous proposée par la CRE à mi – période mais souhaite qu'un processus soit engagé au-delà d'une simple clause de rendez-vous. Aussi RTE demande-t-il à la CRE d'engager dès à présent et de poursuivre tout au long des 24 prochains mois des travaux d'approfondissement sur ces questions essentielles de tarification des usages du RPT afin de permettre l'adaptation de la structure du tarif de transport d'électricité à mi-période.**

**RTE partage la description des tendances de fond induites notamment par la transition énergétique et d'ores et déjà observables en France :**

- La consommation française d'électricité amorce une tendance à la décroissance qui devrait se confirmer: après une hausse modeste en 2015 de 0,5% après correction de l'aléa climatique (Bilan électrique 2015), RTE prévoit une consommation en baisse de 7 à 8 TWh sur les cinq prochaines années (Bilan Prévisionnel).
- L'essor des énergies renouvelables en France (puissance installée +2000 MW/an dont 90% sont raccordées aux réseaux de distribution, croissance en 2015 de plus de 20 % de l'électricité produite d'origine éolienne et photovoltaïque) et en Europe se traduit par une baisse des soutirages sur le RPT plus rapide que la décroissance de la consommation et une évolution des flux causés par les échanges internationaux.

**Ces tendances de fond se traduisent par une évolution de l'utilisation du réseau :** d'une fonction classique d'acheminement de volumes d'énergie entre zones de production et de consommation, le rôle du RPT se déplace progressivement vers une fonction assurantielle de secours et de solidarité énergétique entre territoires, à forte valeur ajoutée pour la collectivité. De manière concrète, RTE constate sur le réseau de transport :

- Une réduction des soutirages en énergie du réseau qui ne s'accompagne pas d'une réduction des appels de puissances à la pointe, en raison du caractère intermittent et aléatoire des productions locales (voir la Figure 2 illustrant les évolutions du profil de soutirages nets des injections pour un poste entre 2010 et 2015).
- Une hétérogénéité croissante des évolutions locales de consommation et de production décentralisées (voir la Figure 4 des évolutions passées de consommations régionales).
- Des évolutions plus différenciées selon les territoires et une complexité croissante des choix d'adaptation du réseau et de son exploitation.

La facturation à l'énergie de l'utilisation du réseau comporte ainsi une part aléatoire croissante, non liée aux seuls aléas de consommation, mais dépendant des facteurs locaux d'ensoleillement et de vent. Pour autant, la sécurité d'alimentation passe par la capacité du réseau à satisfaire les consommations, y compris lorsque les productions intermittentes sont absentes, et donc impose à RTE de maintenir des capacités de réseaux permettant de satisfaire les pointes de consommation.

A une plus grande échelle, les flux transfrontaliers avec nos voisins européens et l'utilisation des capacités d'interconnexion sont affectés par un phénomène comparable, conséquence de l'évolution

rapide des parcs de production en Europe (voir la Figure 3 illustrant les évolutions des exports vers l'Allemagne et la Belgique entre 2011 et 2015).

La structure tarifaire actuelle a été conçue en raisonnant sur les seules consommations et en faisant l'hypothèse de comportements relativement stables en termes de saisonnalité et de cycle journalier. Mais à l'heure actuelle, les utilisateurs du RPT, notamment distributeurs et auto-producteurs, ont des comportements qui ne suivent plus les seules consommations en énergie, et qui sont plus volatils en fonction de la production fatale d'énergie renouvelable et plus différenciés selon les territoires.

**Dès lors, RTE regrette que la méthode d'élaboration de la structure du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité ne prenne pas en compte ces évolutions rapides et profondes de l'utilisation des infrastructures du réseau, aux dépens de certains utilisateurs qui se verront allouer une part croissante de coûts communs à l'ensemble des utilisateurs.**

A titre d'illustration, les estimations les plus récentes de RTE sur les évolutions des consommations et des soutirages sur la période 2017-2020 induisent un besoin de hausse tarifaire de 2% environ pour compenser un rétrécissement de l'assiette. Cela fait supporter aux consommateurs qui maintiennent leurs soutirages des charges précédemment portées par ceux qui aujourd'hui réduisent leurs soutirages tout en continuant néanmoins à avoir besoin du réseau mais de manière moins régulière, obligeant ainsi à maintenir le dimensionnement de celui-ci.

Pour RTE, il est essentiel que la méthode d'allocation des coûts des réseaux entre utilisateurs de profils de plus en plus variés prenne en compte dès aujourd'hui les évolutions rapides et profondes qui sont déjà à l'œuvre, afin d'éviter des sauts trop brusques dans la méthode employée, l'allocation des coûts et les tarifs qui en résultent pour les utilisateurs.

Ces évolutions se traduisent par une corrélation de plus en plus faible entre l'historique des courbes de charge et les courbes de charges qui peuvent être anticipées sur les années à venir. Comment imaginer que les courbes de charges de 2006 conservent une pertinence alors que le réseau français voit s'installer chaque année 2000 MW de production renouvelable décentralisée et non dispatchable ? Si les grilles proposées par la CRE pour le TURPE 5 reflètent de façon plus précise les coûts générés par les utilisateurs de réseau que par le passé, elles ne sont néanmoins pas adaptées aux coûts générés par les utilisateurs du réseau d'aujourd'hui.

Au-delà des données employées pour alimenter la méthode, ces transformations impliquent ensuite une évolution des paramètres explicitement ou implicitement employés dans la méthode d'allocation de coûts de la CRE dans la mesure où le dimensionnement et l'usage des infrastructures de réseau sont amenés à évoluer considérablement. Comment nier dans un contexte d'autoproduction ou de production décentralisée sur le RPD que les soutirages nets sur le RPT reflètent mieux l'usage du réseau que la consommation brute ? Comment ne pas remettre en cause la méthodologie de prise en compte du foisonnement dans la méthode d'allocation des coûts de réseau quand ce foisonnement ne reflète plus uniquement une corrélation des consommations mais aussi une corrélation des productions fatales et aléatoires entre elles ou avec les consommations ?

Dans ce contexte très évolutif, la consultation n'envisage que le renforcement de l'horosaisonnalité de la part énergie des tarifs de transport d'électricité. RTE accueille favorablement ce renforcement qui trouve son efficacité notamment à l'égard des consommateurs thermo-sensibles et présents aux périodes de pointe. Toutefois RTE souligne que cette seule mesure ne suffira pas pour répondre aux évolutions causées par le développement des énergies renouvelables et adresser aux utilisateurs du RPT des signaux tarifaires efficaces, renvoyant à chacun la part des coûts qu'il induit directement ou indirectement.

- D'une part, la part aléatoire croissante des soutirages en énergie, notamment aux points de livraison du RPT qui accueillent des productions locales intermittentes, brouillera de plus en plus le reflet des coûts de long terme du RPT dans des factures restant majoritairement à l'énergie. Ce qui pose la question de l'efficacité du signal tarifaire adressé aux utilisateurs.
- D'autre part, la baisse des factures à ces points de livraison, sans correspondre à une baisse des capacités du RPT pour assurer la sécurité d'alimentation à la pointe, devra être compensée par les utilisateurs du réseau plus stables dans la durée. RTE observe en effet que les soutirages des utilisateurs de courte utilisation se concentrent sensiblement plus à la pointe que ceux des utilisateurs de plus longue utilisation, alors que la part à la puissance de leur option tarifaire devient particulièrement faible dans les nouvelles grilles proposée. Ce qui pose la question de la justesse et de la pertinence des tarifs d'utilisation du RPT.

La hausse de l'horosaisonnalité ne pourrait se substituer à une hausse de la part puissance que dans le cas d'un tarif « idéal », mais extrêmement différencié consistant à faire payer pour chaque instant de l'année un prix par mégawattheure appelé différent. La mise en œuvre pratique, par le biais de la construction d'un tarif binomial à la puissance et à l'énergie pour différentes plages temporelles, s'éloigne de ce cas idéal. RTE estime qu'une évolution de la part puissance du tarif s'impose dès lors comme un outil nécessaire qui ne doit pas se substituer à l'horosaisonnalité, mais qui doit venir la compléter pour adresser un signal complet, efficace et équitable aux différents utilisateurs du réseau.

Soucieux des impacts sur les factures des utilisateurs que peuvent produire différentes hypothèses de structure tarifaire appliquées à des courbes de charge données, RTE estime qu'un rééquilibrage de la part puissance dans la structure tarifaire conduirait logiquement à des baisses de factures (de quelques % en moyenne) en faveur des utilisateurs de moyenne et longue utilisations, majoritairement industriels, mais aussi à une très faible progression de factures des clients distributeurs (inférieures à 1% en raison des effets de moyenne entre de nombreux points de livraison aux caractéristiques très variées). Les utilisateurs les plus impactés par un rééquilibrage seraient ceux de courte utilisation, avec des hausses limitées à 5%. Une évolution dès aujourd'hui de la part puissance n'aurait donc qu'un impact modéré sur les factures, tout en évitant des effets de seuil plus important dans le futur.

Par ailleurs, un meilleur reflet dans la structure tarifaire des coûts de long terme du réseau, qui se traduirait dans une augmentation de la part puissance, n'est pas antagoniste avec l'objectif d'efficacité énergétique. Un relèvement raisonnable de la part puissance délivrerait un signal incitatif aux investissements dans des procédés et équipements sobres en puissance pour les consommateurs industriels directement raccordés au RPT.

**Une structure tarifaire en décalage avec une réalité désormais plus complexe sera plus difficile à réajuster dans le futur, avec des impacts retardés plus forts pour les utilisateurs.**

**RTE demande donc à la CRE d'engager dès à présent des travaux d'approfondissement sur ces questions essentielles de tarification des usages du RPT et d'adaptation de la structure du tarif de transport d'électricité, afin de rester en phase avec l'évolution des usages et des coûts de dimensionnement du RPT.** Des premiers éléments d'analyse ont été communiqués à la CRE par RTE (voir document en annexe).

**RTE juge bienvenue la clause de rendez-vous proposée par la CRE mais estime que les conditions d'activation de la clause de rendez-vous proposée par la CRE à mi-période pour réviser la structure tarifaire du réseau de transport d'électricité sont d'ores et déjà remplies. Afin de préparer cette révision, RTE demande que les deux années de mise en œuvre du TURPE 5 précédant ce rendez-vous soient mises à profit pour mener ces approfondissements, afin d'intégrer à mi-période tarifaire les**

**évolutions de structure adaptées aux nouveaux enjeux de la tarification du transport d'électricité. Il est essentiel que la délibération mentionne explicitement cette possibilité d'évolution pour qu'elle puisse être mise en œuvre sans attendre TURPE 6.**

Enfin, RTE appelle de ses vœux l'ouverture d'une réflexion au niveau européen sur le partage des coûts entre producteurs et consommateurs. Une telle réflexion apparaît nécessaire dans un système électrique en mutation où l'adaptation des réseaux ne vise plus que partiellement à suivre l'évolution des poches de consommation locales mais vise plus souvent à répondre au besoin d'intégration massive de nouveaux moyens de production d'une part, et au besoin d'accommodation des flux transfrontaliers qui en résultent d'autre part.

Ces idées sont développées et illustrées dans la réponse à la question 5 de la consultation.

*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 ?*

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

**Question 5 :** *Quelle est votre analyse de la méthode d'allocation des coûts de réseau proposée par la CRE?*

**Sur la base des informations disponibles, RTE considère que la méthode d'allocation de la CRE est maintenant trop tournée vers le passé et ne reflète pas suffisamment les évolutions rapides de l'utilisation du réseau de transport et des coûts d'usage induits. Il est souhaitable que des travaux soient engagés dès à présent pour actualiser et faire évoluer cette méthode.**

La méthode d'allocation des coûts du RPT employée par la CRE se décompose en plusieurs étapes :

- calcul de la fonction de coût du RPT pour chaque niveau de tension et calcul des coûts horaires unitaires associés par niveau de tension ;
- prise en compte de la cascade de coûts et des transits induits sur les niveaux de tension amont par les soutirages sur chaque niveau de tension ;
- application des coûts horaires en résultant pour déterminer le coût annuel, par domaine de tension et par plage temporelle, associé aux courbes de charge des utilisateurs du RPT,
- et régression par morceaux sur les nuages de points obtenus (un point coût/MW et taux d'utilisation par courbe de charge) afin d'identifier les différentes catégories d'utilisateur et les coefficients pondérateurs associés.

A chaque étape de cette méthodologie, des hypothèses implicites ou explicites doivent être retenues afin de choisir les heuristiques employées et les données qui les alimentent : quelle logique de dimensionnement du réseau pour différents niveaux de tension et quelle prise en compte concrète de

la redondance en N-1 ? Quelle prise en compte du foisonnement des courbes de charge ? Quelles hypothèses derrière le traitement de la cascade de coûts sur les différents niveaux de tension et le niveau de transit sur les réseaux amont causés par un soutirage sur les réseaux aval ? Quelles variables explicatives retenues, et quelle méthodologie dans la régression par morceaux, pour établir les différentes catégories d'utilisateurs ?

RTE regrette l'absence de transparence sur les hypothèses et la déclinaison concrète des grands principes retenus par la CRE. L'analyse réalisée par RTE ne peut dès lors qu'être incomplète et limitée à l'analyse des résultats présentés par la CRE. A partir des éléments parcellaires et résultats présentés par la CRE, RTE constate :

- que la part puissance des tarifs d'utilisation du RPT qui en résulte stagne globalement mais diminue très fortement pour une large majorité de catégories d'utilisateurs (voir complément 1) ;
- que cette réduction de la part puissance semble contredire les principes de reflet des coûts et notamment le principe introduit dans la consultation selon lequel « *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 longs* » (voir complément 2).

**La méthode retenue est insuffisamment tournée vers les enjeux actuels et futurs de la tarification du transport d'électricité.** Cette méthode ne permet notamment pas d'allouer les coûts associés à la fonction assurantielle du RPT aux utilisateurs qui en bénéficient. Cette fonction assurantielle prend un poids croissant avec le développement de moyens de production décentralisés non dispatchables, qui conduit à l'apparition de nouveaux profils d'utilisateurs du RPT. Ces utilisateurs sont caractérisés par un soutirage à la pointe stable mais une forte baisse de l'énergie soutirée en moyenne et un caractère fortement aléatoire des soutirages nets qui résulte des aléas plus ou moins corrélés des consommations et des productions d'énergie fatale (voir une illustration de ce phénomène dans le complément 3). Enfin, l'évolution des consommations est devenue très hétérogène selon les territoires et les régions.

En l'absence de détails sur les données et heuristiques employées, RTE souligne néanmoins trois insatisfactions dans les éléments de méthode exposés dans la consultation :

- (i) La méthode repose sur l'emploi de données historiques sur une longue période, qui ne sont pas adaptées aux évolutions rapides, en particulier des courbes d'usage du RPT, dans le contexte de la transition énergétique. Avec le développement des productions décentralisées, les profils décrits dans le complément 3 ci-dessous impliquent désormais de recourir aux soutirages nets depuis le RPT et non plus à la consommation pour allouer les coûts entre les différents utilisateurs du réseau de transport d'électricité.  
De même, la construction tarifaire actuelle repose sur l'idée du foisonnement de consommations, dont les évolutions deviennent très hétérogènes selon les territoires et les régions (voir illustration complément 4), qui méritent d'être prises en compte par la mise à jour des critères de foisonnement. Qui plus est, la construction tarifaire actuelle ne considère et ne retient à ce stade aucun critère de foisonnement pour les nouveaux aléas de production associés à l'ensoleillement et au vent.
- (ii) La méthode repose de plus sur le prolongement de présupposés historiques, qui sont également soumis à questionnement dans un contexte de transition énergétique. En particulier, la représentation implicite de la fonction de coût de long terme du RPT par le



seul dimensionnement des infrastructures à l'aide de courbes de charge de consommation est aujourd'hui insuffisante. La logique de dimensionnement et d'adaptation des infrastructures à moyen et long terme évolue fortement et de manière hétérogène selon les régions et territoires (évolutions locales des consommations, accueil de nouveaux moyens de production, flux transfrontaliers ...). La représentation de la fonction de coût de long terme du RPT doit s'adapter en conséquence, afin d'accompagner ces évolutions qui se manifesteront pleinement au cours des prochaines années.

- (iii) Enfin, la méthode exposée se fonde sur une hypothèse théorique de substituabilité parfaite entre augmentation de la part puissance du tarif et renforcement de l'horosaisonnalité de la part énergie du tarif. Rééquilibrage de la part puissance et horosaisonnalité de la part énergie ne sont pas incompatibles, elles sont cependant complémentaires plutôt que substituables. L'horosaisonnalité peut en théorie se substituer à la part puissance en faisant porter une partie plus importante des coûts de long terme du réseau aux heures critiques pour le réseau. Toutefois, cette substituabilité s'amenuise lorsque des approximations doivent être faites pour regrouper les différentes heures en plage et les différents utilisateurs en groupes. La substituabilité de l'horosaisonnalité à la part puissance est de plus nettement amoindrie lorsque la courbe de soutirages nets sur le RPT, qui traduit l'usage qui en est fait, présente le caractère aléatoire précédemment exposé, associé non plus seulement aux évolutions de consommation mais à des aléas de production tels que l'ensoleillement et le vent, qui rendent plus difficile l'identification des heures critiques pour le réseau. Ainsi, les périodes de tension pour l'exploitation du système ne correspondent plus uniquement au passage des pics de consommation, mais aussi à l'accueil des pics de production d'énergie renouvelable.

**RTE demande donc à la CRE d'engager dès à présent et de poursuivre tout au long des prochaines années des travaux d'approfondissement sur ces questions essentielles de tarification des usages du RPT, en vue d'une adaptation à mi-période de la structure du tarif de transport d'électricité et afin de rester en phase avec l'évolution des usages et des coûts de dimensionnement et d'adaptation du réseau de transport d'électricité.**

#### **Complément 1 : évolution de la part puissance selon les grilles proposées par la CRE**

La consultation indique que la répartition des recettes entre part puissance et énergie n'évolue guère avec les nouvelles grilles tarifaires proposées. Cependant, une analyse détaillée de la part puissance dans les factures des catégories d'utilisateurs, présentée dans le tableau ci-dessous, montre une forte diminution de la part à la puissance des factures des clients « courte utilisation » et « moyenne utilisation ».<sup>1</sup> Ainsi, la part puissance de la facture d'un client en courte utilisation raccordé en HTB1 passe de 52% sous TURPE 5 à 10% sous TURPE 4, tandis que la part puissance des clients en moyenne utilisation sur HTB1 et HTB2 est divisée par deux entre TURPE 4 et TURPE 5. Enfin, la part puissance des utilisateurs raccordés en HTB3 disparaît **totalem**ent sous TURPE 5, alors qu'elle constituait près de 40 % de la facturation sous TURPE 4.

---

<sup>1</sup> Ces factures sont des simulations réalisées pour l'ensemble des clients raccordés en HTB pour les années 2004 à 2015. Les clients sont regroupés en fonction de l'option tarifaire qu'ils choisiraient sous TURPE 5.

		TURPE 4	TURPE 5
HTB1	CU	52,2%	10,0%
	MU	36,7%	18,3%
	LU	30,1%	34,8%
HTB2	CU	52,0%	7,2%
	MU	41,9%	17,9%
	LU	40,1%	33,1%
HTB3		39,7%	0,0%

Tableau 1: Part moyenne de la facturation de la puissance dans la facture d'utilisation du réseau de transport résultant des coefficients tarifaires sous TURPE 4 et proposés dans la consultation pour TURPE 5

## Complément 2 :

La consultation suggère un dimensionnement du signal tarifaire à la puissance qui découlerait de l'implémentation de la méthode, en particulier : « 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 longs ».

Le tableau ci-dessous compare, pour l'année 2015 et pour les utilisateurs en HTB1 et HTB2, les puissances moyennes appelées au cours des différentes classes temporelles aux puissances moyennes appelées au cours de l'année.

Durée d'appel (Heures)	Pmoy PTE / Pmoy année	Pmoy HPH / Pmoy année	Pmoy HCH / Pmoy année	Pmoy HPE / Pmoy année	Pmoy HCE / Pmoy année
0 – 1752	144,5%	127,2%	97,6%	108,9%	76,2%
1752 - 3504	147,1%	126,5%	115,6%	91,8%	78,8%
3504 - 5256	141,4%	126,1%	110,8%	95,7%	79,0%
5256 - 7008	105,8%	105,0%	97,8%	102,9%	96,0%
7008 - 8760	99,5%	100,2%	100,4%	99,6%	99,9%

Tableau 2: Ratio entre la puissance soutirée sur différentes classes temporelles et la puissance soutirée moyenne annuelle, pour les utilisateurs raccordés en HTB1 et HTB2 rassemblés par durée d'appel

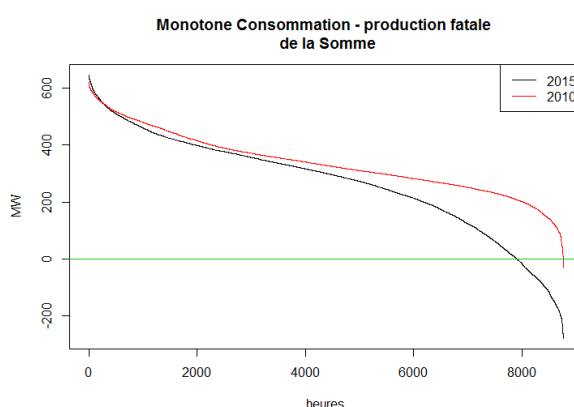
Cette analyse montre une forte différenciation des appels de puissance en fonction de la classe temporelle et une concentration des charges aux heures les plus chargées de l'année pour les clients « courte utilisation » ou « moyenne utilisation ». Alors que le soutirage moyen à la pointe des utilisateurs à courte ou moyenne utilisation (durée d'appel inférieure à 1752 et 3504 heures sur l'année est très largement supérieur à la moyenne annuelle (à hauteur de 145%), il est très proche de la moyenne pour les utilisateurs à durée d'appel plus longue (ratio de 105,8% pour les clients à durée d'appel comprise entre 5256 heures et 7008 heures, ratio de 99,5% pour les clients à durée d'appel supérieure à 7008 heures).

Contrairement aux indications de la consultation, les soutirages des utilisateurs ayant un taux d'utilisation de leur puissance souscrite inférieur à la moyenne (courte utilisation) se concentrent donc sensiblement plus à la pointe que ceux des utilisateurs les plus longs, alors que la part à la puissance de leur option tarifaire devient particulièrement faible (cf. complément 1 : la part puissance de utilisateurs courte utilisation est inférieure à 10%, alors que celle des utilisateurs longue utilisation est supérieure à 33% ).

Une part puissance adéquate n'émerge donc pas de manière **évidente** du modèle d'allocation des coûts, contrairement au présupposé.

### **Complément 3 :**

Le développement de la production décentralisée d'énergie par de nouveaux moyens de production intermittents se traduit par de nouveaux profils de soutirages, comme celui présenté dans le graphique ci-dessous pour des points de livraison situés dans le département de la Somme qui accueille un parc significatif de productions décentralisées. Alors que la pointe reste à un niveau identique, la partie de la courbe en base s'affaisse.



*Figure 1 : évolution de la monotone de consommation du département de la Somme entre 2010 et 2015*

Ce nouveau type d'utilisateur nécessite une capacité de réseau inchangée bien qu'il le sollicite moins souvent et de façon plus volatile. Sous une structure tarifaire inchangée, avec une part importante des coûts allouée à l'énergie, cet utilisateur bénéficie d'une réduction de facture, alors que l'utilisation qu'il fait du réseau ne conduit pas à devoir redimensionner celui-ci à la baisse. La réduction de facture d'utilisation du RPT ne semble donc pas justifiée.

Par ailleurs le caractère de plus en plus aléatoire des soutirages nets influencés par les aléas résultant de la production fatale et intermittente des nouveaux moyens de production d'énergie renouvelable non-dispatchable doit être pris en compte. L'exemple du poste ci-dessous en aval duquel a été raccordé un parc important de production EnR entre 2010 et 2015, constitue un bon exemple de profil des soutirages d'un nouveau type, caractérisé par une plus forte volatilité de ses soutirages (se matérialisant par l'amplitude plus importante de la courbe noire par rapport à la courbe rouge).

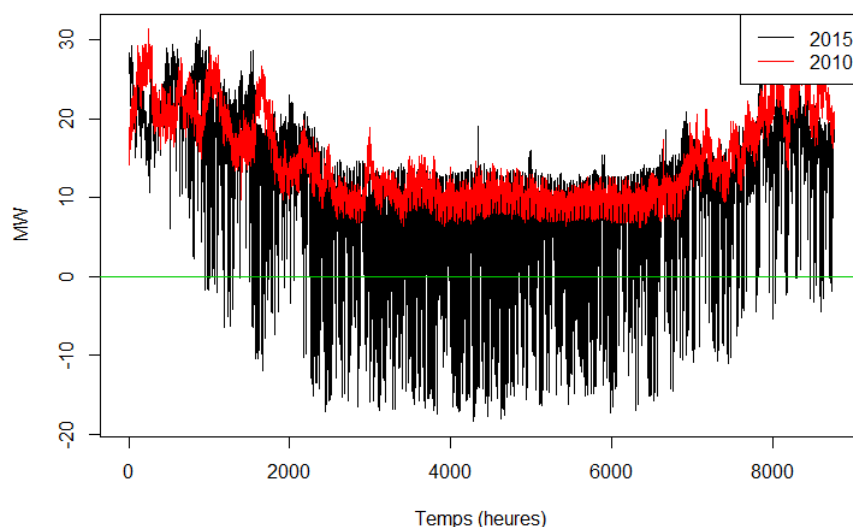


Figure 2 : évolution du profil de soutirages pour un poste auquel a été raccordé un parc EnR entre 2010 et 2015

Des évolutions comparables sont observées à plus grande échelle, sur l'utilisation des capacités d'interconnexion en relation avec l'évolution des parcs de production nationaux. Le graphique ci-dessous illustre les évolutions constatées entre 2011 et 2015 des échanges entre le réseau français et ses voisins belges et allemands : le développement des EnR, en Allemagne notamment, se traduit par une plus forte volatilité des échanges sur différents horizons temporels (hebdomadaires, journaliers), ce que reflètent les variations importantes de la courbe rouge

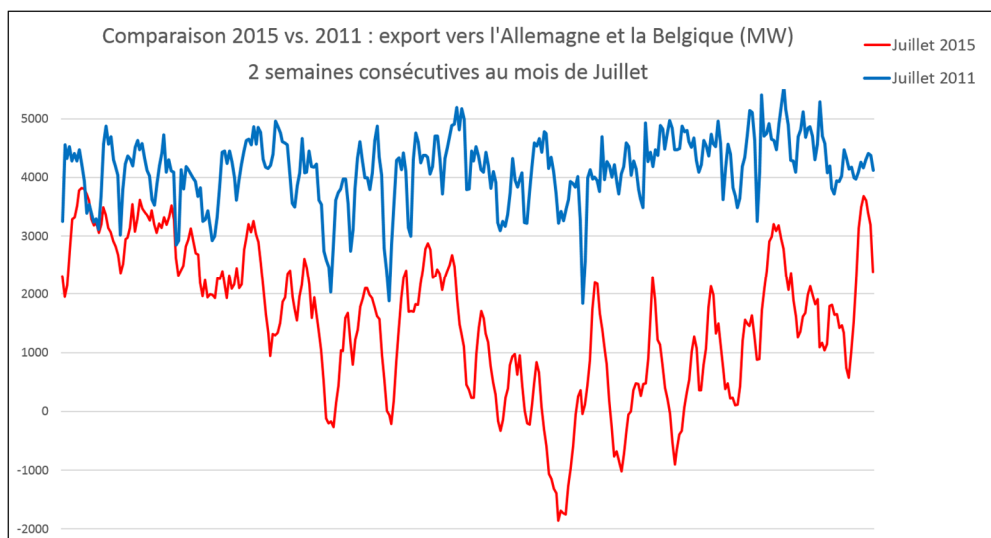


Figure 3 : évolution des exports vers l'Allemagne et la Belgique pour deux semaines consécutives des mois de Juillet 2011 et 2015 (Source : RTE)

#### **Complément 4 :**

La carte ci-dessous illustre l'hétérogénéité croissante des dynamiques de consommations territoriales sur la période 2006-2014. Cette tendance se confirme à l'avenir, avec une baisse de consommation attendue dans les territoires les moins dynamiques en termes démographique et économique. Au global, la tendance à la baisse de la consommation et des soutirages sur le réseau de transport semble s'amplifier selon les prévisions du bilan prévisionnel 2016.

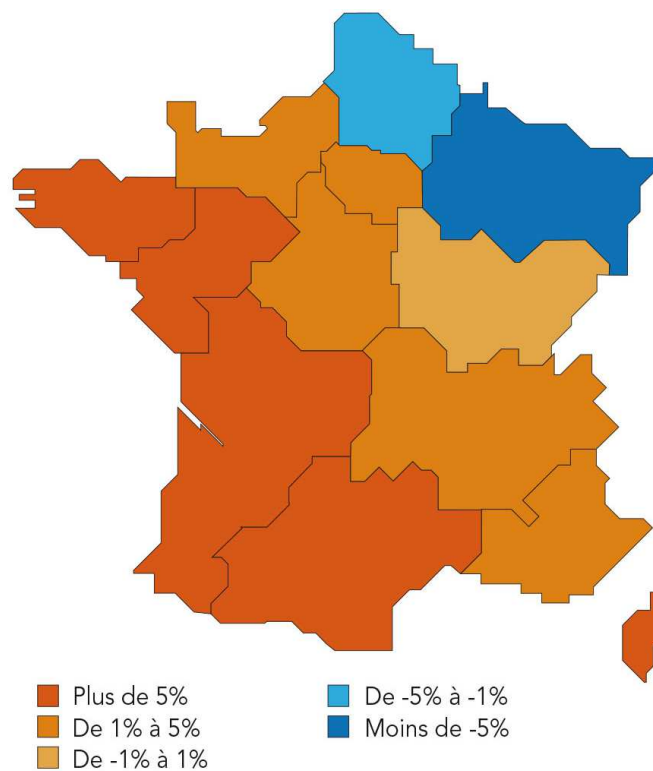


Figure 4: évolution de la consommation corrigée de l'aléa climatique entre 2006 et 2014

Question 6: Etes-vous favorable à la prise en compte progressive de l'évolution de la répartition des coûts entre HTA, BT > 36 kVA, et BT ≤ 36kVA ?

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

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 ?

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

**RTE estime qu'une tarification uniquement à l'énergie de l'utilisation du réseau HTB3 ne constitue pas un signal efficace permettant de responsabiliser les utilisateurs du réseau de transport. RTE demande le maintien au même niveau de la part à la puissance des tarifs HTB3 pour la période TURPE 5.**

RTE partage l'analyse de la CRE sur l'absence de différenciation temporelle pour les tarifs d'utilisation du réseau au niveau HTB-3.

En revanche, pour les raisons exposées en réponse à la question 5, l'hypothèse de correspondance parfaite entre une part du tarif à la puissance et une différenciation temporelle des coûts de réseau n'est pas valide.

La part à la puissance des tarifs HTB3 de la période TURPE 4 s'élève à près de 40%. Elle traduit notamment le rôle assurantiel joué par le réseau de transport d'électricité pour ces clients, qui ont pour la plupart des durées d'appel faibles (en 2015, 88% de ces clients avaient une durée d'appel inférieure à 2000 heures), voire très faibles (50% de ces clients avaient une durée d'appel inférieure à 100 heures). Elle permet également de responsabiliser les utilisateurs raccordés en HTB3 quant à des appels de puissance susceptibles d'affecter le fonctionnement du RPT.

**RTE demande donc le maintien au même niveau de la part à la puissance des tarifs HTB3 pour la période TURPE 5, afin d'adresser aux utilisateurs des signaux tarifaires efficaces et responsabilisants, incluant pour chacun un engagement sur la puissance souscrite et la facturation de dépassements éventuels, conforme aux principes de facturation appliqués à tous les utilisateurs du RPT.**

**RTE estime qu'une tarification uniquement à l'énergie de l'utilisation du réseau HTB3 ne respecterait pas ces principes.**

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

**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 ?*

RTE considère que la baisse de la part puissance, et sa suppression au niveau HTB 3, vont à l'inverse même des évolutions induites par la transition énergétique en matière d'utilisation du réseau public de transport d'électricité.

Les limites de la méthode employée par la CRE sont identifiées dans la question 5. RTE demande à la CRE d'engager dès à présent des travaux d'approfondissement sur ces questions essentielles de tarification des usages du RPT, en vue d'une adaptation à mi-période de la structure du tarif de transport d'électricité et afin de rester en phase avec l'évolution des usages et des coûts de dimensionnement et d'adaptation du réseau de transport d'électricité.

Les limites de la méthodologie employée par la CRE sont identifiées dans la question 5, et l'évolution générale de la part puissance pour les utilisateurs connectés au réseau HTB1 et HTB2 y est discutée.

RTE considère que la forte baisse de la part puissance pour les clients courte et moyenne utilisation ne correspond pas à l'évolution des usages du RPT par ces clients et ne reflète pas l'évolution des coûts de long terme qu'ils occasionnent.

Cette baisse de la part puissance va à l'inverse même des évolutions induites par la transition énergétique et risque de rendre plus compliquées les évolutions contraires qui pourraient être envisagées dans deux ou quatre ans.

### **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 PS**

**Question 12 :** *Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir une tarification à la puissance souscrite ?*

RTE est favorable à la proposition de la CRE de maintenir la tarification à la puissance souscrite plutôt qu'à la puissance atteinte, sous réserve que la définition de la puissance souscrite lui permette de refléter les besoins de long terme du réseau (cf. réponse à la question 14).

**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 ?*

RTE est favorable à la proposition 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

**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 ?*

**RTE est favorable à la proposition de la CRE de ne plus autoriser de modification rétroactive de la puissance souscrite, afin de refléter la valeur de la fonction assurantielle du réseau de transport.**

La puissance souscrite avec possibilité de redéclaration telle qu'elle existe actuellement ne répond pas totalement à l'objectif de reflet des coûts de long-terme qu'occasionnent les différents usages du RPT. Alors que le réseau est dimensionné de sorte à permettre l'alimentation des soutirages dans des conditions climatiques défavorables, quand les soutirages des utilisateurs sont très élevés par rapport à la moyenne, la possibilité de redéclaration en fin de mois permet à ces utilisateurs d'optimiser ex-post leur facture, une fois les différents aléas connus. En conséquence, les utilisateurs peuvent bénéficier de la fonction assurantielle du réseau tout en ne payant la prime d'assurance correspondante que lorsque les aléas se réalisent effectivement. Ce biais par rapport à la valeur assurantielle du réseau apparaît pleinement dans le cas des alimentations de secours dont la puissance souscrite est souvent maintenue à zéro lorsque ces alimentations ne sont pas utilisées.

Cette possibilité théorique d'optimisation par l'utilisateur de sa facture de puissance souscrite est fréquemment utilisée en pratique, et la plupart des utilisateurs redéclarent leur PS en fin de mois : en 2015, **95% des changements de PS** se sont faits au cours du dernier quart du mois. Ainsi, la facture sur la part puissance et dépassement est aujourd'hui davantage variable en fonction des aléas climatiques que la facture sur la part énergie, alors même que la puissance souscrite est censée refléter le besoin de long terme du réseau de transport qui n'évolue que marginalement d'un mois sur l'autre. Un cadre de cohérence global devra être recherché avec les acteurs intéressés.

**Supprimer la possibilité de redéclaration a posteriori redonnerait tout son sens à la notion de « part fixe », qui constitue l'un des pivots de la tarification HTB. Cela permettrait en outre une facturation aux utilisateurs du RPT plus juste des coûts associés à la fonction assurantielle du réseau dont ils bénéficient. RTE est donc favorable à la proposition de la CRE, tout en soulignant l'impératif d'incompressibilité du préavis de 3 jours afin que la puissance souscrite garde tout son sens.**

**Question 15 :** *Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE concernant les propositions de RTE destinées aux industriels ?*

RTE considère que tous les utilisateurs du RPT ne sont pas soumis aux mêmes aléas. Compte tenu des spécificités des clients industriels raccordés au RPT, la suppression de possibilité de redéclaration en fin de mois mérite d'être accompagnée d'une certaine souplesse dans la gestion de leurs puissances souscrites prévisionnelles.

**La proposition d'autoriser la modification en cours de mois de la puissance souscrite pour l'avenir avec un préavis de trois jours apporte cette souplesse. RTE est donc favorable à la proposition de RTE destinée aux industriels.**



### 2.2.3.3 Ecrêtement grand froid

**Question 16 :** *Etes-vous favorable à la première proposition de la CRE consistant à recentrer l'application du dispositif d'écèlement grand froid sur les périodes de froid rigoureux ?*

**RTE est favorable à la première proposition de la CRE consistant à recentrer l'application du dispositif d'écèlement grand froid sur les périodes de froid rigoureux, dans la mesure où cela reviendrait à une prise en compte plus fine du phénomène de « froid rigoureux » et donc plus proche de la réalité des contraintes de réseau.**

Par ailleurs, le CART distributeur prévoit une possibilité de modification rétroactive de la puissance souscrite en cas d'application du dispositif d'écèlement grand froid (la puissance souscrite peut être modifiée depuis le 1<sup>er</sup> jour du mois M où s'applique le dispositif, jusqu'au dernier jour du mois M+1). Ces dispositions doivent être mises en cohérence avec la non-rétroactivité de la puissance souscrite proposée dans la question 14.

**Question 17 :** *Etes-vous favorable à la seconde proposition de la CRE visant à limiter l'application du dispositif d'écèlement grand froid aux seules situations de froid rigoureux où l'aléa climatique est localement plus fort qu'au niveau national ?*

**RTE souhaite que le dispositif d'écèlement grand froid respecte la logique de dimensionnement du réseau de transport. La prise en compte de l'aléa climatique national dans l'application du dispositif d'écèlement grand froid par définition local ne semble pas correspondre aux contraintes sous-jacentes au dimensionnement du réseau. RTE n'est donc pas favorable à cette seconde proposition visant à limiter l'application du dispositif d'écèlement 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

**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 ?*

**RTE est favorable à la proposition de la CRE consistant à étendre la période d'application des dépassements ponctuels programmés à l'ensemble de l'année dans la mesure où les règles d'application du dispositif restent les mêmes, tout en émettant une réserve sur la mise en place pratique de l'exclusion des jours PP1.**

Les utilisateurs du RPT, notamment les clients consommateurs industriels, ont à de nombreuses reprises, fait part de leur souhait de bénéficier de l'application des DPP à n'importe quel moment de l'année calendaire et pas seulement entre le 1<sup>er</sup> mai et le 31 octobre.

Dans le cadre du TURPE 5, il paraît souhaitable d'apporter un signal positif aux clients du RPT en donnant de la souplesse au dispositif actuel et en portant ainsi la période de demande de DPP autorisée à l'intégralité de l'année calendaire. RTE dispose par ailleurs d'un retour positif sur une première

extension de la période effectuée en 2009 (1<sup>er</sup> juillet au 15 septembre de l'année en cours au 1<sup>er</sup> mai au 31 octobre de la même année).

**RTE est donc favorable à la proposition de la CRE consistant à étendre la période d'application des dépassements ponctuels programmés à l'ensemble de l'année, dans la mesure où les règles d'application du dispositif restent les mêmes :**

- Usage exceptionnel justifié par des modifications de process et accordé pour une durée maximale de 14 jours consécutifs par année civile afin de conserver le véritable sens de la puissance souscrite ;
- La capacité du réseau permet en toute sécurité les dépassements à la période demandée, le préavis d'un mois permettant de mener à bien les études et de garantir la sécurité et sûreté d'exploitation du réseau.

**Néanmoins, les règles de bonne articulation entre les DDP qui doivent être prévus un mois à l'avance et l'exclusion du dispositif des jours PP1 signalés la veille pour le jour J devront être précisées.**

#### **2.2.3.5 Report de charge**

**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 ?*

**RTE est favorable à un dispositif permettant le report de charge entre les alimentations principales, complémentaires et/ou secours de ses clients consommateurs.**

RTE souhaite plus de souplesse dans la gestion du RPT et, dans ce cadre, soutient cette proposition qui permettrait l'instauration d'un dispositif donnant la possibilité à RTE, de procéder, lorsque cela est possible et dans certaines situations définies, à des reports de charge entre les alimentations principales, complémentaires et/ou secours de ses clients consommateurs.

Dans ces situations définies, RTE pourrait demander à ses clients consommateurs dont les sites disposent de plusieurs alimentations de limiter partiellement ou complètement leur alimentation principale au niveau d'un ou plusieurs point(s) de connexion ou points de regroupement d'un site, et de reporter tout ou partie de cette alimentation vers un ou d'autres point(s) de connexion ou point(s) de regroupement correspondant à d'autres alimentations du client (principales, complémentaires et/ou secours) située(s) sur le même site, **sous réserve que les ouvrages du RPT et/ou les installations du client le permettent.**

Si le client accepte de procéder à ce report de charge, RTE estime important qu'il ne soit pas pénalisé financièrement au cours de la période de report de charge sur le ou les point(s) de connexion ou point(s) de regroupement sur lequel ou lesquels le report de charge aurait été réalisé.

**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?*

**RTE considère que la création d'un contrat amont pour les dispositions de reports de charge sera une source injustifiée de complexité pour les utilisateurs et RTE.**

Les modalités du report de charge permettent d'utiliser les alimentations du client au mieux afin d'éviter qu'une indisponibilité programmée du RPT ne génère une interruption d'alimentation électrique chez le client. Aucune interruption ou diminution de process du client n'est donc normalement induite par l'application d'un tel dispositif, situation qui ne doit donc pas donner lieu à des indemnisations de perte de production à négocier avec le client concerné.

À cet égard, dans la mesure où il n'y a pas de solution de type « report de charge » pour empêcher une interruption de la production des clients producteurs de RTE, c'est le contrat Amont J-1, conclu entre RTE et les clients producteurs qui le souhaitent, qui permet d'indemniser les clients concernés de leur perte de production pour travaux programmés.

C'est la différence de structure de raccordement entre ses clients producteurs et ses clients consommateurs qui explique notamment pourquoi RTE fait appel au contrat Amont J-1 dans le cas des producteurs et à du report de charge dans le cas des consommateurs.

En revanche, la solution proposée par la CRE, consistant en la coexistence de deux contrats traitant du même sujet, un contrat Amont J-1 pour les consommateurs et le CART-C, génèrerait une complexification pour les clients concernés et RTE qui devraient signer deux contrats au lieu d'un seul et qui devraient en outre probablement les modifier tous les deux à chaque modification de la puissance souscrite par le client dans le CART-C. De même, il serait incohérent que le TURPE conduise à pénaliser tout dépassement de puissance que pourrait générer un report de charge sur une alimentation principale pour qu'ensuite, via un contrat ad hoc, RTE reverse la pénalité collectée auprès du client concerné pour rendre financièrement indolore le dépassement de puissance ayant permis de consigner l'une des alimentations sur laquelle RTE souhaitait réaliser des travaux.

Par conséquent, dans l'hypothèse où le nouveau mécanisme de report de charges devait prospérer, il faudrait que le TURPE le prévoie pour qu'ensuite les Conditions générales du CART-C en définissent les modalités d'application.

**En conclusion, RTE est d'avis, d'une part, que la Délibération TURPE 5 prévoit expressément la possibilité pour RTE – avec l'accord de ses clients – de procéder à des reports de charge sans que le client concerné ne soit pénalisé financièrement et, d'autre part, que les modalités d'application du nouveau mécanisme de report de charges soient prévues dans les Conditions générales du CART-C.**

### 2.2.3.6 Facturation de l'énergie réactive à l'interface entre RPT et RPD

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

**RTE apporte son soutien aux nouvelles règles proposées, qui résultent de travaux concertés.**

Les règles proposées reprennent la proposition figurant dans la note d'opportunité envoyée par RTE à la CRE en janvier 2016 pour revoir le gabarit tarifaire de l'énergie réactive à l'interface RPT/RPD, note concertée dans le cadre du GT Distributeurs du CURTE.

RTE remarque que les conventions ont changé concernant le graphique illustrant le gabarit par rapport à la note envoyée mais que cette modification est sans conséquence sur le fond du sujet.

RTE tient à signaler une coquille figurant dans la note d'opportunité envoyée à la CRE. Il est en effet mentionné (III-1-a) que pour ce qui est de la période d'activation du gabarit qu'« *il a été concerté entre RTE et GRD de reconduire la saisonnalité existante pour la zone de facturation en tensions basses : du 1er novembre au 31 mars, 6h-22h, les jours ouvrés* ». Hors la facturation existante s'effectue du 1er novembre au 31 mars, 6h-22h, du lundi au samedi. RTE propose donc de reprendre dans la proposition la formulation existante « *du lundi au samedi* » pour TURPE 5. (Il est à noter que le résultat des simulations figurant en annexe 3 de la note d'opportunité intègrent bien les samedis comme jours facturés pour les tensions basses de novembre à mars.)

Par ailleurs, le graphique semble laisser entendre qu'au cas où la puissance active circulant à l'interface dépasserait 100% de la puissance souscrite, il n'y aurait plus de facturation de réactif. La zone de dépassement en énergie réactive n'est de notre point de vue pas limitée en cas de fort soutirage d'actif dépassant la puissance souscrite.

**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 ?*

Pas de commentaire de la part de RTE.

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

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

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

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

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

*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  $\leq$  36 kVA ?*

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

Dans le cadre d'échanges menés au sein de l'UFE, il est apparu que les grilles proposées pourraient inciter à des basculements de consommateurs équipés de chauffe-eau vers l'option du TURPE sans différenciation entre heures pleines et heures creuses. Le basculement d'un nombre important de consommateurs pourrait affecter la capacité d'effacement de consommations à des heures critiques et nécessiter la recherche d'alternatives pour maintenir le gisement de flexibilités utiles à l'équilibre du système électrique.

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

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

*Question 33 : Etes-vous favorable à une composante de comptage unique pour tous les utilisateurs non-propriétaires de leur compteur en BT  $\leq$  36 kVA ?*

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

*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**

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

**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 ?*

**RTE s'interroge sur la limitation du tarif d'injection aux coûts de compensation d'une partie des pertes sur le RPT et de l'ITC, alors que les recommandations de l'ACER permettent explicitement le calage d'un timbre d'injection à l'énergie sur une partie des coûts relatifs aux services système.**

RTE juge essentielle l'ouverture d'un questionnaire plus large sur le partage des coûts entre producteurs et consommateurs, alors qu'une part croissante des décisions de renforcement du RPT

visent à intégrer le développement de nouveaux moyens de production, et qu'une part importante de l'énergie transportée sur le réseau résulte de flux à l'export (les exports se montaient à 15% des injections sur le RPT en 2014).

**RTE soutient l'idée de distinguer les coûts occasionnés par les usages du RPT à destination des utilisateurs payant le TURPE soutirage et ceux occasionnés par les exports** des producteurs français à destination de consommateurs européens ne contribuant que marginalement à la couverture des coûts du RPT.

**RTE s'interroge cependant sur le bien-fondé de limiter cette distinction aux coûts de compensation d'une partie des pertes sur le RPT, alors que les recommandations de l'ACER visent également une partie des coûts relatifs aux services système pour le calage d'un timbre d'injection à l'énergie.**

**RTE reconnaît que l'impact d'un tarif à l'injection sur les impacts transfrontaliers doit être évalué à l'échelle européenne.** RTE a engagé des études sur la question avec l'appui d'un cabinet d'expertise économique. En première analyse et conformément aux orientations de l'ACER, il ressort de ces études que l'impact sur les échanges d'un timbre à l'injection en énergie recouvrant une petite part des coûts des pertes et des services système, en proportion par exemple des exports nationaux, resterait très modeste : d'une part, les montants en jeu sont extrêmement faibles une fois rapportés à la production, et ne semblent pas de taille à perturber les échanges aux frontières ; d'autre part, de nombreuses régulations nationales ont d'ores et déjà implémenté un tarif à l'injection significatif en regard de celui qui résulterait d'une couverture d'une partie des coûts associés aux services systèmes (et seul un tiers des pays de la zone CWE/NWE présentent un tarif nul à l'injection). A titre d'illustration, un timbre d'injection à l'énergie en France intégrant le timbre actuel et 50% des coûts de réserves pour le réglage de la fréquence resterait inférieur à 0,5 €/MWh.

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

### **5.3 Financement par le TURPE de l'ensemble des réserves**

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

**La proposition d'allocation de l'ensemble des coûts de réserves aux seuls utilisateurs du RPT en soutirage soulève des questions d'efficacité et de juste répartition entre les différents acteurs qui en bénéficient. RTE ne partage pas le raisonnement qui sous-tend cette proposition.**

**Les coûts d'activation d'offres d'ajustement au motif de la reconstitution des marges méritent de conserver un mode de couverture spécifique, pour ne s'adresser qu'aux Responsables d'équilibres en écarts et préserver ainsi une incitation au maintien de périmètres équilibrés au plus près du temps réel.**

**Pour les autres coûts de réserve, RTE n'est pas opposé à la recherche d'une plus grande lisibilité dans un cadre unifié, à condition que le projet repose sur une clé équitable de répartition des coûts de réserve communs aux différents utilisateurs qui en bénéficient et qu'il délivre les incitations utiles à la maîtrise des coûts. RTE propose d'inclure la question dans la clause de rendez-vous à mi-parcours de TURPE 5, afin de mener des travaux d'approfondissement dans un cadre concerté. Dans cette attente, RTE demande le maintien des règles actuelles d'allocation des coûts de réserve.**

La proposition d'uniformisation du mode de financement des réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire soulève plusieurs difficultés techniques et économiques, que RTE souhaite souligner pour éviter des erreurs d'appréciation et d'incitation.

**En premier lieu, les coûts d'activation d'offres d'ajustement au motif de la reconstitution des marges méritent de conserver un mode de couverture spécifique, pour ne s'adresser qu'aux Responsables d'équilibres en écarts et préserver ainsi une incitation au maintien de périmètres équilibrés au plus près du temps réel.**

L'objectif de la reconstitution des marges est comme le souligne l'analyse la CRE d'élargir les marges à l'échéance de quelques heures. Elle vise à assurer la présence de flexibilités disponibles pour faire face aux déséquilibres prévisionnels ou aux aléas pouvant survenir jusqu'à l'échéance. Cette reconstitution n'est nécessaire que lorsque les responsables d'équilibre n'ont pas eux même et collectivement équilibré leurs périmètres et/ou constitué suffisamment de marge pour être en mesure de l'équilibrer en cas d'aléa défavorable.

Le déséquilibre prévisionnel des acteurs Responsables d'équilibre à un instant donné engendre ainsi un besoin de reconstitution des marges et un surcoût pour la réalisation par le RPT de sa mission d'assurer l'équilibrage offre-demande du réseau. Ces surcoûts sont donc actuellement financés par le coefficient « k » et couvrent des montants variant entre 10 et 30 M€/an.

**La proposition d'allocation des surcoûts de reconstitution des marges, non plus aux Responsables d'équilibres, mais aux utilisateurs du RPT en soutirage se traduirait, d'une part, par un affaiblissement de l'efficacité du signal transmis aux responsables d'équilibre, dommageable en termes d'incitation au maintien de l'équilibre offre – demande du système électrique et, d'autre part, par l'absence de contribution des flux d'export à la couverture des coûts de reconstitution.**

En deuxième lieu, pour ce qui concerne **les coûts des réserves primaire et secondaire** (financés par le TURPE à hauteur d'environ 200 M€/an) **et rapide et complémentaire** (financés par le coefficient « c ») proportionnel aux soutirages physiques des Responsables d'équilibre pour un montant d'environ 40 M€/an) :

- D'une part, RTE considère qu'il est judicieux, dans un souci d'efficacité et de lisibilité du tarif, d'allouer les coûts associés à l'équilibrage via une composante dédiée portée par les Responsables d'équilibre. Ces acteurs sont les plus à même de lire un signal reflétant les coûts de l'équilibrage et de réagir efficacement à d'éventuelles dérives. De plus, alors que la facturation du TURPE soutirage se base sur les soutirages nets sur le réseau de transport, le soutirage physique des responsables d'équilibre, sur lesquels porte le coefficient « c » est un soutirage net sur le réseau de distribution. Cette différenciation traduit le périmètre plus large de l'équilibre offre demande, dont le but n'est pas d'assurer le fonctionnement du réseau de transport, mais bien le fonctionnement du système électrique dans son ensemble.
- D'autre part, à l'instar des réglementations dans de nombreux pays européens, une contribution des producteurs à la couverture du coût des réserves a un sens sur le plan économique. L'analyse de RTE menée dans le cadre de la concertation CAM en 2011 a souligné que les charges de réglage de la fréquence sont liées de manière indissociable aux déviations de la production et de la consommation. En ce sens, il s'agit de « coûts communs » utiles aux différents acteurs du système électrique. Dès lors, une allocation de la totalité des coûts du réglage de la fréquence et de la gestion des marges aux soutirages serait économiquement non pertinente. Il est en effet nécessaire qu'une partie des coûts soit couverte par des charges à l'injection.
- Le raisonnement retenu dans la consultation repose sur une hypothèse forte selon laquelle l'intégralité des coûts sera *in fine* transférée aux consommateurs, quelle que soit la répartition initiale entre producteurs et consommateurs. Ce raisonnement ne tient pas compte de la diversité des usages et des clients des infrastructures réseau d'une part, et de l'équilibrage offre-demande d'autre part : le consommateur européen sur lequel un producteur reporte ses coûts n'est pas équivalent au client qui soutire de l'énergie sur le réseau français. L'usage des réserves qui est fait par un acteur du système électrique ne reflète pas nécessairement son usage de l'infrastructure du réseau de transport. Il est difficile de comprendre pourquoi cette diversité, pourtant reconnue lorsqu'il est envisagé de calibrer le timbre d'injection sur une part de pertes de réseaux générée par les exports, ne le serait plus pour l'allocation de coûts de services système ou d'équilibrage.
- Les différentes évolutions proposées dans la consultation, associées à la mise en place d'une contractualisation de la réserve primaire par appel d'offres, affaibliront la contribution des producteurs à la couverture des coûts de réserves, voire en fonction des mécanismes d'acquisition de réserves, pourraient conduire à une complète exonération des acteurs, dont le comportement détermine pourtant en grande partie le dimensionnement des réserves et qui sont les plus à même d'en assurer la maîtrise des coûts. Le risque encouru est un renchérissement des coûts pour les utilisateurs du réseau en soutirage, consommateurs et clients industriels, directement du fait d'une réduction de l'assiette des contributeurs au financement du coût des réserves, et indirectement du fait de la hausse des coûts qui pourrait résulter d'un défaut d'incitation.

Les effets incitatifs d'une allocation des coûts des réserves aux acteurs qui les fournissent méritent d'être évalués. Des études économiques menées à la demande de RTE montrent que la formation de prix sur des marchés de réserve est sensible à la forme des mécanismes retenus, en raison notamment des fondamentaux techniques et de la difficulté à évaluer le coût de fourniture des réserves. Ces intuitions sont confirmées par des exemples historiques (Californie 1998, Italie 2012, Belgique 2009-2013). L'étude de l'influence des contrats de long terme dans les marchés de gros de l'énergie suggère également l'influence favorable que peut avoir dans ce contexte la couverture d'une partie des coûts par une partie des producteurs qui fournissent le service.



**En conclusion, la proposition d'allocation de l'ensemble des coûts de réserves aux seuls utilisateurs du RPT en soutirage soulève des questions de répartition des coûts entre les différents acteurs du système électrique et, donc, d'efficacité économique. .**

**RTE n'est cependant pas opposé à un projet d'uniformisation des modalités d'allocation des coûts de réserves, à condition que ce projet repose sur une clé équitable de répartition des coûts de réserve communs aux différents utilisateurs qui en bénéficient : Responsables d'équilibres, Clients producteurs et Clients en soutirage. Pour mener les travaux d'élaboration de cette nouvelle règle de répartition des coûts de réserve, RTE demande que la question soit incluse dans la clause de rendez-vous à mi-parcours TURPE 5 pour faire évoluer la structure tarifaire. Dans cette attente, RTE demande le maintien des règles d'allocation actuelles.**

Enfin, RTE s'interroge sur l'annonce dans la consultation d'une possible régulation incitative sur les volumes de réserve dont les contours et les acteurs cibles ne sont nullement définis. RTE tient à rappeler que la hausse sensible des volumes prévisionnels de réserves attendue dans les années à venir résultera principalement d'obligations réglementaires européennes et, dans une moindre mesure, de l'évolution de l'aléa dimensionnant pour le système électrique français associé à la mise en service de nouveaux groupes de production. RTE n'a pas la maîtrise des leviers permettant de limiter ces hausses en volume. Une éventuelle régulation incitative devrait d'une part cibler les leviers de maîtrise et les acteurs pertinents pour les activer et d'autre part garantir que cette régulation incitative ne se fait pas au détriment de la sûreté du système électrique, alors que les comparaisons avec les GRT européens montrent que RTE utilise un volume très limité de réserves par rapport à ses homologues, et ce à un coût unitaire très compétitif.

**A ce stade, RTE est opposé à la mise en place d'une régulation incitative sur les volumes de réserve dont les contours sont trop flous pour aboutir à un dispositif efficace. Un dispositif de surveillance mériterait d'être privilégié, le cas échéant pour introduire un dispositif d'incitation ultérieurement, avec une couverture appropriée des risques d'écarts portés par RTE et les acteurs concernés.**