

Réponse à la consultation publique de la CRE relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

La première partie de ce document reprend les grandes orientations que RTE soutient pour guider l'élaboration du prochain TURPE transport. La deuxième partie reprend les principales orientations techniques exposées par RTE dans ses réponses à la consultation publique de la CRE sur la structure tarifaire du 22 juillet 2015. La troisième partie rassemble les réponses détaillées aux questions numérotées posées dans la note de consultation.

1. Grandes orientations pour TURPE5

RTE souhaite souligner les nombreuses contraintes auxquelles le gestionnaire du réseau de transport doit s'adapter dans un contexte de forte évolution du système électrique, et alerter le régulateur sur les évolutions du cadre de régulation à prévoir en conséquence.

i. Pris en tenaille, le gestionnaire du réseau de transport subit les évolutions de fond du système électrique à l'«amont» et à l'«aval» du réseau, qui se traduisent par des déséquilibres croissants. Les défis auxquels il fait face sont nombreux :

A l'amont :

- Intégrer les énergies renouvelables au réseau, à une vitesse accélérée¹, demande des efforts d'investissement considérables sans avoir la visibilité nécessaire sur le rythme et la puissance à raccorder : « coups de barre » réglementaires qui engendrent des phénomènes de *stop and go*, incertitudes sur la réalisation des projets (dernier exemple: réalisation des parcs éolien *offshore*).
- S'adapter à davantage d'intermittence nationale et européenne, ce qui modifie en profondeur les modes de gestion du réseau ; obligation d'accepter l'électricité renouvelable sur le réseau, sans exigence d'écêtement. Parallèlement, manque de rentabilité des moyens de production thermique, qui ont pourtant un rôle d'équilibrage essentiel. L'ensemble fragilise la sécurité d'approvisionnement en électricité, et l'on demande au réseau de pallier ce déficit de capacités disponibles.
- Prendre en compte les incertitudes sur les capacités nucléaires et localisation des sites de production : gestion des arrêts de tranches dans le cadre du « Grand carénage » ; possibilité de modification très rapide des autorisations d'exploitation ; décalage du calendrier de mise en service de l'EPR de Flamanville ; vulnérabilité à un incident générique touchant plusieurs réacteurs comme ce fut le cas lors de l'hiver dernier en Belgique.
- Réaliser l'interconnexion avec les autres Etats membres, sous l'impulsion de la Commission européenne, ce qui requiert des investissements supplémentaires à financer. « Importation » des déséquilibres avec une interconnexion croissante des systèmes électriques européens, dans l'attente de clarification des règles de coopération entre les opérateurs de transport de chaque Etat membre au travers des codes de réseaux européens en chantier (les autres pays viendront-ils à notre secours en cas de défaillance sur notre territoire ? quelle attitude avoir face à une défaillance d'un pays voisin ?).

¹ La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 fixe un objectif de 40% d'énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2030.

A l'aval :

- S'adapter à la flexibilité croissante des usages. Déployer les technologies de réseaux qui permettront aux fournisseurs de proposer de nouveaux types d'offres commerciales (effacement,...).
- Garantir une qualité de réseau toujours plus grande, pour répondre aux exigences des professionnels (notamment secteurs primaire et secondaire), mais aussi des particuliers (produits bruns).
- Intégrer de nouveaux usages (voiture électrique², stockage d'électricité, méthanation) dont le développement à grande échelle peut être envisagé à moyen terme, et doit être accompagné par le GRT.
- Concilier la volonté des consommateurs de développer les réseaux locaux et l'autoconsommation tout en conservant le réseau comme assurance de dernier recours.
- Maintenir une échelle de prix qui permette aux industriels électro-intensifs de produire en Europe, sous peine de perdre définitivement ces gros contributeurs à l'équilibre financier du système.
- Faire face, à moyen-long terme, aux impératifs de gestion des actifs du réseau dont l'âge moyen augmente et aux évolutions engendrées par le changement climatique (exemple récent : épisode caniculaire ayant entraîné des défaillances sur les appareils de mesure dans les postes de transformation)

RTE évolue donc dans un contexte d'incertitude croissant et doit s'adapter à des évolutions profondes des enjeux du système électrique. Il rencontre des difficultés nouvelles et doit faire évoluer les modes de gestion du réseau. Ce phénomène devrait s'accroître dans les prochaines années, sans que l'on puisse en prévoir l'ampleur.

ii. Par ailleurs, RTE subit des contraintes propres, qui complexifient son activité industrielle et posent la question de sa capacité d'action financière dans la durée :

- L'acceptation sociétale des projets de ligne à haute tension est de plus en plus difficile, ce qui a pour effet d'accroître les délais de réalisation et de recourir de façon croissante aux lignes souterraines qui ne sont pas pour autant toujours exemptes de difficultés d'acceptation. Les coûts et les délais de réalisation des ouvrages s'en trouvent considérablement augmentés.
- Par le passé, l'évolution des coûts du transport d'électricité était supportée par une croissance comparable de l'assiette à laquelle s'appliquait son tarif : les soutirages. Ce n'est plus le cas. La stagnation de la consommation électrique, qu'elle résulte des actions de MDE ou de la crise économique, diminue l'assiette des soutirages sur laquelle il assoit l'essentiel de ses recettes tarifaires. La consommation électrique annuelle de la France après correction climatique a reculé de 0,4% en 2014. Cela confirme l'inflexion vers une stabilité de la consommation d'électricité observée depuis maintenant quatre années. Ce phénomène est amplifié par le développement de la production décentralisée, qui vient minorer les soutirages en énergie vus du réseau de transport.
- Les trajectoires d'investissements de RTE résultent de la poursuite des objectifs de politique énergétique dans le jeu de contraintes précédemment mentionné. Elles sont déclinées à travers le schéma décennal de développement du réseau, avant d'être approuvées par la CRE. Les équilibres financiers de RTE résultent de la cohérence des conditions de régulation, en particulier de la couverture des charges de capital, avec la trajectoire d'investissement à financer et le recours à l'endettement qui en découle, porté sur des horizons de plusieurs décennies. La préservation d'équilibres financiers sains de l'opérateur doit être un impératif

² La loi relative à la transition énergétique dispose qu' « afin de permettre l'accès du plus grand nombre aux points de charge de tous types de véhicules électriques et hybrides rechargeables, la France se fixe comme objectif l'installation, d'ici à 2030, d'au moins sept millions de points de charge (...) ».

afin de garantir sa capacité d'action dans la durée : RTE finance lui-même son endettement sur les marchés financiers et auprès d'organismes prêteurs tels que la BEI ; son attractivité financière auprès des créanciers doit être assurée à court terme comme à plus long terme.

iii. Enfin, la maîtrise du prix de l'électricité constitue un impératif majeur.

- Le tarif de transport ne représente qu'une faible part de la facture d'électricité des consommateurs domestiques (environ 8%), il ne se place pas moins dans un contexte où chacune des composantes de cette facture tend à augmenter. Si le TURPE n'a globalement pas évolué plus vite que l'inflation depuis 2004, le rattrapage s'opère depuis 2009 notamment du fait de la hausse des investissements.
- A ce titre, il est nécessaire d'adopter une vision globale de la facture payée par les consommateurs finaux, dans laquelle les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables ainsi que la fiscalité prennent une part croissante. TURPE et CSPE ne doivent pas se faire concurrence, mais être davantage articulés afin d'éviter une dérive des coûts supportés par les particuliers et les professionnels.

Préalablement à la définition des paramètres techniques de TURPE 5, RTE souhaite que la CRE engage une réflexion sur le cadre tarifaire :

1. **RTE questionne la pertinence du cadre quadri-annuel des tarifs.** Une période tarifaire de quatre ans est trop courte pour assurer la stabilité du cadre de régulation à moyen et long terme, en cohérence avec les horizons d'investissement sur le réseau de transport, mais trop longue pour pouvoir s'adapter aux éléments exceptionnels ou aux ruptures de tendance brutales.
Le niveau de rémunération de RTE doit être maintenu à un niveau suffisant dans la durée pour respecter ses équilibres financiers, afin de garantir dans la durée l'adaptation nécessaire à l'atteinte des objectifs de politique énergétique.
2. **RTE souhaite qu'une réflexion soit menée sur l'allocation des coûts entre les acteurs du système électrique.** Dans bien des cas, le TURPE supporte de façon automatique des coûts générés par les déséquilibres de l'amont ou de l'aval, sans qu'une analyse de ces coûts ne soit menée :
 - équilibrage du réseau et garantie des réserves ;
 - gestion de l'intermittence et mise en place d'un écrêtement ;
 - surinvestissements liés au déploiement des nouvelles capacités de production et aux nouveaux modes et usages de consommation.
3. **RTE juge nécessaire de faire évoluer la structure tarifaire pour prendre en compte l'usage assurantiel du réseau.** A ce titre, RTE partage le point de vue de la CRE selon lequel **les parts énergie et puissance dans la facturation de l'accès au réseau de transport doivent être rééquilibrées.**

2. Principales orientations techniques exposées par RTE dans ses réponses à la consultation

En réponse à la présente consultation portant sur les évolutions de structure tarifaire, RTE considère que le TURPE devra répondre aux objectifs suivants :

- ✓ **rééquilibrer la facturation à la puissance** par rapport à celle en énergie, RTE souhaitant un retour à une répartition 50/50 connue par le passé.
Actuellement, seul un tiers des recettes d'accès au réseau sur la composante soutirage provient de la tarification à la puissance ; cette répartition envoie un signal trop faible aux utilisateurs concernant leur demande de puissance mise à disposition comparé aux coûts qu'elle occasionne. RTE partage le point de vue de la CRE sur la nécessité d'un relèvement de la part puissance dans la facturation de l'accès au réseau. RTE estime que dans le contexte du développement de moyens de production en aval de ses points de livraison, les évolutions du rôle du réseau et des bénéfices qu'en retirent les utilisateurs devraient se traduire par un rééquilibrage des parts puissance et énergie dans la facturation de l'accès au réseau de transport, pour revenir à une répartition 50/50 qui était en vigueur avec TURPE1. Ce rééquilibrage paraît justifié selon les études menées par RTE selon deux méthodes de tarification (synthèse en annexe). Il adresserait un signal de modération des pointes de consommations, incitatif aux investissements dans des équipements économes et dès lors compatible avec l'objectif de maîtrise de la demande d'électricité.
Par ailleurs, RTE partage les interrogations de la CRE sur la nature de la puissance facturée dans le TURPE Transport, tant ses règles de gestion actuelles sont complexes et donnent à la part facturée à la puissance une variabilité importante. RTE souhaite promouvoir la facturation d'une puissance reflétant mieux les besoins de réseau de long terme des utilisateurs, qui n'évoluent en réalité que marginalement d'un mois sur l'autre.
- ✓ **allouer certains coûts de manière plus pertinente entre acteurs du système électrique**, notamment coûts d'équilibrage et de services système.
RTE juge bienvenue une évolution du partage des charges liées à l'équilibrage entre utilisateurs du réseau et responsables d'équilibre. Celle-ci permettra d'une part de mieux allouer certains coûts de l'équilibrage du système en répercutant ces coûts sur les acteurs qui en sont à l'origine, et elle s'avère d'autre part nécessaire pour respecter les exigences du projet de code de réseau européen relatif à l'équilibrage, dont la mise en application est prévue pour juillet 2016. Concernant la question d'une évolution des modalités de contractualisation de la réserve primaire, RTE estime que le sujet a vocation à faire l'objet d'une consultation particulière distincte des questions de structure tarifaire, sur le fondement des études à mener avec les acteurs français et européens. En fonction de la solution qui sera retenue, RTE estime que l'adaptation de la structure tarifaire devra répondre aux préoccupations suivantes : stabilité de l'enveloppe de coûts renvoyés aux clients qui soutirent et qui ne verront pas de modification du service, introduction d'une boucle de rappel en cas d'introduction d'un dispositif de marché compte tenu du retour d'expérience européen ; cette boucle de rappel pourrait passer par l'exposition des producteurs à une augmentation de l'enveloppe de coûts d'acquisition des réserves. Par ailleurs, un objectif fondamental dans toute évolution, outre celui primordial de la sûreté système, serait d'optimiser la fourniture de réserves primaires à une échelle régionale européenne.
- ✓ **Intégrer les dispositions relatives aux abattements de facture d'accès au réseau pour les sites fortement consommateurs d'électricité**. Dans un contexte de concurrence internationale accrue - qui affecte en particulier les clients industriels de RTE - et de dispositifs spéciaux mis en place dans d'autres pays européens, ces dispositions, introduites dans un premier temps par la CRE puis pérennisées par la loi relative à la transition

énergétique pour la croissance verte, auront vocation à être traduites dans la structure tarifaire de TURPE 5 transport.

- ✓ **Définir des règles permettant de faire émerger des signaux tarifaires d'effacement significatifs dans la facture des consommateurs**, afin de compenser l'effet de l'extinction des tarifs réglementés jaunes et verts. S'agissant de l'introduction d'un nouvel outil de « pointe mobile » :
 - Au niveau national, la cohérence entre les signaux de pointe mobile du TURPE 5 et les autres signaux de pointe (par exemple sur le mécanisme de capacité) semble nécessaire pour aboutir à de réels impacts sur les comportements de consommation.
 - Des études restent à mener sur la régionalisation de l'envoi d'un signal, qui pourrait apporter une réponse aux problèmes de tensions locales sur le réseau.

3. Réponses aux questions posées par la CRE dans la note de consultation du 22 juillet 2015

Question 1 : *les problématiques exposées ci-dessus sont-elles selon vous représentatives des enjeux soulevés pour la structure du TURPE par l'émergence des réseaux intelligents et par l'évolution du système électrique en termes de structure du TURPE ?*

Comme indiqué en première partie, RTE partage dans les grandes lignes les tendances de fond et problématiques exposées par la CRE en termes d'évolution du système électrique.

En ce qui concerne l'adaptation de la structure tarifaire, RTE met en avant la nécessité de réinterroger la répartition des recettes tarifaires entre « part puissance » et « part énergie ».

Actuellement, seul un tiers des recettes d'accès au réseau de transport d'électricité sur la composante soutirage provient de la tarification à la puissance. Cette répartition envoie un signal trop faible aux utilisateurs concernant leur demande de puissance mise à disposition, comparé aux coûts qu'elle occasionne.

En effet, la part de tarification à la puissance renvoie aux utilisateurs du réseau un signal économique correspondant au rôle assurantiel croissant que joue le réseau pour surmonter les aléas en offrant aux utilisateurs et aux territoires desservis la qualité et la sécurité d'alimentation requises. Le rôle assurantiel du réseau de transport est appelé à se renforcer pour les utilisateurs, notamment avec l'essor de la production décentralisée et de l'autoproduction en aval du réseau de transport, en tenant compte de l'intermittence de ces productions.

Dans ce contexte évolutif, il convient de renvoyer aux utilisateurs les coûts de réseau dont leurs usages sont à l'origine. A cette fin, RTE a réalisé deux études d'allocation des coûts de réseau basées sur des approches différentes (d'une part sur l'allocation de Shapley et d'autre part sur les coûts respectivement liés à la mise à la disposition de puissance et à l'acheminement de l'énergie en analysant les flux d'électricité lors des pointes nationales et locales). Ces études, présentées en annexe 1, arrivent toutes les deux à la conclusion qu'un rééquilibrage entre les parts puissance et énergie du tarif de transport refléterait davantage la structure des coûts du réseau de transport d'électricité.

Il convient également de considérer les impacts potentiels d'un rééquilibrage de la tarification entre puissance et énergie à 50/50 en termes d'évolution des factures pour les utilisateurs. Un rééquilibrage de la structure tarifaire conduirait à des transferts entre utilisateurs du réseau, ces transferts dépendant des paramètres techniques retenus afin de réaliser le rééquilibrage et notamment du versionnage du tarif. Les simulations de RTE laissent entrevoir en première analyse des transferts entre utilisateurs qui conduiraient dans la très grande majorité des cas à des variations de facture comprises entre -5% et +5% à profil de soutirage inchangé. Les variations de factures les plus importantes concerneraient les utilisateurs avec une durée d'appel très courte ou très longue. Un rééquilibrage progressif à la puissance permettrait donc de lisser les effets redistributifs d'un changement de structure, tout en envoyant un meilleur signal aux utilisateurs.

Dans un objectif de simplification et d'efficacité, ce rééquilibrage de la structure tarifaire aurait intérêt à s'accompagner d'une redéfinition des règles de gestion de facturation (question 28).

Question 2 : *voyez-vous d'autres enjeux à horizon TURPE5 ?*

La loi de transition énergétique pour une croissance verte du 17 août 2015 a défini un dispositif d'abattement de factures d'accès au réseau de transport d'électricité pour certains grands consommateurs industriels et installations de stockage aux profils d'utilisation du réseau spécifiques.

Ce nouveau dispositif législatif a été décidé dans un contexte de ralentissement économique marqué pour les grands consommateurs industriels et s'inscrit dans le contexte européen où de plus en plus de pays, à l'instar de l'Allemagne, ont mis en place des conditions tarifaires particulières pour les installations de stockage et les gros consommateurs industriels.

Les modalités de mise en œuvre du nouveau dispositif seront définies par décret très prochainement.

RTE souhaite un traitement pérenne du dispositif, afin d'éviter un apurement continu des écarts de recettes via le mécanisme du CRCP. Une solution pérenne pourrait passer par un ajustement des coefficients de la grille tarifaire à l'entrée du nouveau tarif TURPE 5.

Question 3 : *Plusieurs facteurs peuvent contribuer à la maîtrise des pointes de consommation : les signaux de prix du marché de l'électricité, le mécanisme de capacité, les dispositifs d'effacements, la structure des tarifs de réseaux et les mesures d'économie d'énergie. Quel doit être selon vous le rôle ou la part de ces facteurs dans l'atteinte de cet objectif ?*

Chacun de ces instruments participe à l'objectif de maîtrise de la consommation d'électricité, notamment aux périodes de pointe. Ils sont complémentaires car agissant sur différents éléments (équilibre offre-demande, problématique locale de tension sur le réseau) et différentes temporalités du système électrique (court terme, long terme).

Pour aboutir à un bon niveau d'efficacité, il est préférable qu'un outil donné corresponde à un seul objectif clairement défini. Le rôle du TURPE consiste à envoyer à chaque utilisateur un signal lié à son utilisation du réseau sur la base des coûts que cet usage génère du point de vue du réseau. Les pointes de consommation étant un facteur dimensionnant pour les infrastructures de réseau, un objectif essentiel en termes d'efficacité pour la collectivité des utilisateurs est d'intégrer dans la tarification des outils pour les maîtriser, notamment:

- le calage de l'horosaisonnalité : plus l'amplitude du signal prix entre la classe temporelle heures de pointes et les autres classes temporelles est importante, plus les utilisateurs sont encouragés à modérer leurs soutirages dans cette classe temporelle ;
- le rapport entre puissance et énergie : plus la part puissance est importante, plus les utilisateurs sont encouragés à lisser leurs soutirages pour une bonne utilisation de la puissance réservée ou facturée.

Afin de garantir que le signal véhiculé par le tarif de transport soit bien utile et complémentaire de signaux adressés par d'autres mécanismes, il convient également de s'assurer que les éléments permettant de le définir (économie de dimensionnement du réseau, économie sur les pertes réseau) ne sont pas déjà pris en compte dans les autres signaux.

Enfin, RTE estime qu'un signal tarifaire de modération des pointes de consommations est compatible avec l'objectif plus global de maîtrise de la demande d'électricité. En particulier, adresser aux consommateurs industriels des signaux incitant à la modération des puissances appelées dans une logique d'investissement ou d'amélioration de process industriels apparaît plus adapté, en première analyse, qu'un signal à l'énergie pénalisant les besoins de production.

Question 4 : *Etes-vous favorable à l'entrée en vigueur simultanée des TURPE HTA-BT et HTB à l'été 2017 ?*

RTE n'est que faiblement impacté par la date d'entrée en vigueur du TURPE 5 HTA-BT, le nombre de points de livraison gérés par le GRT à ces niveaux de tension étant extrêmement limité (clients HTB avec secours HTA, clients ex-borne poste). Toutefois, RTE reconnaît qu'une entrée en vigueur simultanée des tarifs pour la distribution et le transport serait bénéfique en termes de cohérence et

de lisibilité, et faciliterait la prise en compte des évolutions du TURPE HTB par les gestionnaires de réseaux de distribution.

De même, un réalignement des périodes des TURPE transport et distribution permettrait une meilleure cohérence des signaux tarifaires entre les deux tarifs, celle-ci permettant au TURPE distribution de mieux prendre en compte les signaux inclus dans le TURPE transport dans les signaux renvoyés aux clients finals.

RTE est favorable au maintien d'une échéance à l'été 2017 pour le premier mouvement tarifaire TURPE 5, dans la continuité des deux précédents changements de période tarifaire. Une telle échéance permet la mise en place d'un calendrier adéquat pour son élaboration (cf question 5). Durant la période d'application du TURPE, l'application des mouvements tarifaire chaque été laisse un temps suffisant pour la bonne prise en compte des recettes et dépenses réalisées l'année précédente dans le mécanisme d'apurement annuel du CRCP.

RTE s'interroge sur l'évolution de la durée des périodes de régulation tarifaires, actuellement de quatre années environ. Cette périodicité tarifaire de quatre ans est trop courte pour correspondre aux horizons d'investissement d'un gestionnaire de réseau de transport, mais relativement longue pour pouvoir s'adapter aux éléments exceptionnels ou aux ruptures de tendance brutales (des adaptations ayant déjà été introduites par le passé en ce qui concerne le mécanisme du CRCP et les évolutions tarifaires annuelles). Les régulations européennes du transport d'électricité sont certes hétérogènes au niveau des durées de période de régulation, mais certaines d'entre elles établissent des périodes plus longues qu'en France avec des clauses de rendez-vous permettant en cours de période tarifaire de prendre en compte des évolutions exogènes non anticipées : en Grande-Bretagne, la régulation est de 8 ans avec une revue de certains paramètres à mi-période ; en Allemagne, elle est de 10 ans, avec une revue importante à mi-période ; en Espagne, elle est de 6 ans.

RTE souhaite également rappeler que, quelle que soit l'échéance du premier mouvement tarifaire de la prochaine période, les revenus tarifaires annuels autorisés à partir du 1^{er} janvier 2017 et sur l'ensemble de la période devront assurer la couverture des charges prévisionnelles sur la même période calendaire.

Question 5 : *Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration du TURPE 5 ?*

RTE est d'avis que le calendrier envisagé par la CRE apparaît approprié à une mise en œuvre du TURPE 5 HTB à l'été 2017, sous réserve de concilier des délais de préparation resserrés avec une réflexion aboutie sur les besoins d'évolution du cadre de régulation tarifaire.

Par ailleurs, l'organisation d'une consultation publique sur la version finale de la grille tarifaire et les revenus autorisés à l'été 2016 nécessitera la fourniture préalable par RTE de ses propositions de trajectoires prévisionnelles de dépenses et de recettes (« dossier tarifaire »).

Il importe que les délais prévus allouent un temps suffisant pour établir un premier dossier tarifaire dans le courant du premier trimestre 2016, de manière à ce que RTE puisse fournir des prévisions adéquates à la CRE, accompagnées des informations disponibles sur le réalisé de 2015. Il importera également que le dossier tarifaire exposé par RTE puisse être mise à jour avant la consultation publique prévue à l'été 2016.

Question 6 : *Avez-vous des remarques sur ces principes généraux sous-jacents à la construction des tarifs ? Estimez-vous en particulier que le sens à donner au principe de péréquation tarifaire et à celui*

du timbre-poste pourrait être interrogé dans un contexte d'évolution des usages des réseaux (partie 1.5) ?

RTE n'identifie pas de difficulté particulière liée à l'application des principes de péréquation tarifaire et de tarification au timbre poste. Les difficultés rencontrées localement dans la gestion du RPT restent faiblement contrastées et ne sont pas de nature à réinterroger de ces deux principes.

Sans remettre en cause ces principes, dans le cadre des travaux sur le cadre de régulation pour TURPE5, pourrait être recherchée une meilleure incitation des parties prenantes locales à ce que les projets réseau se fassent au meilleur coût pour la collectivité. Les spécificités ou difficultés locales d'insertion des projets sont en effet à l'origine de surcoûts d'investissement non maîtrisables pour l'opérateur et actuellement entièrement mutualisés dans charges à recouvrer par le tarif.

Question 7 : *Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, du fait du foisonnement entre utilisateurs du réseau, la contribution des consommateurs aux coûts d'infrastructure dépend non seulement de leur capacité de pointe, mais aussi du taux d'utilisation de cette capacité ? Si ce n'est pas le cas, merci de présenter de façon étayée votre propre analyse de ce sujet.*

RTE partage l'analyse de la CRE sur l'importance de la prise en compte du foisonnement des courbes de charge dans la construction tarifaire et sur l'impact de la durée d'appel des soutirages sur le dimensionnement des ouvrages justifiant qu'une partie des coûts fixes liés aux infrastructures soit allouée à la part énergie du tarif. Un tarif binôme puissance / énergie constitue un bon compromis entre simplicité et lisibilité du tarif d'une part et représentativité des typologies de courbes de charge de soutirage sur le réseau de transport de l'autre.

Cependant, la répartition actuelle (1/3 à la puissance, 2/3 à l'énergie) fait porter une part trop importante de ces coûts sur l'énergie ce qui ne renvoie pas aux utilisateurs du réseau de transport une image fidèle des coûts qu'ils induisent dans le contexte actuel d'évolution de fond du système électrique (cf. question 1). Ainsi, les études réalisées par RTE (voir annexe 1) suggèrent qu'une répartition à part égale entre les parts puissance et énergie du tarif de transport refléterait plus justement la structure des coûts du réseau de transport.

Question 8 : *Avez-vous des améliorations à proposer quant à la méthode de construction tarifaire présentée ci-dessus ? Le cas échéant, merci de présenter de façon étayée vos propositions.*

a) Calage des options tarifaires

RTE s'interroge sur le nombre d'options tarifaires (MU, LU, TLU) nécessaires. Trois points sont à prendre en compte dans le choix du nombre d'options et leur calage : leur représentativité de la fonction de coût, leur différenciation et la lisibilité du jeu d'options retenues.

RTE considère que l'introduction de 3 options temporelles en HTB1 et HTB2 avec TURPE 4 n'a pas offert aux utilisateurs de possibilités de souscription suffisamment différenciées. En effet, des travaux menés par RTE sur la base des courbes de charge historiques des utilisateurs montrent que les 3 options n'entraînent pas, pour la plupart des points de facturation, de variation notable de la facture par rapport à la meilleure option horosaisonnalisée. Ainsi le passage à une seule option longue utilisation n'entraînerait qu'une augmentation de 11 M€ des factures sur 4.000 M€ de recettes tarifaires.

Afin d'allier la simplicité de la grille tarifaire à un signal efficace aux utilisateurs sur les coûts qu'ils génèrent, RTE est favorable à une grille tarifaire limitée à deux options tarifaires plus contrastées que les options actuelles et construite sur un rééquilibrage des parts puissance et énergie.

b) Cohérence entre puissance retenue dans la fonction de coût et puissance facturée dans le TURPE

Afin d'assurer l'efficacité des signaux tarifaires, les paramètres utilisés pour la facturation de l'accès au réseau (CART) doivent demeurer cohérentes avec le signal adressé par la tarification, i.e. le reflet des coûts d'usage du réseau à moyen ou long terme, sans introduire de complexité diluant le signal.

Les règles de facturation de la part puissance, qu'elle qu'en soit la définition (puissance souscrite ou puissance atteinte) devront donc refléter au mieux les coûts à moyen et long termes générés par les profils d'utilisation du réseau (cf. question 28 bis).

c) Nature des coûts utilisés

La méthode présentée ne détaille pas la nature des coûts de RTE qui sont utilisés pour déterminer les coûts unitaires ni la façon dont ces coûts de RTE sont répartis entre les différents niveaux de tension. RTE considère que la méthode devrait indiquer plus précisément quels sont les coûts utilisés ainsi que la façon dont ils sont répartis entre les niveaux de tension car cela a un impact important dans le poids relatif des différents tarifs du réseau de transport.

Question 10 : *Etes-vous favorable à la prise en compte du coût de la capacité dans le calcul des coûts horaires des pertes sur les réseaux ?*

A compter de l'année de livraison 2017, RTE devra fournir les garanties de capacité correspondant à l'achat d'énergie pour ses pertes. Le montant de garanties de capacité exigé sera fonction du volume de pertes sur le réseau de transport aux périodes où le risque de défaillance est le plus élevé, correspondant aux jours PP1.

Afin d'assurer la cohérence des signaux visant à la maîtrise de la pointe du système électrique, RTE juge qu'il serait cohérent de prendre en compte les coûts liés à cette obligation dans la méthodologie du calcul des coûts horaires unitaires des pertes, en allouant ces coûts sur les heures où le risque de défaillance est le plus élevé.

Question 11 : *Quelle est votre analyse quant à la prise en compte l'existence d'aléas climatiques extrêmes dans la méthode de calcul des coûts unitaires d'infrastructure ?*

La prise en compte d'aléas climatiques extrêmes entraînerait une plus grande différenciation des tarifs des classes temporelles, menant à une plus grande volatilité des factures pour les clients et des revenus annuels pour les gestionnaires de réseaux. Une telle prise en compte devrait donc être étudiée avec pondération pour bien anticiper et en maîtriser les conséquences.

RTE estime que la prise en compte de conditions météorologiques observées sur un historique de plusieurs années, plutôt que sur une seule année aux conditions extrêmes, serait susceptible de fournir une solution pondérée.

Questions 12: *Partagez-vous l'analyse de la CRE quant à la non-pertinence d'une option à pointe mobile pour le niveau de tension HTB3 ?*

RTE partage l'analyse de la CRE. La fonction de grand transport qu'assure le réseau HTB3 ainsi qu'une partie du réseau HTB2 entraîne que les coûts de développement associés dépendent plus des plans de production et des échanges à la maille européenne et sont beaucoup moins sensibles aux profils

des soutirages que les réseaux de desserte locale. Une différenciation temporelle (horo-saisonnalité ou pointe mobile) du tarif HTB3 n'est donc pas pertinente.

Questions 13 : *Que pensez-vous de l'utilité de l'introduction d'une pointe mobile pour les domaines de tension HTB1 et HTB2 ?*

Dans le cadre des travaux menés sur les réseaux électriques intelligents (rapport publié le 9 juillet 2015), RTE a évalué l'intérêt de différents types d'effacements de consommations électriques pour la gestion des congestions et le report d'investissements de renforcement sur le réseau de transport. Il en ressort que la valeur des effacements pour modérer les coûts de développement du réseau de transport reste sensiblement plus faible que la valeur de ces mêmes effacements pour l'équilibre offre-demande d'électricité (en termes d'adéquation à long-terme offre-demande, d'impact sur le prix de marché à l'énergie et de fonctionnement du mécanisme d'ajustement). Selon les caractéristiques des effacements, la composante de valeur pour le réseau de transport ne représenterait qu'entre 0 et 10% de la valeur économique totale des effacements du point de vue de la collectivité.

Du point de vue des réseaux, des réductions ou reports de consommation générés par des signaux tarifaires de type pointe mobile s'apparentent à des effacements. Ainsi, les signaux économiques qui pourraient être véhiculés par le TURPE HTB1 et 2 pour refléter aux consommateurs la valeur, du point de vue du réseau de transport, d'une réduction ou report de leurs consommations lors de périodes de pointe resteraient relativement faibles, et finalement peu efficaces car noyés par d'autres signaux économiques.

Le tarif de soutirage horosaisonnalisé comporte déjà des signaux de modération des consommations à pointe fixe. L'effet d'une tarification en pointe mobile ne conduirait donc qu'à une optimisation du second ordre des coûts de réseau en plus de celle déjà obtenue par la structure tarifaire horosaisonnalisée.

Dans l'hypothèse d'un signal à pointe mobile au niveau HTB1 et HTB2, sans y être opposé, RTE s'interroge par conséquent sur :

- l'efficacité d'un signal reflétant de véritables économies de coûts de développement du réseau, sans surpondération du signal ;
- les modalités éventuellement locales de mise en œuvre du signal. La question de la bonne adéquation entre le critère de déclenchement du signal et les économies de réseau générées serait cruciale, ces dernières étant liées à des contraintes locales voire très locales.

Par ailleurs, RTE attire l'attention sur les effets induits d'éventuelles modifications des grilles tarifaires associées à une option pointe mobile sur les réseaux HTB1 et 2. Des modifications de grilles tarifaires soulèveraient des problèmes d'articulation avec les critères d'éligibilité au dispositif d'abattement tarifaire pour certains grands consommateurs industriels. L'un des critères d'éligibilité envisagé dans le projet de décret mis en consultation le 22 septembre 2015 pour les utilisations anticycliques du réseau est fondé sur la distinction des Heures Pleines et des Heures Creuses tout au long de l'année. RTE ne serait donc pas favorable à une fusion de classes temporelles Heures Pleines et Heures Creuses dans l'hypothèse de l'introduction d'une option pointe mobile en HTB1 et 2.

Question 28bis : *Etes-vous favorable à la tarification puissance atteinte ?*

RTE souscrit aux arguments de la CRE sur la simplification de la tarification à la puissance. Les règles actuelles de gestion de la puissance sont en effet complexes, notamment pour certains utilisateurs industriels.

D'une part, la différenciation temporelle de la part puissance a considérablement complexifié les règles de souscription de puissance alors même que la plupart des utilisateurs ont finalement souscrit 5 puissances égales : au 1^{er} avril 2015, la somme des puissances souscrites Heures Creuses Été était ainsi supérieure de moins de 2% à la somme des puissances souscrites Heures de Pointe. Si la CRE devait maintenir une tarification à la puissance souscrite, RTE proposerait de revenir à une puissance souscrite unique pour l'ensemble des plages tarifaires.

D'autre part, RTE considère que la puissance facturée devrait refléter les besoins long terme des utilisateurs, qui n'évoluent que marginalement d'un mois sur l'autre. La puissance souscrite, telle qu'elle existe actuellement, ne répond pas à ce besoin. En particulier, la possibilité offerte aux utilisateurs de redéfinir leur puissance souscrite en fin de mois avec une prise d'effet rétroactive n'incite pas les utilisateurs à anticiper et limiter leurs pointes de consommation. Dans un objectif d'efficacité, la possibilité de redéclaration en fin de mois de puissance souscrite devrait être limitée à des circonstances exceptionnelles.

Une tarification à la puissance atteinte pourrait présenter les mêmes défauts que la puissance souscrite si la durée sur laquelle était évaluée la puissance atteinte n'était pas suffisamment longue. Par exemple, pour les clients thermo-sensibles, une tarification à la puissance atteinte calculée au pas mensuel conduirait à une forte volatilité des factures en cas de succession d'hivers froids et doux.

Si la CRE devait s'orienter vers une tarification à la puissance atteinte, celle-ci gagnerait à être facturée sur la base d'une période glissante de 12 ou 24 mois.

RTE étudie actuellement différentes options, basée sur les données existantes, contractuelles ou calculées, et présentera des propositions à la CRE à l'issue de ces réflexions.

En ce qui concerne les modifications éventuelles des grilles tarifaires et notamment , la suppression de la différenciation entre les Heures Creuses Hiver et Heures Pleines Hiver dans le cadre de l'option pointe mobile, RTE attire l'attention de la CRE sur l'impact de ces changements sur les modalités d'application de l'abattement tarifaire dont peuvent bénéficier les utilisateurs du RPT puisque l'un des critères d'éligibilité qu'il prévoit est fondé sur la distinction des HP et des HC tout au long de l'année. RTE n'est donc pas, à ce stade, favorable à une telle fusion des classes temporelles.

Question 29 : *Etes-vous favorable au choix de la période de pointe PP1 pour définir la période de pointe mobile du TURPE HTA à l'horizon du TURPE 5 ?*

Dans l'hypothèse de mise en œuvre d'un mécanisme de pointe mobile et pour définir cette période de pointe mobile, RTE serait favorable à l'utilisation de la période de pointe PP1.

Historiquement, les périodes de pointe mobile des offres de fourniture étaient définies par les caractéristiques des Tarifs Réglementés de vente tels que les EJP ou Tempo, qui ont été structurés il y a plus de 10 ans. Le nombre de jours de pointe dans ces tarifs (22) n'est plus nécessairement adapté aux conditions d'aujourd'hui, même à la suite de la reprise en 2014 de la gouvernance Tempo par RTE. Par ailleurs, le déploiement des compteurs Linky permettra progressivement à chaque fournisseur de définir et de choisir ses propres périodes de pointe.

Le mécanisme de capacité entré en vigueur en 2015 pour la phase de certification pour une première année de livraison en 2017 prévoit des périodes de pointe qui correspondent mieux aux enjeux actuels et à venir du système électrique. La période de pointe PP1 est utilisée pour le calcul de l'obligation en capacité des fournisseurs, ce qui transmet logiquement un signal d'incitation aux effacements de consommation. Il est donc attendu que les offres de fourniture à effacement qui seront définies par les fournisseurs prennent en compte ce signal, mais également que les Tarifs Réglementés de vente puissent s'aligner. La CRE s'est ainsi prononcée en faveur d'une convergence du dispositif « Tempo » avec le mécanisme de capacité dans la Délibération du 16 Juillet 2015, et RTE soutient cette proposition.

Les périodes de pointe du mécanisme de capacité, et en particulier PP1 pour ce qui concerne les effacements, sont un outil de synchronisation des actions dans le système électrique pour gérer les pointes nationales de consommation. Il est donc logique que les périodes de pointe mobile du TURPE s'alignent sur ce signal, afin de limiter le nombre de signaux tarifaires et de marché, d'assurer la lisibilité de ces signaux et leur compréhension par les consommateurs et d'éviter une « dilution » de la force des signaux pour qu'ils adressent des incitations significatives.

A cet égard, le nombre restreint de jours dans la période PP1 (10 à 15), ainsi que le ciblage précis des heures associées (10h/jour) évitent une dilution du signal de pointe. Concentrer le signal sur les heures où il est le plus pertinent permet d'accroître son intensité, tout en évitant de perturber trop souvent les comportements des consommateurs.

RTE est donc favorable au choix de la période de pointe PP1 pour définir la période de pointe mobile du TURPE à l'horizon TURPE 5.

Question 31 : *Etes-vous favorable à la modification présentée des principes de couverture du volet énergie des charges liées à l'équilibrage ?*

RTE juge bienvenue une évolution du partage des charges liées à l'équilibrage, qui permettra d'une part de mieux allouer certains coûts de l'équilibrage du système en répercutant ces coûts sur les acteurs qui en sont à l'origine, et qui s'avère d'autre part nécessaire pour respecter les exigences du projet de code de réseau européen relatif à l'équilibrage, dont la mise en application est prévue avant la fin de TURPE4.

La neutralité pour le GRT de l'activation d'énergie de réglage constitue une exigence du code de réseau européen relatif à l'équilibrage.³ Cette neutralité pour le GRT peut être atteinte dans le cas français de deux manières : 1/ par le tarif d'utilisation du réseau de transport et une inclusion de ce poste dans le CRCP ou 2/ par le compte ajustements-écarts.

Néanmoins, alors que le dimensionnement des réserves se base sur la nature physique de l'utilisation du réseau, l'activation de l'énergie de réglage résulte uniquement des écarts constatés des responsables d'équilibre. La logique de répercussion des coûts d'activation aux acteurs qui en sont à l'origine conduit donc RTE à soutenir la seconde des deux options, c'est-à-dire faire porter aux responsables d'équilibre, à travers le compte ajustements-écarts, les coûts liés à l'activation de l'énergie de réglage des réserves primaire et secondaire, ainsi que les coûts liés aux différences entre les échanges commerciaux prévus aux frontières et les flux constatés.

Question 32 : *Etes-vous favorable au transfert dès l'entrée en vigueur des prochaines Règles MA – RE (printemps 2016) des coûts d'activation de la réserve secondaire vers le compte ajustements écarts ?*

RTE est favorable à un basculement des coûts d'activations de la réserve secondaire du périmètre des charges à couvrir par le TURPE au compte ajustements écarts dès le printemps 2016, notamment afin d'accompagner la participation du système français au projet européen IGCC de *netting* d'activation de la réserve secondaire.

Lors du calage du tarif TURPE 4, les charges et recettes prévisionnelles liées à l'activation à la hausse ou à la baisse d'énergie de réglage par la réserve secondaire ont été considérées nulles en espérance (comme celles de la réserve primaire par ailleurs). Un basculement de la couverture de ces recettes et charges liées à l'activation d'énergie de réglage par la réserve secondaire via le calcul du coefficient k à compter de 2016 n'aura donc pas d'impact sur le niveau du TURPE payé par les utilisateurs du réseau.

³ Article 55 de l'annexe à la recommandation de l'ACER du 20 juillet 2015

Question 33 : *Estimez-vous qu'une révision de la répartition entre injections et soutirages pour le financement de certaines des charges de constitution des réserves tertiaires (réserves rapide et complémentaire) et de l'appel d'offres effacement devrait être mise en œuvre ? Si oui, quelle répartition proposez-vous et pourquoi ?*

Les charges en question sont actuellement répercutées aux RE sur la base de leurs soutirages physiques. Le « coefficient c » appliqué proportionnellement au soutirage physique des responsables d'équilibre est aujourd'hui fixé à 0,15 €/MWh, ce qui représente une enveloppe totale d'environ 65 M€.

Les études menées par RTE concluent qu'il n'est pas possible de déduire des activations de réserves, qui résultent d'une multiplicité d'aléas, un ratio précis et incontestable pour le partage des charges de constitution de ces réserves.

Néanmoins, une répartition des charges entre injections et soutirages semblerait compatible avec les origines des coûts du réglage de la fréquence. En particulier, dès lors que le dimensionnement des réserves se base sur l'ensemble des actifs physiques raccordés au réseau⁴, il paraît logique que les producteurs contribuent au financement de la contractualisation de l'ensemble des outils permettant le réglage de la fréquence.

Répartir entre soutirages et injections les coûts des réserves nécessaires au réglage de la fréquence permettrait d'adresser des signaux économiques incitatifs aux fournisseurs de ces services. Une répartition équilibrée des charges en question, à parts égales entre injections et soutirages, pourrait être envisagée.

Question 34 : *Considérez-vous qu'il faille également que le financement de ces réserves porte sur la puissance d'injection ou de soutirage souscrite davantage que sur la seule énergie injectée ou soutirée ? Si oui, quelle répartition proposez-vous et pourquoi ?*

RTE juge pertinente la suggestion de la CRE d'étudier la répartition du financement entre une part puissance et une part énergie, pour les deux raisons suivantes.

En premier lieu, la constitution des réserves de capacités pour le réglage de la fréquence répond à une logique assurantielle associée à la puissance des capacités connectées au réseau. La puissance constitue un facteur dimensionnant pour le coût de ces réserves et les signaux économiques à adresser aux acteurs.

En second lieu, dans l'hypothèse d'une participation des producteurs au financement de ces réserves, un financement portant sur la puissance d'injection éviterait l'inconvénient de transformer une charge fixe en une charge variable à l'énergie produite et commercialisée.

Question 35 : *Pensez-vous que les coûts liés à la reconstitution des marges devraient être financés de la même manière que les réserves rapide et complémentaire ?*

Les actions de reconstitution des marges sur le mécanisme d'ajustement représentaient en 2014 un volume de 165 GWh sur un total de 7,5 TWh (soit un peu plus de 2% des actions sur le mécanisme d'ajustement). Ces actions de reconstitution permettent de garantir un niveau de marge suffisant pour faire face à d'éventuels aléas sur l'offre et/ou la demande et ont, comme la constitution des

⁴ La réserve rapide demeure par exemple dimensionnée sur la base de la capacité du plus gros groupe de production couplé au système français.

réserves tertiaires, une finalité assurantielle. Le transfert de ces coûts vers l'ensemble des soutirages et/ou des injections physiques, de façon similaire aux réserves rapide et complémentaire, pourrait donc se justifier par un souci de cohérence de traitement.

Toutefois, les actions de reconstitution des marges tiennent aussi compte des déséquilibres prévisionnels des responsables d'équilibre : plus les responsables d'équilibre sont équilibrés, plus les actions de reconstitutions des marges sont limitées, et inversement. Les appels pour cause marge peuvent donc être considérés en tout ou partie comme un prolongement des écarts des responsables d'équilibre, ce qui justifie le dispositif actuel de recouvrement de ces coûts via le coefficient k (financé par la communauté des responsables d'équilibre en écart).

Le financement de ces coûts n'est pas remis en cause par l'avis de l'ACER sur le projet de code de réseau européen relatif à l'équilibrage. Dans un souci de simplicité, RTE considère qu'il est préférable de maintenir un financement des appels pour cause marge par le coefficient k .

Question 36 : *Avez-vous d'autres remarques à apporter sur le partage du financement des coûts d'équilibrage ?*

RTE estime que la question du partage des coûts de l'équilibrage pourrait traiter l'ensemble des outils mobilisables pour le réglage de la fréquence. Outre les réserves primaire, secondaire, rapide, et complémentaire, ces outils incluent notamment l'interruption instantanée de consommateurs finals agréés.

La Loi sur la Transition Énergétique prévoit une évolution du dispositif d'interruptibilité, conduisant à une augmentation significative des charges associées qui pourraient représenter près d'une centaine de millions d'euros par an en année pleine, en fonction des modalités d'application. Selon les nouvelles dispositions législatives et selon les règles de financement existantes, ces charges devront être couvertes par ajustement du tarif d'utilisation du réseau de transport d'électricité dès leur entrée en vigueur.

Question 37 : *Estimez-vous que les règles actuelles de constitution des réserves primaire et secondaire (prescription d'acteurs obligés et prix régulé) doivent être modifiées ?*

La mise en place en décembre 2014 d'un mécanisme d'échange de réserves de gré à gré a permis une optimisation des échanges de réserves symétriques. RTE considère aujourd'hui que cette optimisation à la maille France de ressources existantes est complète ou en voie de l'être.

La mise en place d'un mécanisme de marché organisé, avec la poursuite de la diversification des produits (réserves dissymétriques) pourrait favoriser le dépôt d'offres par de nouveaux acteurs tels que les sites de soutirage. En outre, une ouverture d'un mécanisme à une maille régionale européenne présenterait un intérêt pour l'optimisation de la fourniture des réserves. L'import de réserves primaires pourrait notamment permettre d'accroître l'optimisation des moyens de production et d'effacement à la maille européenne, et réduire ainsi au sein du système électrique français la mobilisation d'installations de production moins économiques pour constituer les réserves en question.

Il convient cependant de considérer que les modalités actuelles de constitution des réserves primaire et secondaire (prescription d'acteurs obligés et prix régulés) ont été historiquement privilégiées par crainte des incertitudes techniques et économiques sur le fonctionnement de solutions de type purement « marché ». Toute proposition de modification des règles actuelles devra donc être analysée à la lueur des impératifs de sûreté d'exploitation et de prévisibilité économique.

Le retour d'expérience de la Belgique (question 39 et 40) montre que la modification des règles d'acquisition de réserves s'accompagne nécessairement de mécanismes de régulation adaptés à la maîtrise de l'enveloppe de financement et de sa volatilité, afin de modérer les impacts subis par l'opérateur régulé et les utilisateurs. En particulier, l'objectif n'étant pas de modifier le niveau de service offert aux utilisateurs qui soutirent du réseau, la stabilité des coûts recouverts via la tarification aux soutirages semble une modalité d'accompagnement nécessaire à toute évolution des règles d'acquisition des réserves.

La question d'une évolution des modalités de contractualisation de réserves a vocation à faire l'objet d'une consultation particulière distincte des questions de structure tarifaire, sur le fondement des études à mener avec les acteurs français et européens.

Question 39 : *Etes-vous favorable à l'organisation d'appels d'offres pour contractualiser tout ou partie de la réserve primaire ? Considérez-vous opportun de mener une telle contractualisation de façon conjointe avec d'autres GRT européens ?*

Comme indiqué en réponse à la question 37, RTE considère que la question d'une évolution des modalités de contractualisation de réserves primaires a vocation à faire l'objet d'une consultation particulière distincte des questions de structure tarifaire, sur le fondement des études à mener avec les acteurs français et européens. La première exigence que devrait respecter un nouveau mécanisme d'acquisition des réserves primaires serait celle de la sûreté système.

Un intérêt fondamental dans l'organisation d'un appel d'offres pour la contractualisation de réserve primaire résiderait dans l'eupéanisation de la fourniture de la réserve primaire. Il importe en effet d'analyser de manière distincte les conditions économiques et les impacts possibles d'un appel d'offres transfrontalier organisé conjointement avec d'autres GRT européens et ceux d'un appel d'offres limité à la maille France.

Un appel d'offres à la maille européenne pour la réserve primaire présenterait des intérêts en termes d'optimisation de la fourniture des réserves. D'une part, un appel d'offres à la maille européenne apporterait une plus-value certaine à l'optimisation importante déjà réalisée aujourd'hui à la maille France sur cette gamme de produits via les échanges de gré à gré (échanges de NER : notification d'échange de réserve). D'autre part, un appel d'offres transfrontalier permettrait d'avoir une structure de marché plus diversifiée et concurrentielle qu'à la seule maille France.

A contrario, les gains d'optimisation à la maille France en cas d'appel d'offres national seraient beaucoup plus limités en raison d'une optimisation préexistante déjà importante via les échanges de gré à gré. Une moindre variété des offres que dans un dispositif européen serait également un facteur d'incertitudes sur le prix d'acquisition des réserves issu d'un mécanisme d'appel d'offres à une maille nationale limitée. Les effets d'un appel d'offre national pourraient s'avérer être essentiellement des effets de redistribution entre différents producteurs et utilisateurs du réseau, plutôt que des gains d'efficacité bénéficiant aux utilisateurs.

Néanmoins, RTE souhaite à nouveau souligner que, dans le cas d'un appel d'offres transfrontalier comme dans celui d'un appel d'offres purement national, les risques d'augmentation de l'enveloppe dédiée à la contractualisation de la réserve primaire et de la volatilité de cette enveloppe sont très importants.

On peut citer l'exemple de la Belgique où les difficultés rencontrées par Elia pour constituer les niveaux requis de réserves ont amené il y a quelques années les prix issus de l'appel d'offre à des

niveaux jugés déraisonnables par le régulateur, justifiant un retour partiel à un modèle basé sur des obligations et des prix régulés par le biais d'arrêtés ministériels et royal.⁵

Les prix affichés par les producteurs de l'UFE lors de la concertation menée en 2010-2011 se situaient aux alentours de 30€/MWh, bien au-delà du prix régulé actuel. Les prix de l'AO transfrontalier commun aux GRT allemands, autrichien, néerlandais et suisse se situent quant à eux aux alentours de 24€/MWh sur le début d'année 2015, avec une tendance des prix à la hausse⁶ et des offres des acteurs semblant a priori décorréliées des fondamentaux.⁷

Une éventuelle modification des règles d'acquisition de réserve primaire pour basculer dans un système d'appel d'offres s'accompagnerait donc nécessairement de mécanismes de régulation adaptés à la maîtrise de l'enveloppe et de sa volatilité, afin de modérer les impacts subis par l'opérateur régulé et les utilisateurs.

Question 40 : *Pensez-vous opportun de faire supporter par les producteurs une partie des coûts de constitution des services système ? En particulier, que pensez-vous de la proposition de la CRE de faire supporter par les producteurs tout ou partie de la différence par rapport à la situation actuelle (18,20 €/MW/h) ?*

Sous réserve des études à mener et de consultation adaptée des acteurs français et européens, les exemples précédemment mentionnés (question 39) montrent un risque d'augmentation du coût des réserves, à service rendu aux utilisateurs constant. En effet, quel que soit le mode d'allocation des coûts retenu, une grande volatilité de l'enveloppe semble inhérente à un mécanisme de marché dans lequel les acteurs baseraient leurs offres sur un coût d'opportunité par rapport à des prix de marché qui sont eux-mêmes volatils.

L'objectif d'une modification éventuelle des règles d'acquisition de réserves primaires n'étant pas de modifier le niveau de service offerts aux utilisateurs qui soutirent du réseau, il pourrait être rationnel le cas échéant de viser une adaptation associée de la structure tarifaire répondant aux préoccupations suivantes :

- stabilité de l'enveloppe de coûts recouverts via la tarification dans les conditions actuelles (« prix régulé ») et renvoyés aux clients qui soutirent et qui ne verront pas de modification du service,
- introduction d'une boucle de rappel tenant compte du retour d'expérience européen ; cette boucle de rappel pourrait passer par l'exposition des producteurs à la part supplémentaire des coûts d'acquisition des réserves primaires (correspondant à un prix d'appel d'offres supérieur au « prix régulé » actuel).

Une éventuelle affectation aux producteurs, par exemple via une composante tarifaire à l'injection, de la partie volatile des coûts d'acquisition de réserve ne ferait que rendre explicite le mécanisme

⁵ CREG (AVIS (A)130704-CDC-1266)

⁶ Une analyse des données rendues publiques par la plate-forme commune aux GRT allemands, hollandais, suisses, et autrichiens, révèle que le prix moyen annuel de l'appel d'offres commun pour les FCR (Frequency Containment Reserves) a augmenté de 9% entre 2012 et 2013, de + 19% entre 2013 et 2014, et de +16% sur le début d'année 2015 (dernier appel d'offres pour la période du 03/08 au 09/08 par rapport à la même période en 2014).

⁷ En théorie, le coût pour un producteur de fournir des réserves est la perte d'opportunité en résultant sur les marchés de l'énergie, ce qui pour une centrale thermique au gaz ou au charbon correspond par exemple respectivement au clean spark spread et au clean dark spread. Or, on observe que la baisse constatée des prix de l'électricité, ainsi que des dark et spark spreads en Allemagne (voir par exemple le volume 7 du quarterly report on European electricity markets publié par la commission européenne) ne se traduit pas par une baisse du prix issu de l'AO commun pour les FCR.

implicite qui existe aujourd'hui où, comme l'affirment les producteurs, le prix régulé actuel ne reflète pas la totalité des coûts qu'ils supportent pour fournir les réserves primaire et secondaire. La différence entre le prix régulé actuel et le coût du réglage de la fréquence resterait ainsi à la charge des producteurs, avec un mécanisme redistributif depuis les producteurs qui fournissent les services de réglage de la fréquence vers l'ensemble des producteurs. C'est d'ailleurs la solution retenue par le régulateur belge suite à la hausse du coût des services systèmes décrite dans la question 39 : les coûts de la contractualisation des services systèmes en Belgique sont désormais portés à 50% par les injections.

Une telle exposition partielle des producteurs à la hausse et à la volatilité des coûts de constitution de réserve pourrait constituer un mécanisme incitatif à la maîtrise des impacts potentiels d'un mécanisme de marché pour l'opérateur régulé et pour les utilisateurs du réseau.

Une autre question porte sur la symétrie ou la dissymétrie de traitement des cas dans lequel le prix issu d'un appel d'offres serait inférieur au « prix régulé » actuel et dans lequel le prix issu de l'appel d'offres serait supérieur au « prix régulé » actuel.

Il restera primordial pour RTE que le mécanisme de couverture des coûts soit adapté à la volatilité de l'enveloppe financière à couvrir au cours d'une période de régulation tarifaire. La poursuite de cette réflexion nécessitera donc de considérer les adaptations nécessaires induites sur les mécanismes tarifaires tels que le CRCP, en cohérence avec le nouveau dispositif et la structure tarifaire qui seraient retenus.

Question 41 : *Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la réserve secondaire ? Si non, quelles alternatives proposez-vous ?*

RTE considère qu'il est nécessaire de traiter différemment la contractualisation des réserves primaire et secondaire, d'une part du fait de perspectives d'eupéanisation à court-terme différentes, et d'autre part d'une plus forte concentration en France de l'offre de réserve secondaire comparée à celle de réserve primaire. Le maintien du dispositif actuel de contractualisation apparaît comme pertinent pour la réserve secondaire.

De plus, si des évolutions (partielles ou totales) de la contractualisation de la réserve secondaire devaient être envisagées, il serait essentiel de faire évoluer les dispositions tarifaires de couverture des coûts pour accompagner la croissance ou la volatilité de l'enveloppe associée.

En revanche, RTE ne serait pas en faveur d'un alignement des prix d'acquisition de la réserve secondaire sur les prix issus d'un éventuel appel d'offres pour l'acquisition de réserve primaire. Un tel alignement ne tiendrait pas compte de la nature différente de ces produits, pour lesquels les offres de producteurs ne sont pas les mêmes.

RTE juge préférable de ne pas modifier artificiellement la rémunération des coûts du réglage secondaire, et la répartition des coûts qui en résulte.

Question 42 : *Etes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE concernant la tarification des injections ?*

Les choix de localisation des producteurs sont guidés par de nombreux facteurs, parmi lesquels figurent les coûts de transport d'électricité principalement à travers le coût de raccordement. Les producteurs n'internalisent donc que très partiellement les conséquences de leurs décisions en termes de coûts d'exploitation induits pour le réseau de transport, notamment coûts de congestion, coût de développement du réseau, coût de compensation des pertes. La question du signal en matière de coût transport qui leur est envoyé tant lors de leur raccordement que lors de l'exploitation de leur installation est donc légitime.

Néanmoins, aux yeux de RTE, la question de la géo-différenciation du timbre d'injection ne constitue pas l'un des enjeux majeurs pour TURPE 5 dans un contexte de coûts de congestion historiquement bas sur le réseau de transport et du déploiement des S3REnR qui véhiculeront un signal de localisation aux nouvelles installations ENR à travers les montants régionalisés des quotes-parts associées aux conditions régionales de raccordement au réseau. Le dispositif S3RENr vise en effet à intégrer dans le montant dû par les producteurs EnR à leur raccordement une partie des coûts incrémentaux générés sur les réseaux amont en contrepartie notamment d'une réservation de capacité.

A l'avenir, il est probable que les fonctionnalités des réseaux électriques intelligents autorisent une gestion plus fine des situations locales de congestion et de limitation de production, avec à la clé des possibilités d'étalement dans le temps supérieures à aujourd'hui de certains investissements de renforcement du réseau. Des expérimentations en ce sens pourraient être prévues au cours de la période TURPE 5, accompagnées d'une réflexion sur la couverture cohérente des charges d'exploitation et de capital induites pour le réseau.

Annexe 1 : exposé de la méthode suivie par RTE pour évaluer le rapport entre tarification à la puissance et à l'énergie.

Les propositions de RTE d'un rééquilibrage des parts puissance et énergie s'appuient notamment sur deux études cherchant à répondre à la question « de quoi le rapport entre tarification à la puissance et tarification est-il être le reflet ? ».

Ces deux études sont basées sur des approches différentes : la première modifie l'approche Shapley blocs retenue par la CRE afin de passer à une approche Shapley utilisateurs (pour chaque poche, calcul des valeurs de Shapley des utilisateurs par tirages aléatoires) alors que la seconde s'appuie sur les taux de charge des lignes observés lors des passages des pointes nationales et locales. Elles concluent toutes deux à un renforcement nécessaire de la part relative à la puissance qui devrait ainsi représenter selon l'étude la plus conservatrice au minimum 55% des revenus tarifaires (contre environ 33% dans la structure actuelle).

Ce document a pour objet la présentation détaillée de ces études et de leurs résultats.

Pour une classe temporelle et un niveau de tension donnés, la tarification de l'accès au réseau de transport repose essentiellement sur deux paramètres : la puissance maximale appelée et l'énergie soutirée au point de livraison du réseau public de transport. La pertinence de ces paramètres et leurs poids relatifs doivent être revus à intervalles réguliers afin de prendre en compte les évolutions de la demande, des coûts, de la disponibilité des équipements.

Il est préférable que les évolutions de structure soient progressives afin de ne pas générer de bouleversement et de donner de la visibilité aux utilisateurs. Ce besoin de progressivité et de visibilité incite à prendre en compte sans tarder les évolutions de coûts de long terme, soit dès TURPE 5. En effet, tout retard pris dans l'évolution de la structure des tarifs nécessitera un ajustement d'autant plus important par la suite.

RTE a ouvert plusieurs pistes afin d'évaluer les évolutions à conduire à horizon TURPE5 concernant le poids relatif entre part puissance et part énergie.

1.1. Le passage de TURPE3 à TURPE4 a été accompagné d'un renforcement de la part énergie.

Avec la mise en place d'un tarif horosaisonnalisé et versionné en HTB1 et HTB2, TURPE4 a fait diminuer le poids de la puissance dans la tarification de l'accès au réseau par rapport à TURPE3. En effet, lors du passage à TURPE4 et la création d'options tarifaires (MU, LU, TLU « tarif versionné) en HTB1 et HTB2 à la place d'un tarif concave, la puissance n'intervient plus dans le calcul de la facture à l'énergie :

Pour les utilisateurs raccordés en HTB1 et HTB2, constituant plus de 95% des utilisateurs raccordés au réseau de transport, le calcul de la facture d'accès au réseau :

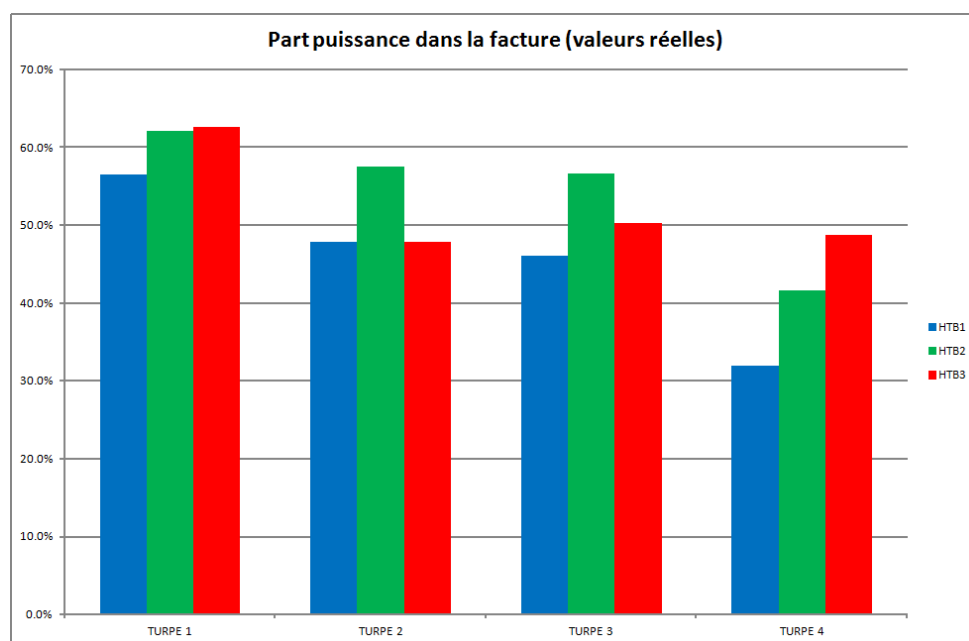
- TURPE3 : la formule tarifaire était concave : la puissance intervenait dans le calcul du second terme.

$$Facture_{TURPE3} = a_1 + a_2 PS + b \left(\frac{E}{\lambda * PS} \right)^c PS$$

- TURPE4 : la formule tarifaire s'appliquant aux niveaux de tension HTB1 et HTB2 est versionnée.

$$Facture_{TURPE4} = a_1 + a_2 PS + bE$$

En effet, le poids de la puissance dans la facture a diminué par rapport à celui de l'énergie soutirée. Ainsi, en prenant en compte la partie de la part énergie qui dépend de la puissance souscrite, on obtient les valeurs suivantes (le détail du calcul est présenté en annexe 1) :



1.2. Une approche intuitive ; la symétrie entre les coûts de réseau et la structure tarifaire

Une approche intuitive de l'équilibrage entre parts puissance et énergie serait de considérer qu'il devrait exister une symétrie entre d'une part la structure des coûts liés à la puissance et à l'énergie et d'autre part la structure tarifaire puissance – énergie.

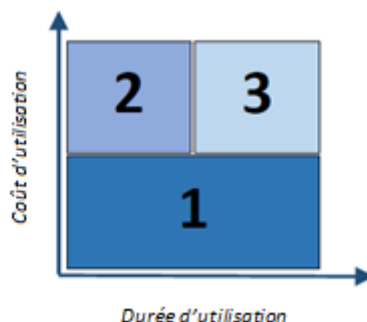
Ainsi, si l'on considérait que les coûts variables à l'énergie sont liés aux pertes et que les autres coûts, notamment liés au dimensionnement du réseau, varient en fonction de la puissance maximale appelée à laquelle le réseau doit faire face ; le rapport puissance – énergie serait de l'ordre de 80% à la puissance et de 20% à l'énergie.

Cette approche intuitive permet une représentation simplifiée des liens entre coûts de réseau et structure tarifaire. Elle possède cependant deux défauts :

- I. le dimensionnement des ouvrages prend en compte le coût des pertes. Ainsi considérer que l'ensemble des coûts de dimensionnement du réseau et donc de l'infrastructure est indépendant de l'énergie transitée peut être une grande approximation.
- II. en tarification aucune règle ne prescrit que des coûts fixes devraient être recouverts via un terme fixe comme la puissance et les coûts variables par un terme plus évolutif comme

l'énergie consommée. Dans cette optique, le seul fait que la plupart des coûts de RTE soient fixes ne justifie pas à lui tout seul que ceux-ci soient recouverts par l'intermédiaire d'un terme fixe comme la part puissance.

Sur ce deuxième point, on peut montrer que la tarification uniquement à la puissance d'un réseau dont les coûts sont uniquement à la puissance n'est pas nécessairement efficace. Le graphique ci-dessous illustre le cas stylisé de trois utilisateurs : un utilisateur en base, et deux utilisateurs qui foisonnent parfaitement (l'un consommant exclusivement sur la période 1 et l'autre sur la période 2).



On montre ainsi que la méthode de Shapley par utilisateur conduit aux résultats suivants

1er	2ème	3ème	Coût utilisateur 1	Coût utilisateur 2	Coût utilisateur 3
1	2	3	0,5	0,5	0,0
1	3	2	0,5	0,0	0,5
2	1	3	0,5	0,5	0,0
2	3	1	0,5	0,5	0,0
3	1	2	0,5	0,0	0,5
3	2	1	0,5	0,0	0,5
Coût moyen (Shapley)			0,50	0,25	0,25

(dans ce tableau, les 3 premières colonnes représentent les ordres d'arrivées. Ainsi sur la deuxième ligne, on considère les coûts induits par les 3 utilisateurs lorsque le 1^{er} arrivé était l'utilisateur 1, le 2^e arrivé l'utilisateur 2 et le 3^e arrivé l'utilisateur 3).

L'allocation semble totalement « naturelle », l'utilisateur 1 supporte la moitié des coûts, et les utilisateurs 2 et 3 qui sont en tout point symétriques et ont, ensemble, une utilisation égale à celle de l'utilisateur 1 (foisonnement) partagent entre eux équitablement les coûts.

La méthode par régression linéaire montre en ce cas qu'une tarification « à l'énergie » est la plus à même de répartir les coûts entre les utilisateurs, quelle que soit la nature des coûts à recouvrer.

⇒ La structure des coûts d'un opérateur de réseau ne permet pas a priori de justifier à elle seule une structure tarifaire. Il convient donc de recourir à des méthodes de construction tarifaire et d'allocation des coûts entre utilisateurs plus à même d'aboutir à une structure tarifaire efficace, c'est-à-dire renvoyer aux utilisateurs les coûts de réseau dont leurs usages sont à l'origine.

1.3 Une approche améliorant à la marge la construction tarifaire actuelle

Cette méthode vise à utiliser pour l'allocation des coûts entre utilisateurs la méthode « Shapley utilisateurs » en lieu et place de la méthode « Shapley blocs » à partir des courbes de charges des points de soutirages du réseau de RTE. En effet, l'adoption d'une méthode « Shapley blocs » peut être perfectionnée en méthode « Shapley utilisateurs » (voir annexe technique 3).

Dans cette étude, RTE a évalué les valeurs de Shapley à partir d'une fonction de coût la plus réaliste et proche de celle qui avait été communiqué à la CRE pour le calage de TURPE4 (modèle à deux nœuds, avec coût de défaillance en N et N-1 et prise en compte des indivisibilités). Pour ce faire, une approche par « poche HTB1 » simulée a été retenue.

La répartition entre puissance et énergie est ensuite obtenue par régression linéaire. Enfin, elle apparaît avoir une bonne robustesse puisque les résultats obtenus dépendent relativement peu de l'allocation des sites par poche.

L'étude aboutit à une structure tarifaire avec une part à la puissance qui se situe entre 70% et 78% avec une moyenne à 73%.

1.4 Une approche visant à définir le rapport puissance-énergie comme l'un des premiers entrants du modèle tarifaire

Cette méthode propose de définir les coûts à recouvrir par la part puissance comme ceux nécessaires au passage de la pointe nationale annuelle (réseau dimensionné pour passer une pointe de 100GW) et de la somme des pointes locales. Pour cela les taux de charges de chacune des lignes du réseau réel sont calculés sur tous les pas demi-horaires des années 2012 à 2014. Les coûts comptables de RTE sont ensuite attribués pour chaque niveau de tension à la part puissance dans la même proportion que le taux de charge moyen de chacun des niveaux de tension. Le reste des coûts et ceux liés à l'achat d'énergie pour la compensation des pertes sont ensuite alloués à la part énergie.

Cette étude conduit à une estimation à minima de 55% pour la part puissance.

En conclusion, RTE a étudié deux approches de construction tarifaire très différentes, « allocation de Shapley » et « répartition selon les flux observés » qui plaident toutes deux pour un renforcement au-delà de 50% de la part puissance du tarif par rapport à la situation actuelle (environ 30%).

Il convient également de considérer les impacts potentiels d'un rééquilibrage de la tarification entre puissance et énergie en termes d'évolution des factures pour les utilisateurs. Un rééquilibrage de la structure tarifaire conduirait à des transferts entre utilisateurs du réseau, ces transferts dépendant des paramètres techniques retenus afin de réaliser le rééquilibrage et notamment du versionnage du tarif. A cet égard, RTE ne plaide pas pour un relèvement plus important que 50 % de la part du tarif à la puissance, à l'instar de structures tarifaires appliquées notamment dans des pays du Nord de l'Europe.

Les simulations de RTE, dans l'hypothèse d'une répartition 50/50 des parts puissance et énergie dans le tarif, laissent entrevoir en première analyse des transferts entre utilisateurs qui conduiraient dans la très grande majorité des cas à des variations de facture comprises entre -5% et +5% à profil de soutirage inchangé. Les variations de factures les plus importantes concerneraient les utilisateurs avec une durée d'appel très courte ou très longue. Un rééquilibrage progressif de la part du tarif à la puissance permettrait donc de lisser les effets redistributifs d'un changement de structure, tout en envoyant de meilleurs signaux économiques aux utilisateurs.