



**Réponse de RTE à la consultation publique de la  
CRE du 1<sup>er</sup> octobre 2020 N°2020-015 relative au  
prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de  
transport d'électricité (TURPE 6 HTB)**



La France est maintenant pleinement engagée dans la transition énergétique. Dans ce contexte, l'enjeu du prochain TURPE HTB, qui s'appuie désormais sur un Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) validé par l'avis de la Ministre<sup>1</sup> et la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)<sup>2</sup>, est crucial : il vise à ce que le réseau de transport d'électricité soit un atout, et non un obstacle, à la transition énergétique.

Au cours des dernières années, l'Etat a précisé le cadre pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 (Stratégie Nationale Bas Carbone - SNBC) et pour porter à 40% la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité d'ici 2030 (Politique Pluriannuelle de l'Energie - PPE). Cette politique converge avec celle des autres pays européens et s'appuie sur des scénarios qui livrent des conclusions convergentes : il est désormais acquis que les chemins vers la neutralité carbone passent par une électrification importante de l'économie afin de se passer d'énergies fossiles, et qu'ils reposeront de manière croissante sur les énergies renouvelables électriques.

Les réseaux sont essentiels pour rendre cette transition possible. Mais il s'agit d'infrastructures dont le développement se planifie longtemps à l'avance et qui se déploient sur le temps long. Les conséquences des décisions prises aujourd'hui se matérialiseront donc dans plusieurs années.

En France, peu d'adaptations structurantes du réseau public de transport ont été nécessaires au cours des vingt dernières années. Le bon état général qui était celui du réseau jusqu'ici et sa structure historique, qui permet d'échanger de grandes quantités d'électricité d'un point à l'autre du territoire, ont rendu cela possible.

Néanmoins, des évolutions importantes dans la structure du réseau national sont à présent inéluctables :

- le réseau construit après la seconde guerre mondiale arrive en fin de vie et certains de ses composants doivent faire l'objet d'interventions urgentes au cours des prochaines années : le **renouvellement du réseau** doit devenir une priorité aujourd'hui pour ne pas représenter une tâche insurmontable à horizon 2030 ;
- la capacité de production éolienne et solaire terrestre doit être multipliée par cinq en quinze ans : le réseau doit être **adapté de manière structurelle** pour accueillir cette production ;
- les nouvelles énergies renouvelables ont un profil de production variable et conduisent à des flux plus volatiles sur le réseau : celui-ci doit être **numérisé pour intégrer les flexibilités** nécessaires à l'exploitation du réseau ;
- la construction du marché unique de l'énergie rend les pays européens de plus en plus interdépendants et implique des échanges croissants d'énergie entre

---

<sup>1</sup> Courrier du 13 novembre 2019. Le SDDR a également fait pour la première fois l'objet d'un examen par l'Autorité environnementale en décembre 2019.

<sup>2</sup> Délibération 2020-020 du 2 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019.

Etats : **l'interconnexion de la France avec ses voisins** doit être doublée en quinze ans ;

- la France ambitionne de devenir un pays leader de l'éolien en mer en développant un parc de 10 GW en dix ans : **le réseau en mer sera prolongé** pour raccorder ces nouvelles sources.

Il s'agit d'une transformation de grande ampleur, comparable en intensité à celle qui a accompagné le développement du parc électronucléaire dans les années 1980.

Elaboré à l'issue d'une large concertation avec les parties prenantes et d'un travail important entre RTE et la CRE, le SDDR présenté par RTE en septembre 2019 justifie, documente et chiffre cette cible. En particulier, ce travail a permis de mieux préciser les termes de l'approche « réseau + flexibilités » qui présidera à l'adaptation du réseau et qui est porteuse de performance économique pour la collectivité. Le cadre tarifaire doit permettre d'engager dans les faits cette transformation du réseau.

L'élaboration du TURPE 6 HTB a elle aussi fait l'objet d'échanges très fournis entre RTE et la CRE depuis plusieurs mois. RTE se félicite du climat constructif et de la précision de ces travaux qui auront permis d'examiner et de débattre en grand détail les perspectives financières de RTE.

Le projet de TURPE que la CRE met en consultation appelle néanmoins trois réserves majeures qui devraient être levées pour que le nouveau tarif permette à la France d'atteindre ses objectifs de politique énergétique.

*1) Les régulations incitatives devraient être centrées sur les leviers de performance économique à la main de RTE, en cohérence avec les priorités du Gouvernement*

La régulation incitative vise à encourager l'opérateur à atteindre des objectifs spécifiques. RTE est favorable à son principe, même si le cadre dans lequel le gestionnaire de réseau de transport (GRT) exerce ses missions – celui d'une entreprise de service public dont la boussole est l'intérêt général et dont les revenus sont régulés – constitue la meilleure garantie sur la durée que RTE travaille dans l'intérêt de la collectivité.

Le choix des objectifs associés à la régulation incitative revêt alors un caractère déterminant.

Dans son projet de TURPE 6 HTB, la CRE propose non moins de 16 dispositifs d'incitation financière différents. Cette profusion de mécanismes rend délicate l'interprétation des priorités fixées à RTE par le cadre de régulation tarifaire. Surtout, certaines régulations proposées portent sur des postes sur lesquels RTE ne dispose d'aucun levier de maîtrise<sup>3</sup>, s'inscrivent à contre-courant des tendances

---

<sup>3</sup> C'est le cas pour les prix des réserves d'équilibrage, qui sont des prix de marché, ou pour le volume de pertes, qui dépend de la localisation de la consommation et de la production.

prévisibles<sup>4</sup>, ou apparaissent contre-productives au regard de leurs objectifs affichés<sup>5</sup>.

Par ailleurs, **ces dispositifs sont très imparfaitement alignés sur les orientations de politique énergétique fixées par le Gouvernement** et rappelées par la Ministre de l'énergie dans son courrier d'orientation du 17 juin 2020. Ce courrier détaille des objectifs et propose des pistes qui sont très structurantes pour RTE, parmi lesquelles on peut noter :

- la nécessité que les investissements et actions des gestionnaires de réseau s'inscrivent dans un « *cadre environnemental ambitieux* » intégrant l'ensemble de la politique nationale de lutte contre le changement climatique et de protection de la biodiversité (valeur du carbone, réduction de l'utilisation des produits phytosanitaires et maîtrise de l'empreinte carbone des équipements) pour développer le réseau ;
- l'impératif de mettre en cohérence des trajectoires d'investissement avec les objectifs de la PPE, en prévoyant le cas échéant « *une incitation à ce que [ces] investissements ne soient pas reportés* » ;
- l'intérêt de mettre en œuvre des solutions flexibles mais sans réduire le niveau des investissements, voire en « *anticipant les renforcements de réseau les plus complexes afin de garantir que les réseaux ne constituent pas le facteur limitant de la transition énergétique française* ».

Ces priorités se reflètent très peu dans le choix des dispositifs d'incitation privilégiés par la CRE.

## *2) La demande tarifaire de RTE constitue dès l'origine une trajectoire optimisée dont les conditions de mise en œuvre doivent encore être garanties*

Le projet de nouveau cadre tarifaire reprend formellement les conclusions de l'examen du SDDR par la CRE. Il devrait, à ce titre, permettre de financer la nouvelle politique de gestion des actifs proposée par RTE pour aborder le « mur de renouvellement » des prochaines années.

Pourtant, dans les détails, les enveloppes financières mises en consultation sont établies sur la base de coûts unitaires revus significativement à la baisse par rapport aux demandes étayées de RTE, à la suite d'audits commandités par la CRE.

Certaines proposition de l'auditeur sont manifestement sous-calées et videraient de sa substance, si elles étaient retenues, l'avis positif formulé par la CRE dans sa délibération de juillet 2020. **En tant qu'opérateur de service public, RTE ne pourra pas, en connaissance de cause, laisser une dette technique s'accumuler et ne fera pas le choix de déprioriser les dépenses prévues**

---

<sup>4</sup> C'est le cas pour le volume de réserves contractualisées, qui évoluera à terme à la hausse, la France ayant déjà atteint un « point bas » reflété dans le coût particulièrement faible de l'équilibrage pour le consommateur.

<sup>5</sup> Voir la régulation incitative sur la qualité de l'électricité : par son caractère asymétrique, elle incite à en augmenter le niveau alors que le document de consultation publique indique que ce niveau est satisfaisant et doit rester stable.

**pour les « réseaux du quotidien », même si ce choix affecte sa faculté à réaliser certains travaux emblématiques d'adaptation de l'infrastructure.**

De plus, le SDDR présente déjà une trajectoire optimisée, intégrant un certain nombre d'abattements dont certains ne sont d'ailleurs pas encore sécurisés (écrêttements de production renouvelable, dont la Ministre souhaite qu'ils demeurent « *très marginaux* », gains prévus dans le développement de l'éolien en mer, qui dépendent de la mise en place d'une planification dans le temps et l'espace). Ces économies doivent être prioritairement concrétisées et le cadre de régulation et les trajectoires tarifaires doivent, en la matière, jouer leur rôle de facilitateur.

La demande de RTE au travers du dossier tarifaire présenté par l'entreprise ne constitue donc en rien un majorant ni n'intègre indûment des marges de précaution qu'il serait possible de rogner sans dommage.

*3) Les dépenses d'exploitation et d'investissements projetées doivent être mises en perspectives et la recherche de performance pour le consommateur doit se faire à l'échelle du système dans son ensemble*

Les finalités exposées dans le SDDR justifient l'ouverture d'un nouveau cycle d'investissement et la mise en œuvre d'une nouvelle politique de gestion des actifs, visant à maintenir la qualité du service dans la durée et à intégrer en masse les énergies renouvelables. Pour y parvenir, la demande tarifaire de RTE correspond à un accroissement de 2,80 € par an du coût de l'électricité pour le client final résidentiel.

La consultation publique organisée par la CRE met l'accent sur la forte augmentation des dépenses prévisionnelles, évaluée au seul périmètre de RTE et en comparaison avec le passé immédiat. Le jugement porté sur cette trajectoire doit être relativisé en adoptant une perspective plus large :

- les investissements dans le réseau ont déjà atteint des niveaux similaires dans les années 1980 lors du déploiement du programme électronucléaire ;
- l'augmentation de dépenses d'exploitation que RTE prévoit vise notamment à prolonger la vie de certains ouvrages pour en minimiser le coût sur l'ensemble de leur cycle de vie, au bénéfice du consommateur final ;
- sur la période 2020-2030, le coût global du programme de transformation du réseau envisagé en France, rapporté à la taille électrique du pays, apparaît nettement moins élevé que celui des pays voisins – en premier lieu l'Allemagne ;
- enfin, les dépenses associées au réseau de transport d'électricité représentent une faible part des sommes à engager dans la transition énergétique, et présentent une très bonne efficacité au regard des capitaux investis.

Cette mise en perspective doit permettre d'appréhender différemment les risques et opportunités associés à la présente période tarifaire.

Ainsi, **le risque de coûts échoués associés au développement du réseau est très faible** car tous les scénarios prévoient une électrification de l'économie. De très nombreux garde-fous existent, de surcroît, pour encadrer la faculté d'investissement de RTE : ses investissements font l'objet d'une approbation annuelle de la CRE, à laquelle cette dernière prévoit d'ajouter un plafond pluriannuel sur la période du TURPE ; chacun des projets obéit à une justification technico-économique précise qui peut être contrôlée par le régulateur ou les tiers ; les projets réseau de plus de 30 M€ font l'objet d'un audit systématique de la CRE, en cours d'élargissement aux plus petits projets .

*A contrario*, **le risque que le réseau puisse devenir un facteur bloquant dans la bonne marche de la transition énergétique est bien réel**. Le réseau public de transport apparaît en situation d'absorber sans renforcements structurants une capacité de production éolienne et solaire de 50 GW : cette capacité pourrait être atteinte à partir de 2025, soit très bientôt au vu des constantes de temps de développement du réseau. De la même façon, les perspectives de développement de l'éolien en mer sur les côtes françaises soulèvent dès aujourd'hui des enjeux d'adaptation qui devront être traités dans les prochaines années. Les risques de désadaptation des réseaux ne sont pas uniquement théoriques : en Allemagne, le retard de développement du réseau a nécessité des ajustements du fonctionnement du parc électrique occasionnant des coûts de l'ordre du milliard d'euros par an.

**RTE invite ainsi la CRE à faire du prochain TURPE HTB un outil permettant d'atteindre l'objectif de minimisation du coût de la transition énergétique dans son entier et sur le long terme, tout en conservant une très haute qualité du service rendu par le réseau. Ceci implique de ne différer ni l'adaptation du réseau au nouveau mix ni l'accélération de son renouvellement. Cela passera par une planification des priorités dans le sens décrit par le SDDR pour rechercher les meilleures configurations économiques et environnementales.**

**Question 1 : Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par RTE et la CRE pour la période du TURPE 6 HTB ?**

RTE partage les enjeux identifiés par la CRE, qui sont cohérents et complémentaires avec ceux sur la base desquels RTE a élaboré son dossier tarifaire TURPE 6 HTB.

**Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés pour la période du TURPE 6 HTB ?**

RTE est favorable au maintien, pour la période TURPE 6 HTB, des grands principes tarifaires mis en œuvre par la CRE pour la période TURPE 5 HTB.

**Question 3 : Êtes-vous favorable au maintien de la rémunération des immobilisations en cours au coût de la dette, et non pas au CMPC ?**

RTE est défavorable au maintien de la rémunération des immobilisations en cours (IEC) au coût de la dette. RTE considère que le bon taux de rémunération est le CMPC. En effet, les gestionnaires de réseau financent leurs immobilisations en cours avec de la dette et des capitaux propres, au même titre que les immobilisations en service. Lorsqu'un investisseur apporte des capitaux à un gestionnaire de réseau, il n'existe pas de différence pour lui entre immobilisations en cours et immobilisations en service du point de vue du risque que l'engagement de ces capitaux représente. Si les IEC étaient financées uniquement par endettement, sans garantie de capitaux propres, alors le taux de la dette qui serait appliqué à ce financement serait bien plus élevé que celui auquel le TURPE actuel rémunère les IEC.

La CRE souhaite maintenir cette différenciation des taux de rémunération entre immobilisations en cours (au coût de la dette) et immobilisations en service (au CMPC), pour inciter RTE à mettre en service les ouvrages le plus rapidement possible. Toutes choses égales par ailleurs, une telle disposition implique nécessairement une sous-couverture du coût du capital réel pour RTE. Pour corriger cette sous-couverture tout en préservant l'incitation sur les délais de mises en service, il conviendrait de remonter le niveau du CMPC de façon à ce que la moyenne du CMPC et du taux de rémunération des immobilisations en cours, pondérée par les assiettes correspondantes, soit en phase avec la rentabilité économique attendue par les investisseurs. Une solution alternative pour une incitation pertinente serait d'appliquer le CMPC aux IEC jusqu'à la date prévue de mise en service, et le taux de la dette uniquement à partir de la date prévue de mise en service jusqu'à la date effective de mise en service de l'ouvrage.

RTE rappelle que si le cadre de régulation reste inchangé, le problème de sous-rémunération lié aux IEC va s'accroître car le montant des IEC va augmenter au cours de la période du TURPE 6 par rapport aux périodes tarifaires précédentes : elles représenteront plus de 2,9 Md€ en 2024 contre moins de 2,0 Md€ en 2019. Cette hausse est due à celle de la trajectoire d'investissements prévisionnelle mais

aussi à la complexité élevée des projets envisagés qui induira une période de construction plus longue (nouveaux types de travaux, oppositions locales accrues).

#### **Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé des coûts échoués ?**

RTE comprend la volonté de la CRE d'harmoniser le traitement régulateur des coûts échoués entre les opérateurs qu'elle régule. Dans ce cadre, RTE est favorable au maintien au compte de régularisation des charges et produits (CRCP) des frais d'études sans suite pour les grands projets préalablement approuvés par la CRE et n'a pas d'objection concernant l'incitation sur les frais d'étude et travaux sans suite récurrents. En revanche, RTE est défavorable à l'exclusion du CRCP de la valeur nette comptable (VNC) des actifs démolis.

Historiquement, le montant annuel de VNC des actifs démolis est en moyenne de 24 M€ mais il a déjà atteint, certaines années, plus de 40 M€ (en 2012 par exemple), ce qui illustre le caractère volatil de ce poste, qui est également peu prévisible.

Le choix des actifs à démolir résulte bien souvent soit de demandes de tiers non maîtrisables par RTE (obligation de déplacements de lignes comme, par exemple, dans le cadre des projets du Canal Seine Nord Europe ou du tramway de Marseille), soit de mesures compensatoires (déposes, mise en souterrain de réseau, etc.) nécessaires à l'acceptation locale de certains projets et sur lesquelles RTE a assez peu de leviers. RTE n'a ainsi que rarement la possibilité de choisir les actifs à démolir en fonction de leur âge et peut être amené à détruire des ouvrages dont la durée de vie restante est importante. Par ailleurs, il est rare que ces destructions fassent suite à des aléas climatiques : la politique de reconstruction des ouvrages en souterrain n'a donc pas de réel impact sur les immobilisations démolies.

L'exclusion de la VNC des immobilisations démolies du CRCP pourrait, si l'enveloppe allouée à ce poste est trop contrainte, faire porter à RTE une partie du coût de mesures compensatoires, pourtant nécessaires à l'acceptation locale des projets et évitant d'en allonger la durée, qui font partie intégrante de sa mission de maître d'ouvrage dont les coûts doivent être couverts. Dans le cas de demandes de tiers, elle risquerait de laisser à la charge de RTE une partie de dépenses dont il n'est pas à l'origine, la participation du client dans le cadre des MESIL<sup>6</sup> ne couvrant pas la VNC de l'ouvrage démolé. Au regard de ces facteurs spécifiques au réseau de transport, de la volatilité et du manque de prévisibilité de ce poste, RTE demande fortement son maintien au CRCP.

#### **Question 5 : Êtes-vous favorable au traitement envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?**

RTE estime que le traitement des actifs cédés proposé par la CRE fait sens dans ses principes, a fortiori lorsque ces cessions génèrent une plus-value importante

---

<sup>6</sup> Mise en souterrain d'initiative locale.



comme cela a été le cas en 2019 (>30 M€), dans la mesure où les utilisateurs du réseau ont participé au financement de ces actifs et qu'il est légitime qu'ils bénéficient d'une partie de la valeur dégagée. RTE signale néanmoins qu'en dehors de 2019, les plus-values de cession sont en moyenne de 5 M€/an depuis de nombreuses années.

RTE prend note que le dispositif s'appliquera uniquement aux terrains et aux actifs immobiliers et qu'une distinction sera faite entre :

- ceux dont la cession engendre une plus-value (le cas échéant, 80% de la plus-value de cession est pris en compte au CRCP) ;
- les autres, dont la moins-value pour RTE pourrait être compensée sur la base d'un dossier argumenté fourni à la CRE.

En revanche, RTE y deviendrait défavorable, ou demanderait à ce qu'il soit revu, si une régulation particulière venait à être mise en place pour ses projets immobiliers neufs abritant des fonctions strictement essentielles à ses missions de service public, tel qu'envisagé aujourd'hui par le projet de tarif (cf. question 17).

**Question 6 : Êtes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 HTB (maintien du fonctionnement actuel)?**

RTE est favorable au maintien des principes de fonctionnement du CRCP et à la modification des principes d'évolution annuelle du TURPE 6 HTB proposés par la CRE par rapport à la période TURPE 5 HTB.

**Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le TURPE 6 HTB ?**

RTE partage la plupart des analyses de la CRE, à l'exception de celles qui portent sur le dispositif ITC, sur le solde du compte ajustement-écarts et sur les indemnités que RTE est susceptible de verser aux gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées (NIE).

Sur le dispositif ITC (Inter-TSO compensation), RTE est en désaccord avec l'analyse préliminaire de la CRE sur le maintien de ce poste hors du CRCP. En effet, ce poste remplit les deux critères classiquement considérés par la CRE pour intégrer le CRCP :

- le poste est très difficilement prévisible. Son niveau dépend principalement du solde exportateur de la France en électricité, soumis à des facteurs et à des aléas que RTE ne sait pas prévoir (aléas climatiques de consommation et de production, disponibilité des moyens de production, etc.). RTE ne pouvait par exemple pas anticiper la baisse du solde sur les années 2016-2017 liée à la baisse de la disponibilité du parc nucléaire français et qui explique l'essentiel

de l'écart entre les valeurs réalisées et la trajectoire de référence de la période TURPE 5 ;

- le poste est hors du champ de maîtrise de RTE. RTE est soumis aux échanges commerciaux qu'il constate à ses frontières, aux conséquences des décisions de politique énergétique des différents pays européens et à la disponibilité du parc de production français qui influence fortement les exportations. Ces facteurs sont de loin ceux qui ont le plus d'influence sur le niveau effectif de la charge nette que représente l'ITC. RTE n'a aucun levier sur ces paramètres, ni sur les hypothèses de prix de compensation des pertes électriques retenues par les autres GRT pour leur réseau, qui sont les intrants du calcul de l'ITC.

Par ailleurs, la charge nette associée au mécanisme de l'ITC est sensible aux mêmes facteurs que les recettes d'interconnexion, qui sont incluses dans le CRCP, ce qui constitue une justification supplémentaire pour lui appliquer le même traitement réglementaire.

Le dispositif ITC est aujourd'hui inclus dans l'équivalent du CRCP de 80% des GRT en Europe : sur 35 GRT européens membres de l'ENTSO-E<sup>7</sup> interrogés dans le cadre d'une enquête en 2020, seuls huit (dont RTE) ne sont pas couverts contre les variations de ce poste<sup>8</sup>. Ce résultat indique que les charges et recettes qui lui sont associées sont considérées, par la large majorité des régulateurs européens, comme n'étant ni prévisibles ni maîtrisables.

La CRE considère que la RTE peut avoir une influence sur la trajectoire de charges nettes associées au dispositif ITC dans le cadre de la surveillance du dispositif au sein de l'ENTSO-E, mais cet effet ne peut être que négligeable sur la trajectoire (au plus quelques pourcents) dans la mesure où RTE ne dispose que d'une voix sur 42 à ENTSO-E, avec une structure de gouvernance qui limite fortement les effets des actions individuelles que RTE pourrait prendre. Si la CRE souhaitait maintenir une incitation à ce que RTE reste impliqué dans le suivi du dispositif tout en la proportionnant mieux aux leviers disponibles, elle pourrait, comme elle le propose sur les charges liées aux congestions et aux réserves, inclure ce poste dans le CRCP à hauteur de 80%.

Sur le solde du compte ajustements-écarts, RTE n'est pas opposé à un maintien de ce poste hors du CRCP si le rejeu *ex post* du coefficient k est maintenu, permettant d'apurer le solde de façon certaine et d'assurer la neutralité financière du dispositif dans les comptes de RTE comme cela a été le cas sur la période TURPE 5.

Si la CRE venait, comme elle l'envisage dans la consultation, à supprimer le principe du rejeu *ex post* du coefficient k dans les règles MA-RE<sup>9</sup> sans inclure le solde du compte ajustements-écarts au CRCP, alors la CRE ne pourrait pas garantir la neutralité financière du dispositif pour RTE sur une période de régulation, comme

---

<sup>7</sup> Association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité.

<sup>8</sup> Les sept autres sont les GRT estonien, finlandais, polonais, espagnol, néerlandais, slovaque et croate.

<sup>9</sup> Mécanisme d'Ajustement – Responsable d'Equilibre.

le prévoit l'article 44 du code européen portant sur l'équilibrage (règlement 2017/2195). En effet, une modification annuelle *ex-ante* du coefficient *k*, de façon à viser l'équilibre du compte à long terme, ne pourrait constituer qu'un pilotage à vue, qui conduirait à un solde cumulé non-prévisible, a fortiori dans le contexte de mise en service des plateformes européennes d'équilibrage qui risque de modifier significativement les flux sur le compte, et la neutralité stricte du dispositif sur une période donnée ne pourrait jamais être atteinte (quelle que soit cette période).

L'abandon du jeu *ex post* du coefficient *k* ne permettrait plus à RTE de neutraliser l'effet du solde du compte ajustements-écarts dans les comptes de RTE, et augmenterait donc la volatilité de l'EBITDA, du résultat d'exploitation et du résultat net de RTE. Cette volatilité accrue, sans intégration du solde au CRCP, serait perçue comme un risque supplémentaire par les investisseurs obligataires de RTE et constituerait en outre un risque supplémentaire à gérer pour RTE<sup>10</sup>.

Sur les indemnités versées par RTE aux gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées (NIE), RTE ne partage pas l'analyse qui conduit la CRE à envisager de les exclure du CRCP pour la période TURPE 6. En effet, contrairement au raisonnement de la CRE, les NIE ne devraient pas être comparées aux autres clients de RTE mais plutôt aux autres interconnexions (régulées). Lorsque la capacité d'une interconnexion régulée doit subir une réduction de capacité pour gérer une contrainte réseau, alors cette réduction se traduit pour RTE par de moindres recettes d'interconnexions, qui sont incluses au CRCP. La proposition de la CRE reviendrait donc à mettre en place un traitement réglementaire différent pour les réductions de capacité d'interconnexion selon que l'interconnexion est régulée (CRCP) ou exemptée (hors CRCP). Une telle différence traitement reviendrait à encourager RTE à réduire préférentiellement la capacité des interconnexions régulées si jamais deux interconnexions, régulée et dérogatoire, peuvent permettre de résoudre une même contrainte. Cette distorsion n'apporterait aucune valeur à la collectivité et cette incitation pénaliserait l'utilisateur du réseau (pour qui le coût serait plus élevé). Aussi RTE considère préférable de maintenir ces indemnités au CRCP.

Sur les Services Système Tension, bien que la CRE ne retienne pas la demande d'intégration de ce poste au CRCP, RTE accueille favorablement la proposition de permettre des évolutions de trajectoires en cours de période tarifaire en cas d'évolutions importantes des règles.

Sur les impôts et taxes, RTE a pris note de la baisse importante des impôts de production prévue par le projet de loi de Finances 2021 mais souhaite que, dans le cas où des modifications législatives affecteraient les hypothèses retenues pour

---

<sup>10</sup> A titre illustratif, le solde du compte à fin d'année a varié entre 10 M€ et 52 M€ en cours de la période TURPE 5 mais son ordre de grandeur pourrait être modifié par les évolutions du modèle d'équilibrage (utilisation des plateformes européennes notamment) et en fonction des modalités et du rythme de recalage du coefficient *k*.

les impôts et taxes, les écarts résultant de telles modifications soient pris en compte dans le CRCP.

**Question 8 : Partagez-vous la position de la CRE selon laquelle la hausse des trajectoires financières relatives à la gestion des actifs est pertinente mais doit être conditionnée à la réalisation des objectifs opérationnels sous-jacents ?**

RTE partage la position de principe de la CRE selon laquelle la hausse des trajectoires financières allouées à la gestion des actifs doit s'accompagner du contrôle de la réalisation effective des objectifs opérationnels sous-jacents. Dans ce cadre, RTE est favorable à ce qu'un bilan de suivi technique et financier soit produit chaque année sur les dépenses d'exploitation de gestion des actifs. Ce bilan informera la CRE des éventuels écarts par rapport au plan d'affaires et fournira une analyse des causes associées.

RTE est également favorable au suivi des investissements associés aux plans Corrosion, PSEM et 0 Phyto. Le programme d'investissements et son compte-rendu d'exécution, produits chaque année par RTE, permettront de partager avec la CRE les éventuels ajustements à prendre en compte en cas de modifications de plannings sur les projets d'investissements.

Enfin, RTE partage entièrement le principe selon lequel les moyens accordés pour la gestion des actifs qui ne seront pas dépensés durant la période TURPE 6 devront être restitués aux utilisateurs, sous une forme à préciser, car rien ne justifie qu'ils conduisent RTE à en retirer des gains financiers.

RTE tient néanmoins à souligner que les volumes sur lesquels il pourra s'engager dépendront du niveau de dépenses autorisées et que les objectifs devront donc être définis, à l'occasion de la délibération tarifaire, en cohérence avec les ressources dont disposera RTE pour les atteindre.

Les objectifs en volume présentés par RTE dans son dossier tarifaire sont le fruit d'une recherche de compromis optimisé entre la réponse aux besoins du réseau, l'ajustement de la qualité des actions pour en maximiser l'efficacité, la minimisation du coût de long terme pour l'utilisateur et la capacité de RTE à faire et à faire faire. Ces objectifs sont associés à des hypothèses sur les coûts unitaires de réalisation, liées à la consistance des opérations à réaliser et aux conditions de marché, qui seront les unes et les autres différentes de celles de la période TURPE 5. Si les coûts unitaires finalement retenus par la CRE sont trop bas, par exemple s'ils sont fixés au niveau moyen constaté au cours des dernières années, alors l'enveloppe ne permettra pas à RTE de réaliser les volumes prévus. Dans ce cas, un mécanisme de régulation consistant à reprendre, sur la période TURPE 7, les charges prévues pour les opérations non réalisées pendant la période TURPE 6 serait inefficace et coûteux pour la collectivité : il retarderait durablement, et sans justification, le déploiement des politiques optimisées de gestion d'actifs envisagées par RTE, remettrait en cause leurs équilibres et limiterait les économies et gains à en attendre sur la durée, au détriment des utilisateurs du réseau.

Un tel mécanisme de régulation ne peut donc être envisagé que si les coûts unitaires fixés sont compatibles avec les niveaux de qualité et sécurité visés par RTE : une baisse sur les coûts unitaires conduira inmanquablement à dégrader le contenu (volume/consistance) des opérations à réaliser. A ce stade, RTE estime que les coûts unitaires proposés par l'auditeur dans son rapport sont très insuffisants et totalement incompatibles avec les objectifs de RTE, a fortiori s'ils doivent être réduits encore davantage pour absorber un abattement forfaitaire non affecté tel que le préconise Schwartz & Co (voir réponse à la question 27). Le cadre de régulation ne doit pas obérer la capacité de RTE à conduire des politiques de maintenance qui permettent d'éviter ou de repousser des investissements mais au contraire encourager RTE vers un pilotage plus efficace des ressources au regard des objectifs fixés, sans impact sur sa rentabilité. Le dispositif n'aura donc de pertinence que s'il se fonde sur les coûts unitaires établis par RTE sur des bases objectives (études, devis de fournisseurs, benchmark avec d'autres GRT, etc.).

Le dispositif et son périmètre d'application doivent par ailleurs garantir à RTE des souplesses dans la gestion de ses actifs, au sein des politiques mais également entre les politiques, afin d'éviter l'écueil de la « micro-régulation ». Ces souplesses sont nécessaires pour permettre à RTE de mobiliser tous les leviers de pilotage de ses missions et de gestion des urgences, des imprévus et des nouveautés. Ainsi, a minima au sein de chaque plan, une marge suffisante d'application technique doit être laissée à RTE pour lui permettre d'ajuster si nécessaire les volumes à réaliser en phase de déploiement et de procéder à des compensations qui relèvent de la gestion usuelle d'un opérateur industriel, sans risque d'être pénalisé pour cela.

#### **Question 9 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolutions de la CRE pour l'incitation sur le volume et le prix d'achat des pertes supportées par RTE ?**

RTE est favorable à la régulation incitative portant sur les prix d'achat d'électricité pour la compensation des pertes, mais fermement opposé à celle portant sur les volumes de pertes, qu'il considère inopérante voire pernicieuse.

##### Sur la régulation incitative portant sur le prix des pertes

RTE considère ce mécanisme pertinent dans ses principes et est favorable à son maintien. Depuis 2017, RTE a eu l'occasion d'identifier avec la CRE certaines limites du dispositif prévu par la délibération TURPE 5, s'agissant notamment de sa complexité de mise en œuvre. RTE tient à souligner la qualité des échanges et des travaux qui ont pu être menés avec les services de la CRE pour améliorer ce dispositif en vue du TURPE 6. RTE juge que les évolutions proposées par la CRE rendent le dispositif plus simple, plus juste et plus efficace.

##### Sur la régulation incitative portant sur le volume des pertes

Comme il a déjà eu l'occasion de l'exprimer à diverses reprises, RTE conteste fermement la pertinence d'un dispositif de régulation incitative portant sur les

volumes de pertes électriques. Sur la base du retour d'expérience de la période TURPE 5 qui conforte cette position, RTE considère que ni le maintien ni, a fortiori, le renforcement du mécanisme introduit pour la période TURPE 5 ne peuvent être justifiés, et que ce dispositif devrait être abandonné.

RTE rappelle que les facteurs dimensionnants du volume des pertes électriques sur le réseau de transport (niveau et localisation de la consommation dépendant notamment d'aléas météorologiques, plans de production, transits internationaux, etc.) sont hors du champ de maîtrise de RTE. Au-delà des manœuvres réalisées sur la topologie du réseau, dont RTE rend compte chaque année à la CRE et qui ne peuvent produire que des effets négligeables sur le volume de pertes électriques (moins de 2 % du total des pertes), les leviers de « performance » dont dispose RTE sur ce mécanisme conduiraient, s'ils étaient utilisés, à augmenter le risque de coupure de clients, à limiter les capacités d'interconnexion, la capacité utilisée des ouvrages existants ou le déploiement de câbles à faible dilatation. RTE considère que la mobilisation de ces leviers, que la CRE encourage avec ce mécanisme, irait à rebours de l'intérêt pour la collectivité.

Faute de porter sur des leviers mobilisables par l'opérateur, l'introduction de ce mécanisme pour la période TURPE 5 n'a permis aucune économie de pertes électriques sur le réseau de transport. Dans ce contexte, RTE ne comprend pas les motivations qui conduisent la CRE à envisager de maintenir, mais aussi de renforcer ce mécanisme pour la période TURPE 6, en doublant la force d'incitation pour l'aligner sur celle du dispositif appliqué à Enedis. RTE rappelle que, contrairement au réseau public de distribution (RPD), les pertes « non-techniques » n'existent pas sur le réseau public de transport (RPT), ce qui élimine ce gisement de réduction de pertes électriques dont peuvent disposer les gestionnaires de réseaux de distribution. Par ailleurs, RTE est soumis dans l'exercice de ses missions à des contraintes auxquelles n'est pas soumis Enedis, comme la gestion des flux transfrontaliers. Le seul argument avancé par la CRE, selon lequel la volatilité du volume de pertes de RTE serait comparable à celle d'Enedis, a peu de sens pour justifier l'alignement des incitations : la volatilité influence la capacité à prévoir mais pas la capacité à réduire les volumes de pertes par rapport un volume historique moyen constaté.

RTE s'oppose donc fermement au principe de la régulation sur le volume de pertes électriques, a fortiori si aucun mécanisme destiné à en atténuer les inconvénients n'est introduit (exemples : réduction de la force d'incitation, plage neutre autour du taux cible).

En plus de son désaccord sur le principe du mécanisme, RTE s'étonne et regrette que la CRE ignore, dans son calage du taux de pertes cible, les conséquences de l'évolution du mix énergétique et de l'arrivée de nouveaux ouvrages au cours de la période TURPE 6, dont les ouvrages d'interconnexion, qui vont augmenter le taux de pertes sur le RPT dans les années à venir mais apporter un bénéfice net à la collectivité. RTE remarque que les effets favorables de ces mises en service sont pris en compte dans certaines trajectoires que retient la CRE pour construire le tarif, comme celles des recettes d'interconnexion, mais que les effets défavorables sur l'augmentation concomitante des volumes de pertes et des coûts associés ne le sont pas. Cette incohérence de traitement est peu compréhensible.

RTE rappelle que le taux cible retenu par la CRE pour la période TURPE 5, qui correspondait déjà à la moyenne des taux constatés sur un historique court de trois ans, a conduit RTE à supporter, chaque année, des pénalités qui ne sont justifiées par aucun défaut de performance mais sont uniquement liées aux évolutions du système électrique, du réseau et de ses usages qui accroissent le taux de pertes. La CRE envisage de retenir la même approche pour caler le taux cible de la période TURPE 6 et, pour les mêmes raisons, RTE considère que cette cible, sous-calée, représente une espérance de pénalité supérieure à l'espérance de prime, ce qui n'est pas acceptable.

En conséquence, RTE demande un relèvement du taux de pertes cible pour le rendre cohérent avec les hypothèses, retenues par la CRE pour d'autres postes, de mises en service de nouveaux ouvrages de grand transport durant la période TURPE 6.

Enfin, RTE réitère sa demande de dialogue de fond avec la CRE sur ce sujet technique. RTE souhaite pouvoir échanger sur les leviers techniques de performance visés par cette régulation et sur le bilan tiré des premières années de mise en œuvre du mécanisme. RTE considère que les propositions de la CRE sur ce sujet créent un écart entre l'intérêt de l'opérateur et celui de la collectivité, ce qui semble contraire aux principes de la régulation.

#### **Question 10 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en œuvre une régulation incitative portant sur les coûts de constitution de l'ensemble des réserves d'équilibrage, et à son paramétrage ?**

RTE est opposé au principe de cette régulation incitative qui porte sur des paramètres hors de son champ de maîtrise (prix des réserves liés aux résultats des appels d'offres, volumes liés aux critères de sûreté à respecter), et dont les effets négatifs (risque de non couverture des coûts nécessaires au maintien de la sûreté du système, frein à l'innovation, primes ou pénalités injustifiées) devront être minimisés. Au-delà du principe, le paramétrage proposé par la CRE pour la période TURPE 6 n'est pas centré en espérance et représente pour RTE une forte probabilité de malus sans défaut de performance.

S'agissant du principe de ce mécanisme, le retour d'expérience de la régulation introduite sur le volume de réserves pour la période TURPE 5 confirme l'analyse de RTE selon laquelle les volumes de réserves contractualisés dépendent très peu des choix de RTE : ils dépendent pour l'essentiel de décisions européennes ou de critères de sûreté que RTE se doit de respecter pour assurer la qualité du réglage de fréquence. Dans ce contexte, le dispositif mis en place n'a eu aucun effet sur le coût de contractualisation des réserves durant la période TURPE 5 et les évolutions favorables des besoins<sup>11</sup> de réserves auxquels RTE a dû répondre ont, *in fine*, engendré un effet d'aubaine, sous la forme de bonus pour RTE sans lien avec des actions de performance.

---

<sup>11</sup> En application des règles de partage européennes, le volume de réserve primaire à souscrire par RTE a notamment baissé sur la période. Par ailleurs, en l'absence de contraintes fortes sur cette période, le volume des surcoûts d'ajustement pour motif marge a été faible entre 2017 et 2019.

Malgré ce retour d'expérience, la CRE envisage, pour la période TURPE 6, deux évolutions des principes du mécanisme, qui en dégradent encore la pertinence :

- l'élargissement du périmètre de l'incitation à l'ensemble du coût de contractualisation des réserves (volume + prix), alors que, non seulement les volumes ne sont pas à la main de RTE, mais les prix des réserves, qui seront tous des prix de marché pour la période TURPE 6, sont quant à eux encore moins maîtrisables par RTE, et par ailleurs très difficilement prévisibles (difficulté à définir une cible) ;
- l'introduction d'une possibilité de malus en cas de dépassement du coût cible de référence, fixé par la CRE, qui introduit le risque que le TURPE HTB ne couvre pas les coûts nécessaires à RTE pour gérer et maintenir la sûreté du système électrique.

A l'échelle d'une période tarifaire, les seules actions de RTE qui pourraient avoir un effet à la baisse sur les coûts de contractualisation des réserves auraient des conséquences négatives sur la qualité du réglage et la conformité de RTE à des règles européennes. RTE considère que de telles actions, que le dispositif encourage, seraient sources de risques inacceptables pour les utilisateurs du réseau et les autres GRT de la zone européenne synchrone et, surtout, ne seraient pas compatibles avec ses missions essentielles de garant de la sûreté du système électrique en France.

A plus long terme, RTE devra répondre à des besoins émergents et importants au regard des règles de fonctionnement des systèmes électriques français et européen en forte mutation. A ce titre, il envisage de mettre en concertation, auprès des acteurs de marché et de la CRE, des évolutions des règles de dimensionnement des réserves permettant de respecter les critères de sûreté ou des évolutions des modalités de contractualisation qui, si elles sont finalement mises en œuvre (au terme d'un processus d'études, concertation, approbation et implémentation qui dure plusieurs années), peuvent produire à terme des effets sur les coûts des réserves<sup>12</sup>. Néanmoins, au regard des incertitudes sur les effets de telles évolutions (passage de prix régulé à des prix résultant d'un appel d'offres, création d'un nouveau produit de réserves), l'incitation envisagée par la CRE représente pour RTE un risque d'être pénalisé pour de telles innovations, et encourage donc la stabilité et les contractualisations les moins dynamiques, dont les coûts sont les moins volatils. Par ailleurs, la CRE approuve déjà l'ensemble des règles des mécanismes de marché par lesquels RTE contractualise ses réserves, si bien que RTE risque d'être pénalisé pour avoir concerté et appliqué des règles approuvées par la CRE ou, au contraire, pour n'avoir pas pu mettre en œuvre des dispositions qu'il a proposées pour réduire des hausses de coûts mais qui n'ont pas été approuvées par la CRE ni par les acteurs, ce qui introduit de l'incohérence dans la régulation.

---

<sup>12</sup> Ainsi, les évolutions de modalité de contractualisation de la réserve secondaire (par appel d'offres) ou les réserves rapide et complémentaire (au pas journalier) ou l'introduction de nouveaux produits pour répondre à des besoins spécifiques (produit fréquence, réserve rapide à la baisse) qui auront lieu au cours de la période TURPE 6, sont issus de travaux menés tout au long de la période TURPE 5.



S'agissant des modalités de mise en œuvre du mécanisme, la CRE propose des trajectoires de coûts de référence, qui seraient révisables chaque année, et par rapport auxquelles 80% des écarts seraient inclus au CRCP et 20% en seraient exclus (dans une limite de  $\pm 15$  M€/an à la charge ou au bénéfice de RTE).

Comme RTE a eu l'occasion de l'indiquer dans son dossier tarifaire et comme il le rappelle dans sa réponse à la question 26, les incertitudes sur les prévisions de coûts de contractualisation des réserves sont fortes pour chaque année de la période TURPE 6 et pour toutes les réserves (création de nouveaux produits et de nouveaux appels d'offres, conséquences de la mise en place de la première plateforme européenne, etc.). Dans ce contexte, la confiance qui peut être accordée aux trajectoires prévisionnelles est limitée, quels que soient l'horizon de temps et la méthode utilisée. Aussi, la probabilité que le niveau cible fixé pour chaque année soit sur-calé ou sous-calé par rapport au coût d'un opérateur efficace est très élevée et les bonus ou malus du mécanisme proposé par la CRE reflèteront bien davantage les erreurs de prévisions que l'efficacité de l'opérateur, sans apporter de valeur à la collectivité.

Le recalage annuel de la cible proposé par la CRE pour limiter les effets de cette incertitude crée lui-même de l'instabilité et donc de l'insécurité dans le cadre de régulation si les règles de révision des cibles ne sont pas clarifiées et si les hypothèses retenues par la CRE à chaque recalage (y compris pour 2021 dans le cadre de la délibération tarifaire TURPE 6) ne sont pas explicitement précisées.

Concernant la cible que la CRE propose pour le coût des réserves 2021, RTE détaille, dans sa réponse à la question 26, ses points de désaccords avec les hypothèses et calculs de la CRE, en particulier pour la réserve secondaire, les surcoûts services système et marges. En conséquence, RTE appelle la CRE à réviser ces cibles qui conduiraient, en particulier, à pénaliser RTE en cas de mise en œuvre d'un appel d'offres pour la réserve secondaire en 2021 (entraînant une augmentation nécessaire de volume, à ce stade non pris en compte par la CRE dans sa proposition de trajectoire cible, et un effet inconnu sur le prix), alors que la régulation incitative proposée au paragraphe 2.5.4 consisterait, au contraire, à pénaliser RTE si cet appel d'offres n'est pas mis en œuvre avant le 1<sup>er</sup> octobre 2021.

En conclusion, RTE signale que les travaux menés conjointement avec l'Agence internationale de l'énergie (AIE), qui seront prochainement rendus publics, montrent une tendance claire à l'augmentation de la taille des réserves à mesure que le mix électrique se transforme. Considérant que la France dispose déjà de l'un des plus faibles volumes de réserves contractualisées parmi les pays européens, la tendance à moyen terme est donc à l'augmentation du volume de réserves et RTE ne peut être pénalisé financièrement pour cela ni pour appliquer les dispositions prévues par les règlements européens. Au lieu du dispositif financier proposé, RTE se tient prêt à produire régulièrement un rapport sur les initiatives qu'il prend ou propose pour maîtriser au mieux l'évolution du coût des réserves, tout en s'adaptant au nouveau mix, à l'évolution de la réglementation et en se conformant aux critères de sûreté.

**Question 11 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le cadre de régulation des coûts de congestions nationales et internationales ?**

RTE partage la position de la CRE sur la régulation proposée sur les congestions nationales.

RTE a exprimé le souhait que le poste des congestions internationales reste inclus 100% au CRCP aux motifs que :

- ce traitement évite de pénaliser financièrement la maximisation de la capacité disponible aux interconnexions, qui favorise l'apparition de contraintes réseau à proximité des frontières ;
- l'étanchéité entre les congestions nationales et internationales ne sera réduite qu'à compter de l'implémentation des versions finales des méthodologies de partage de coût, soit à horizon 2025, ce qui pourrait décaler la justification de l'alignement de traitement entre congestions nationales et internationales à horizon TURPE 7 ;
- l'estimation moyenne des coûts sur la période TURPE 6, sur laquelle RTE et la CRE convergent (cf. question 26), reste néanmoins très incertaine. En effet, le contenu des méthodologies de partage des coûts est encore en discussion pour l'ensemble des régions, tant sur les calendriers d'implémentation que sur les modalités de partage des coûts. Ces estimations ont de plus été réalisées à partir de données contestables, notamment pour la région CORE pour laquelle seule une expérimentation sur un périmètre très limité est disponible.

Néanmoins, RTE juge que le compromis que propose la CRE sur les congestions nationales et internationales est acceptable.

**Question 12 : Dans le contexte actuel de forte hausse des investissements, êtes-vous favorable à la mise en place de l'incitation envisagée par la CRE à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements pour le TURPE 6 HTB ?**

RTE n'est pas opposé à l'introduction du mécanisme proposé par la CRE, qui consiste à définir, pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 6, une trajectoire « enveloppe » de référence pour certaines dépenses d'investissements, nettes de subventions, à l'intérieur de laquelle RTE devrait procéder aux meilleurs arbitrages

pour la collectivité. Un tel dispositif permettrait par ailleurs à RTE de donner une meilleure visibilité pluriannuelle à ses fournisseurs.

En matière de périmètre, RTE partage la position de la CRE selon laquelle l'enveloppe doit être définie sur la base des investissements nets de subventions, en excluant :

- les investissements « hors réseau », qui font déjà, par ailleurs, l'objet d'une incitation à des arbitrages optimaux ;
- les projets d'interconnexions à courant continu haute tension et de raccordements de production éolienne en mer, qui sont soumis à des contraintes de tous ordres (politiques, juridiques, etc.), externes à RTE et pouvant entraver leur l'avancement, pour lesquels la capacité d'arbitrage de RTE est en pratique nulle, et pour lesquels un système d'incitations très exigeant a déjà été mis en place au niveau réglementaire.

Les raccordements distributeurs et consommateurs, les mises en souterrain d'initiatives locales (MESIL) et les quotes-parts perçues au titre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) ne dépendent pas de RTE et leur impact sur les niveaux d'investissements nets de RTE, encadré par la loi, est de plus en plus significatif<sup>13</sup>. RTE considère donc que la régulation ne devrait pas porter sur ces éléments.

RTE estime également que les projets d'interconnexions qui ne seraient pas à courant continu haute tension devraient faire l'objet d'un réexamen éventuel avant d'être inclus dans le dispositif, par exemple au moment du rendez-vous à mi-période proposé par la CRE.

S'agissant de la détermination du niveau du plafond, RTE estime que ce sont les chroniques issues du programme d'investissements 2021 et de l'avant-programme 2022-2024 élaborés à l'automne 2020 qui devraient être prises en compte, et non celles du dossier tarifaire mis à jour en juillet 2020 (qui est en partie fondé sur le programme d'investissements élaboré à l'automne 2019). En effet, le programme d'investissements 2021 et l'avant-programme 2022-2024, dont la CRE disposera au moment de rédiger la délibération TURPE 6 HTB, représentent la meilleure vision des investissements de RTE pour la période TURPE 6 (intégrant notamment les dernières analyses des conséquences de la crise sanitaire et des trajectoires à respecter pour mettre en œuvre le SDDR).

RTE souligne par ailleurs qu'aucun abattement ne devra être apporté aux trajectoires nettes de son programme d'investissements 2021-2024, fondé sur la mise en œuvre du SDDR dont les principes ont été approuvés par la CRE. En effet, fixer un plafond inférieur à la demande de RTE reviendrait à ne pas lui donner les

---

<sup>13</sup> Ainsi, par exemple, si le nombre de demandes de raccordements distributeurs et consommateurs est plus important que prévu, alors RTE sera dans l'obligation de traiter ces demandes, qui ne sont couvertes qu'à hauteur de 70 % par une subvention du demandeur. Cela réduira en conséquence l'enveloppe d'investissements sur laquelle RTE sera en capacité d'arbitrer. Par ailleurs, la perception des quotes-parts S3REnR dépend du rythme de raccordement des producteurs aux réseaux de transport et distribution, que RTE ne maîtrise pas. Inversement, les raccordements producteurs étant couverts à 100 % par une subvention, tout écart par rapport aux prévisions devrait avoir un impact nul sur la trajectoire nette d'investissements ; aussi RTE ne demande pas à ce qu'ils en soient exclus.

moyens de déployer le SDDR ou, tout du moins, à ralentir sa mise en œuvre, ce qui risquerait de ralentir l'ensemble de la transition énergétique et remettrait en cause une partie des économies et des gains qu'il a vocation à apporter à la collectivité. Il serait incohérent que RTE se trouve pénalisé financièrement si les investissements qu'il réalise sur la période TURPE 6 sont conformes à la trajectoire d'investissements prévisionnelle qu'il a proposée dans son programme d'investissements 2021-2024 pour respecter la feuille de route du SDDR, comme la CRE l'y encourage par ailleurs.

Enfin, RTE est favorable à ce que la mise en place de cette nouvelle régulation incitative soit assortie d'une clause de rendez-vous pour revoir le dimensionnement de l'enveloppe en cas d'évolution incontournable du périmètre d'investissements concernés (par exemple d'éventuelles évolutions réglementaires).

**Question 13 : Etes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements proposées par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?**

Comme indiqué dans sa réponse à la consultation publique sur le cadre de régulation de mars 2019, RTE comprend la volonté de la CRE de renforcer la régulation sur les investissements en l'étendant à l'ensemble des grands projets réseau.

Néanmoins, au-delà de l'extension de son périmètre, RTE considère que le dispositif existant devrait être adapté sur les points suivants :

- la zone neutre autour du budget cible devrait être adaptée projet par projet et fixée sur la base des conclusions de l'audit du budget, afin de tenir compte de la typologie des risques et du délai entre la détermination du budget cible et la mise en service du projet, qui peuvent varier fortement d'un projet à l'autre ;
- les éléments exogènes associés principalement à l'acceptabilité des ouvrages, qui peuvent engendrer des évolutions substantielles des coûts des projets, devraient être exclus du périmètre de la régulation incitative. En effet, RTE rappelle que les projets d'investissements sur le réseau de transport sont soumis à des aléas externes qui conduisent à un écart parfois important entre la valeur prévue et la valeur réalisée, dans un sens ou dans l'autre, et qu'il faut prendre en compte dans tout dispositif de régulation. RTE tient à la disposition de la CRE le retour d'expérience réalisé sur la période TURPE 5 qui démontre l'influence de ces aléas externes sur les coûts et délais des projets ;
- pour les raccordements subventionnés, l'incitation devrait se limiter à la portion de l'investissement nette couverte par le tarif, c'est-à-dire en tenant compte de la subvention versée par le client (dans l'objectif de neutraliser l'impact des évolutions de coûts consécutives aux demandes de ce dernier et répercutées dans le niveau de subvention perçu).

Enfin, RTE tient à souligner que l'extension du périmètre d'application de la régulation incitative risque de multiplier le nombre de projets soumis à audits (RTE

estime que le nombre de projets audités va ainsi doubler entre TURPE 5 et TURPE 6) et nécessitera donc une adaptation des ressources (nombre de personnes) sur la période tarifaire à venir pour suivre ces audits complémentaires, tant du côté de l'opérateur que du régulateur.

**Question 14 : Etes-vous favorable, pour le TURPE 6 HTB, à l'extension de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements à des projets plus petits sélectionnés aléatoirement par la CRE ?**

Comme il a eu l'occasion de l'indiquer dans sa réponse à la consultation publique sur le cadre de régulation de mars 2019, RTE comprend la volonté de la CRE d'appliquer cette régulation incitative à des projets de taille plus réduite. Toutefois, il est nécessaire que la CRE précise la quantité de projets qu'elle envisage de soumettre à cette régulation pour que RTE puisse adapter au mieux son organisation. RTE souligne que le nombre de projets de taille réduite soumis à cette régulation doit rester maîtrisé afin de garantir que les ressources humaines et financières affectées à ces audits restent proportionnées à l'objectif visé, dans un contexte où le nombre de grands projets audités sera déjà multiplié par deux.

**Question 15 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un unique plancher de rémunération appliqué à la somme des trois incitations ?**

RTE s'oppose à l'évolution proposée par la CRE.

RTE a déjà eu l'occasion d'exprimer ses réserves concernant la prime ou pénalité fondée sur les flux réalisés sur une interconnexion : elle est peu pertinente dans son principe et difficilement applicable en pratique.

D'une part, les flux aux interconnexions sont le résultat de comportements et de décisions des acteurs de marché ou d'acteurs économiques sur lesquels RTE ne dispose pas de leviers. La valeur d'une interconnexion est évaluée sur la base de scénarios prospectifs contrastés, en concertation avec la CRE et le régulateur concerné à horizon 20-25 ans. Cette évaluation a pour but de tester la robustesse de la valeur, sur des bases économiques. Considérant que RTE dispose de leviers sur la disponibilité mais pas sur l'utilisation d'une infrastructure, un tel mécanisme ne constitue donc pas un dispositif incitatif mais plutôt un régime aléatoire susceptible d'induire des effets d'aubaine ou des diminutions de bonus injustifiées.

D'autre part, cette incitation pose d'importantes difficultés de mise en œuvre puisqu'il est impossible de mesurer des flux sur une liaison particulière dans une situation d'interconnexions multiples, y compris au-delà de la seule frontière concernée.

Eu égard à ces écueils, RTE considère indispensable que, tant qu'elle est maintenue sous sa forme actuelle, cette pénalité sur les flux soit plafonnée au montant de la prime fixe. En levant ce garde-fou, le mécanisme envisagé par la CRE introduirait un risque excessif et injustifié de pénalité aléatoire, qui pourrait être compris comme une incitation à se désengager de projets d'interconnexion. Il entrerait

alors en contradiction avec les principes fondateurs de ce dispositif qui vise à encourager RTE à déployer de tels projets<sup>14</sup>.

Par ailleurs, lorsqu'un projet d'interconnexion n'a pas à faire l'objet d'une décision européenne de CBCA, RTE souhaite que les paramètres de sa régulation incitative soient définis au plus proche de la phase de réalisation, comme cela est le cas pour la régulation des coûts des autres grands projets d'investissement de réseau, afin de s'appuyer sur des hypothèses plus pertinentes sur les coûts des projets notamment.

Enfin, pour un budget-cible et une date-cible de mise en service donnés, RTE demande à ce que l'étalement des dépenses dans le temps soit sans impact sur la prime ou la pénalité variable sur les coûts, afin de ne pas aggraver les difficultés de coordination avec le ou les partenaires des pays voisins, qui portent et cofinancent le projet d'interconnexion selon d'autres modalités de régulation, celles de leur régime national.

**Question 16 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposé par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?**

RTE est favorable à la reconduction, sur la période TURPE 6 HTB, du mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » tel qu'il a été mis en œuvre durant la période TURPE 5.

RTE estime que le mécanisme TOTEX mis en place à titre expérimental pour Teréga pourrait présenter un certain intérêt, mais qu'il est prématuré d'envisager sa mise en place pour la période TURPE 6 HTB. RTE souhaite poursuivre les travaux engagés avec la CRE à ce sujet pour évaluer l'intérêt et, le cas échéant, les modalités d'une telle évolution pour la période tarifaire suivante.

**Question 17 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre du cadre de régulation ad hoc proposé par la CRE s'agissant des projets immobiliers des sièges régionaux de Lille et de Marseille ?**

RTE est fortement opposé au cadre de régulation proposé par la CRE sur les projets immobiliers des sièges régionaux de Lille et Marseille.

Les sièges sociaux régionaux de RTE dans les métropoles lilloise et marseillaise sont aujourd'hui répartis sur plusieurs sites éloignés les uns des autres. RTE a pour ambition de rassembler l'ensemble de ses collaborateurs sur un lieu unique dans chacune de ces deux métropoles. Ces projets s'inscrivent dans la dynamique de

---

<sup>14</sup> Cf. délibération tarifaire TURPE 4 introduisant ce dispositif : « le développement de nouvelles infrastructures améliorant les capacités d'échange transfrontalier est une des conditions d'émergence d'un marché européen intégré de l'énergie. [...] La réalisation des projets d'interconnexion requiert des efforts spécifiques de la part de RTE, notamment pour surmonter les difficultés liées à la coordination avec ses homologues des pays voisins, à l'obtention des autorisations administratives, à l'acceptabilité locale des ouvrages et aux défis techniques à relever pour franchir les obstacles naturels ».

transformation industrielle de RTE et participeront à l'accroissement des synergies entre les différentes activités réalisées sur ces sites dans un souci d'une performance accrue, particulièrement pour passer de huit à trois dispatchings.

RTE rappelle que, depuis la période TURPE 5, un cadre de régulation existe déjà pour les investissements immobiliers : les charges (de capital et d'exploitation) sont couvertes sur la base de leurs trajectoires prévisionnelles et non des trajectoires réalisées. De plus, à partir de la période TURPE 6, la CRE prévoit que 80% des plus-values de cessions immobilières seront rétrocédés aux utilisateurs du réseau, au moment de la cession (les 20% restants étant conservés par RTE).

Ces deux régulations permettent donc de s'assurer, d'une part, que RTE est incité à procéder aux meilleurs arbitrages entre OPEX et CAPEX et à maîtriser le coût de ses projets immobiliers et, d'autre part, que les utilisateurs du réseau, qui ont financé les projets immobiliers, bénéficient de l'essentiel des éventuelles plus-values que ces projets génèrent lors de leurs cessions. RTE conservant 20% des plus-values, il est par ailleurs incité à céder ses biens immobiliers dans les meilleures conditions possibles.

Le dispositif spécifique envisagé par la CRE, par exception au cadre de régulation, pour les projets immobiliers des sièges régionaux de Lille et Marseille, soulève plusieurs problèmes :

- des problèmes d'ordre juridique : le Code de l'énergie prévoit que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Or, la régulation proposée par la CRE ne permettrait pas au tarif de couvrir les coûts supportés par RTE sur les périodes TURPE 6 et TURPE 7 pour ces projets strictement nécessaires à l'exécution de ses missions de service public ;
- des problèmes de principes de régulation :
  - contrairement à des mécanismes de bonus/malus qui exposent RTE à des risques de diminution de son résultat net en cas de sous-performance par rapport aux objectifs qui lui sont fixés, ce dispositif conduirait à une sous-couverture de charges, durant deux périodes tarifaires, quels que soient les coûts et l'éventuelle valeur de cession de ces bâtiments à terme. Il représenterait donc une baisse directe et certaine du résultat net de RTE, dans un contexte où celui-ci sera par ailleurs déjà réduit par la baisse du CMPC souhaitée par la CRE, dégradant ses ratios financiers et par là-même son attractivité auprès des investisseurs ;
  - RTE ne comprend pas les raisons pour lesquelles ces deux projets feraient exception au cadre de régulation déjà prévu pour les investissements immobiliers, qui est récent, adapté et applicable à l'ensemble des projets, et conduiraient la CRE à mettre en œuvre une règle de régulation territoriale particulière pour des projets dans deux métropoles régionales, alors que

RTE est un opérateur national ayant des implantations dans presque tous les départements métropolitains ;

- le dispositif envisagé conduirait, sur la période TURPE 6, à « restituer aux utilisateurs » des montants 5 à 10 fois supérieurs aux charges que les projets occasionneraient sur cette même période, selon les hypothèses retenues. Autrement dit, il irait beaucoup plus loin que l'objectif de la CRE de limiter l'augmentation du tarif : il consisterait à diminuer le TURPE HTB par rapport au niveau qui serait le sien si ces projets n'étaient pas réalisés. RTE estime que ce déséquilibre n'est pas acceptable.
- des problèmes liés à la gestion par RTE de son appareil industriel :
  - les deux bâtiments ciblés par le projet de régulation particulier ne sont pas de simples bâtiments tertiaires mais des bâtiments mixtes (tertiaire et industriel, avec la présence de dispatching). Ils constituent donc une partie non détachable de l'outil industriel de RTE, qui ne peut pas faire l'objet d'une régulation spécifique, et qui n'a pas davantage vocation à être cédé à l'horizon du calcul économique réalisé, que les liaisons et les postes électriques (ni a fortiori à faire l'objet d'une optimisation de plus-value immobilière) ;
  - quand bien même ces deux futurs bâtiments n'auraient pas abrité de fonctions industrielles stratégiques (dispatching et salle de supervision d'actifs), RTE s'interroge sur le raisonnement qui conduirait à ne pas entendre des dépenses immobilières comme normales dès lors qu'elles sont efficaces, sauf à considérer que la fourniture par RTE à ses salariés d'un poste de travail ne fait pas partie de ses missions, donc des charges à couvrir.

A la lumière de ces problèmes et risques, RTE considère que le dispositif proposé par la CRE n'est pas acceptable. Pour autant, RTE est sensible au souhait de la CRE d'inciter à l'efficacité de l'opérateur. Etant donné le coût de ces projets comparable à ceux des grands projets d'investissement réseau, RTE est favorable à ce que la régulation existante sur les grands projets réseau de plus de 30 M€ soit appliquée à ces deux projets.

**Question 18 : Avez-vous des observations à formuler sur les indicateurs de suivi envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 HTB ?**

RTE est fortement opposé à la mise en œuvre d'un suivi d'indicateurs relatifs au « taux d'utilisation du réseau ».

En effet, RTE estime que ces indicateurs ne peuvent pas être un révélateur du service rendu par le réseau.

RTE tient en effet à rappeler :

- qu'il n'existe pas de définition reconnue et partagée du « taux d'utilisation du réseau », ni dans le secteur de l'électricité ni dans d'autres industries de réseaux (réseaux autoroutiers ou ferroviaires par exemple), parce que les



infrastructures ont, entre autres, vocation à relier des territoires, à créer des solidarités et à absorber de fortes variations de leur utilisation selon les périodes, qui rendent généralement peu pertinente l'analyse de l'intensité moyenne de leur usage ;

- que le réseau de RTE doit être dimensionné pour respecter non seulement les critères techniques d'utilisation de ses ouvrages à tout instant (« en N »), mais aussi pouvoir respecter ces critères techniques à la suite de tout aléa qui pourrait survenir sur le réseau : perte de ligne, transformateur, groupe de production, perte de consommation industrielle, etc. (« en N-1 ») ;
- que la notion-même de « taux d'utilisation du réseau » renvoie à une notion de moyenne. Or, la gestion du réseau implique la maîtrise de multiples paramètres à chaque seconde. Dans certains cas, une utilisation très ponctuelle à pleine capacité de certains ouvrages (en N ou en N-1), avec un taux moyen faible, peut toutefois correspondre à une très forte valeur pour la collectivité en matière notamment d'END<sup>15</sup> ou d'ENE<sup>16</sup> (voire de risque d'incident de grande ampleur supranational) évitée. Cela explique que le dimensionnement du réseau d'électricité intègre l'existence de telles périodes.

Concernant les indicateurs proposés par la CRE, il convient de souligner que le calcul même des valeurs d'intensité de secours temporaire (IST) des lignes intègre des hypothèses de monotones de charge. Ces monotones sont construites à partir des taux d'utilisation du réseau. Il n'est, à ce titre, pas possible d'interpréter l'IST comme une valeur maximale qui pourrait être utilisée en permanence.

Enfin, si la CRE décide malgré tout de mettre en place le suivi de ces indicateurs, RTE restera très vigilant sur l'utilisation qui pourrait être faite de tels indicateurs et des conclusions auxquelles l'observation de l'évolution des indicateurs pourrait conduire.

---

<sup>15</sup> Energie non distribuée.

<sup>16</sup> Energie non évacuée.

**Question 19 : Etes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?**

Ainsi qu'il a eu l'occasion de l'indiquer de façon détaillée dans sa réponse à la consultation publique de la CRE du 17 octobre 2019, RTE est favorable à l'existence d'une régulation incitative sur la qualité des services qu'il rend à ses clients. Une telle régulation, qui vient en complément des enquêtes de satisfaction clients menées annuellement par RTE, est le gage d'un niveau de performance élevé de la part du gestionnaire de réseau, au bénéfice de la collectivité.

Dans cet esprit, RTE accueille favorablement la majeure partie des propositions de la CRE. Celles-ci s'appliquent à des domaines sur lesquels des axes de progrès possibles ont bien été identifiés par RTE et ont fait l'objet d'échanges avec la CRE en amont de la présente consultation. Toutefois, RTE attire l'attention de la CRE sur le caractère ciblé que doit conserver une telle régulation pour être efficace. Une inflation trop marquée du nombre d'indicateurs (que la CRE envisage quasiment de multiplier par trois entre TURPE 5 et TURPE 6) conduirait, si elle se poursuivait dans la durée, à réduire l'impact et la pertinence du dispositif en vigueur.

RTE souhaite apporter les commentaires suivants sur certains indicateurs que la CRE propose de suivre et/ou d'inciter financièrement.

Pour les indicateurs de suivi du respect des délais de raccordement, RTE insiste sur le fait que ceux-ci doivent permettre de mesurer la performance de RTE. A ce titre, les délais affichés dans les propositions technico-financières (PTF) comprennent des délais de procédures administratives portés par les clients (notion de projet unique) et sur lesquels RTE ne dispose quasiment d'aucun levier. Pour être véritablement pertinent, ce suivi ne devrait cibler que les délais inscrits dans les conventions de raccordement et être enrichi d'une analyse des causes de retard (cause RTE ou autre). Par ailleurs, pour des raisons de confidentialité liées au faible nombre de raccordements sur certains segments, les délais moyens de raccordement ne peuvent pas être suivis par catégories d'utilisateurs. RTE propose une répartition permettant à la fois de respecter la confidentialité des données commerciales sensibles et de regrouper différents segments selon des typologies de raccordements relativement homogènes : production offshore, production terrestre, regroupement des consommateurs et distributeurs.

Pour ce qui relève du domaine du comptage et d'une éventuelle incitation financière sur le respect des délais d'interventions prioritaires, il est nécessaire de bien calibrer l'indicateur (périmètre d'application de la régulation) afin de ne pas pénaliser RTE pour des pannes qui ne relèveraient pas de son domaine de responsabilité (liaisons de télécommunication, actifs appartenant aux clients, etc.).

Enfin, vis-à-vis de la mise en place d'une procédure intégrée au CART pour le changement de compteur, RTE réaffirme qu'il n'a enregistré aucune réclamation relative à un dépassement de délais sur l'installation ou le changement d'un dispositif de comptage relevant de son périmètre de responsabilités. Appliquer une procédure formelle, nécessitant une complétude des dossiers de la part des clients, serait un processus lourd et coûteux pour ces derniers et pour RTE. Cette

proposition semble disproportionnée par rapport à un enjeu très faible. RTE exprime donc une très forte réserve la concernant.

**Question 20 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le cadre de régulation de la qualité d'alimentation?**

RTE exprime des réserves sur les orientations envisagées par la CRE, qui ne semblent pas répondre aux objectifs fixés et qui confèrent au dispositif un caractère punitif sans valeur ajoutée pour la collectivité.

La CRE motive sa proposition de régulation asymétrique par la crainte d'investissements coûteux que RTE pourrait réaliser pour obtenir un bonus au titre de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation. RTE rappelle donc en préambule que ce critère n'entre pas en compte dans ses décisions d'investissements, qui sont uniquement fondées sur l'intérêt socio-économique pour la collectivité (valeur de l'énergie non distribuée ou non évacuée évitée, coûts de redispatching, pertes électriques évitées). Une évolution de la régulation dans le sens souhaité par la CRE serait donc sans effet vis-à-vis de l'objectif affiché.

RTE partage néanmoins l'appréciation de la CRE et de ses clients sur le très bon niveau de qualité d'alimentation atteint à ce jour et sur l'intérêt, rappelé dans le SDDR, de viser un maintien de cette qualité. La logique voudrait que la stabilité soit obtenue en conservant le dispositif en vigueur, financièrement équilibré. Un dispositif ne pouvant générer que des malus pour le gestionnaire de réseau (plusieurs millions d'euros par an en espérance avec la formule proposée dans la consultation) va à rebours de cette logique. RTE considère qu'un mécanisme l'exposant à un risque de fort malus<sup>17</sup>, sans possibilité de compensation dans la durée par de potentiels bonus, constitue un dispositif arbitrairement punitif, sans valeur ajoutée pour la collectivité et sans levier de motivation pour les salariés de RTE.

RTE considère que la qualité de l'électricité constitue un atout économique fort pour l'attractivité du territoire français et que tout changement du signal renvoyé vers les investisseurs potentiels doit être soigneusement considéré à l'aune des objectifs visés.

**Question 21 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant les coupures longues sur le RPD issues du RPT ?**

RTE est favorable au maintien de cette disposition et à la révision de ses paramètres pour tenir compte du retour d'expérience de la période TURPE 5, mais considère que les valeurs des paramètres proposés par la CRE pour la période TURPE 6 sont déséquilibrées. Le niveau annuel au-delà duquel les indemnités

---

<sup>17</sup> A titre illustratif, les résultats de 2015, qui ont généré un malus de -8 M€ sous le dispositif TURPE 4, auraient conduit à un malus correspondant au plafond de -45 M€ avec le dispositif TURPE 5 (ainsi qu'avec celui proposé par la CRE pour TURPE 6).

versées sont incluses au CRCP devrait être ajusté dans les mêmes proportions que le niveau cible couvert par le tarif.

La proposition de la CRE équivaut à faire bénéficier RTE d'une prime si les remboursements annuels d'indemnités auprès des GRD sont inférieurs à la moyenne annuelle constatée entre 2017 et 2019 (1,6 M€/an), et à lui faire subir une pénalité s'ils sont supérieurs. Cette pénalité est plafonnée grâce à l'inclusion au CRCP des indemnités versées au-delà d'un certain montant que la CRE propose de fixer à 9 M€/an pour la période TURPE 6.

Avec le dispositif proposé, le niveau maximal des pénalités (-7,4 M€) est presque cinq fois supérieur à celui des primes (+1,6 M€). RTE exprime de fortes réserves vis-à-vis d'une incitation aussi déséquilibrée, qui encourage des efforts potentiellement excessifs sur la maîtrise des risques de non-alimentation du RPD, à rebours des objectifs définis par la CRE sur la qualité d'alimentation (cf. question 20). Sur ce poste, l'essentiel des charges supportées par RTE durant la période TURPE 5 sont des conséquences d'événements climatiques hors normes face auxquels RTE ne dispose que de leviers très limités, sauf à investir massivement, au-delà de l'optimum pour la collectivité.

Par ailleurs, RTE rappelle qu'outre ce dispositif, les conséquences des défaillances du RPT font l'objet d'autres mécanismes incitatifs, avec des effets qui peuvent se cumuler pour les mêmes événements :

- une indemnisation potentielle des clients coupés, en cas de non-respect des engagements contractuels intégrés dans le CART ;
- un malus potentiel pour RTE dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

Pour l'ensemble de ces raisons, RTE considère que les remboursements à sa charge doivent être plafonnés à 3,2 M€/an, afin d'équilibrer les espérances de prime et de pénalité sur la période TURPE 6.

## **Question 22 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D envisagé par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?**

RTE est favorable au maintien des modalités actuelles de régulation des dépenses d'exploitation de R&D qui incitent à consacrer, à ces activités, au moins les montants prévus dans la décision tarifaire (i.e. montants hors apport de subventions et à réévaluer en fonction de l'inflation observée).

RTE est également favorable à la possibilité de réviser les montants convenus en milieu de période tarifaire et n'a pas d'objection aux propositions visant à renforcer sa transparence sur ses activités de R&D, dans le respect d'éventuelles clauses ou nécessités de confidentialité.

**Question 23 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution formulées par la CRE sur le dispositif du guichet « Smart grids » afin de lui donner plus de souplesse et d'efficacité ?**

RTE est favorable à ce que le seuil du guichet « Smart grids » soit abaissé à 1 M€.

RTE souligne que, bien que n'ayant pas sollicité ce dispositif au cours de la période TURPE 5, il déploie et mobilise activement, sur le réseau de transport, un certain nombre de solutions « Smart grids », issues notamment de ses travaux de R&D. RTE rappelle en particulier qu'une partie d'entre elles est nécessaire pour accompagner les investissements du SDDR. Ces solutions innovantes et porteuses de valeur sur le long terme pour la collectivité, sont à l'origine notamment de la démarche dite de « développement optimal » du RPT et d'une politique ambitieuse de numérisation du réseau.

**Question 24 : Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données devraient-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?**

S'agissant du délai de transmission aux acteurs concernés du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement :

Le contrôle du réalisé du mécanisme d'ajustement permet à RTE de vérifier la bonne exécution des ajustements, d'attribuer les volumes ajustés aux bons acteurs et de calculer leur rémunération. Le calcul est effectué par RTE, conformément aux règles MA-RE, mais celui-ci fait intervenir des données dont la mise à disposition dépend d'actions de tiers.

RTE peut comprendre le souhait de la CRE de mettre en place un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires, pour les éléments qui relèvent de ses missions et selon les termes prévus par les textes associés. En revanche, RTE ne peut être tenu responsable de retards liés à d'autres intervenants. A ce titre, la mise en place d'un tel cadre de régulation semble difficile et peu adaptée.

RTE tient toutefois à préciser que certaines échéances de mise à disposition des données par des tiers ont été raccourcies, notamment pour permettre une publication plus rapide du calcul des écarts des responsables d'équilibre, ce qui permet de mieux sécuriser le délai de transmission du contrôle du réalisé aux acteurs d'ajustement.

Par ailleurs, RTE précise qu'il a engagé depuis plusieurs années la mise en œuvre d'une offre de services, renouvelée, d'accès aux données fondamentales pour les mécanismes de marchés. Ainsi, à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2020 (mise en place du nouveau modèle de valorisation), les données de valorisation du mécanisme

d'ajustement seront désormais publiées sur le Portail Data et sur l'IHM<sup>18</sup> du Portail Services de RTE, en remplacement d'une application peu flexible et vieillissante.

S'agissant du délai de publication des données prioritaires liées au mécanisme de capacité :

RTE partage les enjeux identifiés par la CRE concernant le besoin de l'ensemble des acteurs de disposer d'une vision de l'équilibre sur le marché de capacité, mais formule les observations suivantes sur les données, de nature différente, qui sont évoquées dans le document de consultation :

1. Les paramètres de certification et d'obligation de capacité sont fixés par les règles du mécanisme de capacité (proposées par RTE et approuvées par le Ministre). Ils permettent notamment aux acteurs de définir la stratégie de couverture et de vente de leurs garanties de capacité. Etant inscrits dans les règles du mécanisme de capacité, ces paramètres sont donc nécessairement publiés dès qu'une année de livraison est ouverte.
2. Les déclarations d'évolution des paramètres informatifs de certification des producteurs (« niveaux de capacités certifiées évolués ») permettent d'afficher de façon transparente la meilleure prévision de disponibilité des capacités pour une année de livraison. RTE comprend l'enjeu associé à la publication de ces informations et l'intérêt de suivre le délai de publication de ces données. RTE a d'ailleurs mis un outil à la disposition des clients sur leur espace personnalisé pour permettre la déclaration de ces paramètres dans les délais prévus dans les règles. En revanche, RTE ne pourrait être tenu responsable de retards pour des demandes transmises via d'autres canaux que cet outil, comme cela est parfois le cas, ce qui complexifie le suivi des délais. La mise en place d'un cadre de régulation nécessiterait donc une rationalisation des canaux à disposition des acteurs ainsi qu'un délai pour la définition d'un indicateur.
3. Pour ce qui concerne les niveaux de capacités certifiées évolués publiés par RTE sur le registre, par filière et par groupe de production, RTE comprend que le délai ciblé par la CRE est celui du traitement des demandes de certification des capacités. En effet, lors de la vague de certification d'octobre 2018, RTE a rencontré des difficultés de traitement des demandes, qui l'ont conduit à ne pas respecter certains délais réglementaires<sup>19</sup>. Ces difficultés étaient liées à deux facteurs transitoires : (i) la période de rodage des outils et des processus pour l'ensemble des intervenants et (ii) le contexte particulier de l'année 2019<sup>20</sup>, conduisant à un traitement de plus de 5 400 demandes de certification et de rééquilibrage sur 12 mois. RTE n'est pas opposé à la mise en place d'un suivi des délais de certification mais estime qu'il serait important, le cas échéant, que RTE ne soit pas tenu responsable de potentiels retards liés à d'autres intervenants (notamment les GRD qui

---

<sup>18</sup> Interface Homme-Machine.

<sup>19</sup> A savoir 15 jours ouvrés en dehors des cas de demandes de dérogation.

<sup>20</sup> En 2019, l'exercice de certification a porté sur plusieurs années de livraison (2021, 2022, 2023).

transmettent le dossier de certification pour les capacités sur le RPD). Les indicateurs devront ainsi isoler spécifiquement le délai de traitement de RTE.

**Question 25 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative encadrant l'exécution d'actions prioritaires ainsi qu'aux actions prioritaires identifiées à ce stade ?**

RTE est favorable à ce que tous les freins qui peuvent exister à l'innovation des parties prenantes soient levés mais il est défavorable au dispositif envisagé.

Lorsque des innovations des utilisateurs du réseau sont conditionnées à des évolutions relevant du champ d'action des gestionnaires de réseau, alors il fait partie des missions des opérateurs de mettre en œuvre ces évolutions dans les meilleures conditions de coûts et de délais, dans la mesure où la valeur des innovations dépasse le coût des évolutions requises. Le cas échéant, avec l'appui du régulateur et, si nécessaire, des parties prenantes, il est justifié que l'opérateur définisse une feuille de route pour la mise en œuvre des actions requises, en précisant les ressources et les délais nécessaires, puis rende compte de l'avancement de cette feuille de route en démontrant qu'il mobilise tous les moyens à sa disposition pour tenir les objectifs convenus.

S'agissant du dispositif de pénalisation financière proposé par la CRE, RTE le trouve inadapté à plusieurs titres.

D'une part, RTE est fermement opposé au principe d'une régulation qui porte à la fois sur les moyens et sur les objectifs, s'ils ne sont pas fixés en cohérence. La mise en œuvre du programme ambitieux que propose la CRE ne peut constituer un objectif pour RTE que si les ressources mises à sa disposition sont adaptées à ces ambitions. A ce titre, RTE relève que la CRE l'encourage à mettre en place un appel d'offres pour la réserve secondaire en 2021 mais que, par ailleurs, elle ne tient pas compte, dans le niveau des charges de réserves en 2021, de l'effet qu'aura cet appel d'offres sur le volume de réserve secondaire. RTE signale également que l'auditeur Schwartz & Co préconise de ne pas intégrer aux trajectoires TURPE 6 les effectifs supplémentaires nécessaires à RTE pour préparer le cadre de contractualisation des flexibilités pour la gestion des congestions. S'il ne dispose pas des moyens nécessaires aux actions proposées par la CRE, y compris celles qui pourraient être ajoutées en cours de période tarifaire, RTE ne pourra pas s'engager à atteindre les objectifs.

D'autre part, le choix des « actions prioritaires » proposées par la CRE dans le document de consultation publique apparaît en écart important avec les priorités données à RTE par l'Etat pour les années à venir : déclinaison sur le réseau de transport de la programmation pluriannuelle de l'énergie, Bilan Prévisionnel intégrant un volet sur l'horizon 2050, exemplarité environnementale, etc. Or, il conviendrait que les objectifs que la CRE est amenée à fixer à RTE soient choisis en cohérence avec les priorités assignées par les pouvoirs publics, précisées par la ministre de l'énergie dans sa lettre du 17 juin 2020.

Enfin, RTE est opposé au principe d'une régulation punitive, dont les risques de pénalités ne peuvent être équilibrés par des possibilités de bonus. Ce type de dispositif n'offre aucun levier de motivation et représente une charge en espérance qui doit, le cas échéant, être prise en compte dans le calage du niveau du tarif.

Parmi les actions identifiées par la CRE, RTE partage l'analyse sur l'importance de l'élaboration et de la publication de la carte des contraintes réseaux prévisionnelles, qui permet aux acteurs de savoir où positionner au mieux leurs projets afin d'aider à la résolution de ces contraintes. Pleinement engagé sur cet objectif, RTE a d'ailleurs déjà publié cette carte pour la première région ayant révisé son S3REnR, Hauts de France, et s'apprête à le faire pour la région Nouvelle-Aquitaine. Néanmoins, RTE rappelle que ces cartes de contraintes sont élaborées, pour chaque région, dans un délai de 6 mois après la publication du S3REnR révisé. C'est cette échéance qui doit constituer l'objectif et non le 1<sup>er</sup> janvier 2023 dans la mesure où, au vu du calendrier prévisionnel de révision des S3REnR, seules 8 régions, au mieux, pourront faire l'objet d'une analyse de contraintes à cet horizon.

En revanche, même si les sujets ont bien été identifiés et que des démarches ont été engagées pour y travailler, RTE est plus réservé sur le caractère prioritaire des trois autres actions proposées par rapport à d'autres demandes qui lui sont faites par l'Etat, et sur les échéances que retient la CRE les concernant. A ce titre, et de manière générale, RTE appelle la CRE à ce que les demandes de cette dernière restent alignées avec celles de l'Etat déléguant à RTE le service public dont il a la charge.

S'agissant de la mise en place de l'appel d'offres pour la contractualisation de capacité de réserve secondaire, RTE a présenté un plan d'action dans sa feuille de route pour ce projet, publiée début 2020 et approuvée par la CRE. L'objectif que s'est fixé RTE est bien celui d'une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> octobre 2021. Néanmoins, au regard des aléas qui pèsent sur les conditions d'atteinte de cet objectif<sup>21</sup>, la date limite du 31 décembre 2021, en cohérence avec la dérogation au règlement électricité accordée par la CRE dans sa délibération N°2020-072, apparaît plus adéquate.

S'agissant du cadre de contractualisation des flexibilités pour les congestions et de la correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités locales, les travaux engagés en sont à des étapes amont et, si les premiers jalons sont clairs et bien identifiés, les étapes suivantes (échanges avec la CRE, concertation, évolutions réglementaires et SI, retour d'expérience sur des expérimentations, etc.) et les attentes à l'horizon 2022 et au-delà sont à ce stade mal définies et les délais associés sont, par conséquent, difficiles à apprécier. Sur ces sujets, sans précision de ce qui est attendu de RTE, il n'est pas possible de fixer des objectifs de délais.

---

<sup>21</sup> Effet de la crise sanitaire sur le calendrier de l'appel d'offres journalier des réserves rapide et complémentaire dont la plateforme de gestion est commune avec l'appel d'offres réserve secondaire, articulation avec les calendriers d'évolution vers une contractualisation dissymétrique et une activation au *merit order*.



## **Question 26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges liées à l'exploitation du système électrique de RTE ?**

Les observations de RTE sur les trajectoires de charges liées à l'exploitation du système électrique sont présentées ci-après pour chacun des principaux postes.

### Achats d'électricité pour la compensation des pertes électriques

RTE ne partage pas la logique de l'ajustement proposé par la CRE sur les volumes de pertes et y est défavorable. En effet, la CRE considère que les prévisions de volumes de pertes électriques présentées par RTE ne sont pas suffisamment fiables au motif que les dates de mise en service des ouvrages qui feront augmenter ces volumes au cours de la période TURPE 6 (nouvelles centrales de production, nouvelles liaisons d'interconnexion) sont incertaines. En réponse à cette incertitude, la CRE propose de fonder la trajectoire de volumes sur un taux de pertes<sup>22</sup> de 2,20% (moyenne constatée entre 2017 et 2019) et de l'appliquer aux prévisions d'injections fournies par RTE. Or, d'une part, ces prévisions d'injections intègrent les hypothèses d'arrivées d'ouvrages que la CRE ne souhaite pas prendre en compte dans la prévision des volumes de pertes de RTE et, d'autre part, ces hypothèses d'arrivées d'ouvrages sont incluses dans les prévisions de RTE de recettes d'interconnexion validées par la CRE. L'ajustement proposé pose donc un problème de cohérence : la CRE ne peut pas accepter des hypothèses de recettes et les réfuter dans le dimensionnement des charges.

Par ailleurs, RTE note que la CRE prévoit une stabilité du taux de pertes pour la période TURPE 6 par rapport à la moyenne de la période 2017-2019 (2,20%). Or ce taux de pertes est en croissance entre la période TURPE 5 et la période précédente (2,10% entre 2013 et 2015), en raison précisément de la mise en service de nouveaux ouvrages (interconnexion France-Espagne), ce qui a conduit RTE à être systématiquement pénalisé durant la période TURPE 5 au titre de la régulation incitative sur les volumes de pertes. RTE considère que l'hypothèse de stabilité du taux de pertes conduit la CRE à sous-estimer les volumes de pertes, et donc les charges de compensation des pertes, pour la période TURPE 6.

### Services système fréquence et équilibrage

RTE est en profond désaccord avec les trajectoires proposées par la CRE pour les réserves d'équilibrage. RTE note que le niveau qui sera retenu pour 2021 servira de référence pour la régulation incitative envisagée et qu'il représente donc un enjeu important en matière de risques supportés par RTE. Etant données les fortes incertitudes qui entourent l'évolution des volumes et des prix de réserves, et en l'absence de levier d'action à sa main pour modérer ces incertitudes, RTE juge que les trajectoires proposées par la CRE ne sont pas équitables et ne couvrent pas, en espérance, les coûts d'un gestionnaire de réseau efficace :

---

<sup>22</sup> Rapport entre le volume de pertes électriques et le volume d'injections physiques sur le réseau de transport.

- sur la réserve secondaire, la CRE ne retient pas, à ce stade, le besoin de hausse de volume exprimé par RTE, au motif que la méthode de redimensionnement n'a pas encore fait l'objet d'une concertation. Une nouvelle méthode de redimensionnement de la réserve secondaire, conduisant à augmenter son volume moyen, est pourtant indispensable pour permettre le passage à un appel d'offres. En effet, la méthode actuelle nécessite de connaître avec suffisamment de précision la demande en électricité (consommation + échange) pour le lendemain, ce qui n'est possible qu'après la fermeture du marché J-1, soit aujourd'hui une prescription à 13h en J-1. Dans la mesure où l'appel d'offres sur la réserve secondaire sera réalisé à 9 h en J-1<sup>23</sup>, la méthode actuelle de dimensionnement deviendra inapplicable et devra être révisée<sup>24</sup>. RTE note que la CRE l'encourage à mettre en œuvre l'appel d'offres au 1<sup>er</sup> octobre 2021, au point d'envisager des pénalités de retard (cf. § 2.5.4.2 de la consultation publique), mais qu'elle refuse d'accorder les moyens nécessaires à cette évolution en 2021, ce qui est incohérent. Par ailleurs, l'hypothèse de prix que retient implicitement la CRE pour caler la trajectoire est d'environ 15 €/MWh dès la mise en place de l'appel d'offres au 1<sup>er</sup> octobre 2021, ce qui représente une baisse immédiate de 25% par rapport au prix régulé en vigueur aujourd'hui, sans justification de cette baisse. RTE juge cette hypothèse non réaliste et non équitable.
- sur les surcoûts marge, la charge annuelle prévisionnelle est calée par la CRE sur la moyenne du réalisé entre 2017 et 2019 (3 M€/an). Sur ces trois années, le niveau d'activation d'ajustements pour cause marge a été particulièrement faible. Or, ce poste présente une forte volatilité : il peut atteindre des niveaux élevés les années de fortes contraintes sur le système électrique et des niveaux faibles les autres années (il a ainsi fluctué entre 2 M€/an et 68 M€/an sur les 10 dernières années). Caler la trajectoire sur un historique de trois années sans contrainte significative ne laisserait à RTE aucune marge de manœuvre pour faire face à une année où les sollicitations seraient importantes. RTE maintient pour ce poste la prévision de son dossier tarifaire (8 M€/an), fondée sur une moyenne des charges annuelles constatées depuis 2013 (deux périodes tarifaires), qui reflète mieux la variabilité importante de ce poste.

---

<sup>23</sup> L'appel d'offres pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire doit avoir lieu avant la fermeture du marché J-1 à 12h, entre l'appel d'offres FCR (8h) et l'appel d'offres RR RC journalier (10h).

<sup>24</sup> Par ailleurs, le dimensionnement actuel, qui repose uniquement sur le niveau de demande et le gradient (vitesse de variation de la demande), conduit à obtenir un volume de réserve secondaire qui suit la courbe de charge et qui ne traduit pas nécessairement les besoins constatés en temps réel. Ce dimensionnement sera inadapté pour couvrir les écarts de réglage potentiels que pourraient entraîner l'utilisation des plateformes européennes d'équilibrage. En effet, il est probable qu'une part importante des produits d'ajustement qui seront disponibles pour l'équilibrage ne corresponde pas parfaitement aux produits standards prévus par les plateformes européennes et l'écart entre ce qui sera livré réellement et le produit standard théorique devra être compensé par l'activation de réserve secondaire, dont le volume devra être adapté en conséquence.

### Services système tension

La CRE ne retient pas, au stade de la consultation publique, l'accroissement des coûts de la compensation synchrone prévu par RTE car elle considère que les justifications ne sont pas suffisantes. Si RTE reconnaît que le chiffrage peut être affiné, il considère néanmoins que les démonstrations fournies concernant la forte augmentation de la sollicitation de certains groupes de production sur un historique récent sont probantes. RTE rappelle que la compensation synchrone lui est nécessaire pour maintenir la tension dans certaines zones de France. Des selfs seront installées par RTE d'ici la fin de la période TURPE 6 pour réduire les sollicitations de la compensation synchrone dans ces zones problématiques mais la période transitoire devra impérativement être gérée avec l'appui de la compensation synchrone.

### Charges liées aux congestions

RTE et la CRE convergent sur les hypothèses à considérer pour établir les trajectoires de congestions internationales. RTE rappelle toutefois que cette meilleure vision en espérance présente un fort niveau d'incertitude étant donné les changements profonds qui interviendront dans les prochaines années dans les contraintes à gérer et les règles de partage des coûts associés entre GRT.

Sur les coûts de congestions nationales, des échanges techniques ont eu lieu entre les services de RTE et ceux de la CRE depuis la remise du dossier tarifaire sur les deux types de congestions nationales :

- RTE n'a pas d'objection concernant les ajustements proposés par la CRE sur les hypothèses relatives aux congestions régionales (écrêtement de production) ;

---

<sup>25</sup> Coûts supplémentaires par rapport à un « talon » historique d'environ 18 M€ (moyenne 2017-2019).

- RTE partage une partie des ajustements proposés par la CRE sur les congestions sur le réseau grand transport (congestions dites « historiques ») mais est en désaccord avec le « point de démarrage » retenu par la CRE pour 2020. En effet, la moyenne du réalisé 2017-2019 (7,7 M€/an) considérée par la CRE ne reflète pas la hausse des coûts de congestion intervenue sur la période, qui s'est poursuivie en 2020<sup>26</sup>. Il est important de ne pas sous-estimer ce paramètre pour éviter que la trajectoire globale se trouve sous-calée pour la période TURPE 6.

### Dispositif d'interruptibilité

RTE note que la CRE retient la trajectoire de son dossier tarifaire, établie sur la moyenne des résultats d'appels d'offres entre 2017 et 2020. RTE signale toutefois que des abattements sur les montants d'appels d'offres sont pratiqués chaque année sur la rémunération des lauréats qui ne respectent pas leurs engagements, venant réduire les charges enregistrées sur ce poste. Dans la mesure où le poste est inclus à 100% au CRCP et dans le souci d'éviter un sur-calage de la trajectoire de charges couvertes par le TURPE 6, celle-ci pourrait être calée sur la moyenne historique des résultats d'appels d'offres nette de la moyenne des abattements (en excluant l'année 2018, atypique car marquée par des abattements exceptionnels).

### Inter TSO-Compensation (ITC)

RTE est en profond désaccord avec l'ajustement proposé par la CRE, qui consiste à caler la trajectoire de la période TURPE 6 sur la moyenne du réalisé des trois dernières années disponibles (2017 à 2019). En effet, cette moyenne sur un historique très court donne un poids prépondérant à l'année 2017, très atypique, où le solde exportateur français a été exceptionnellement faible du fait des indisponibilités du parc nucléaire français (décisions de l'agence de sûreté nucléaire) : la chute ponctuelle du solde exportateur a réduit fortement la charge de l'ITC en 2017. L'influence de ce point atypique sur une moyenne de trois valeurs conduit à fortement sous-caler en espérance la trajectoire de ce poste de charges, qui est très difficilement prévisible et hors du champ de maîtrise de RTE. Pour ces raisons, RTE rappelle son souhait que les charges liées au dispositif ITC soient incluses au CRCP, afin notamment de restituer aux utilisateurs du réseau les trop-perçus en cas d'événements exceptionnels, non maîtrisables par RTE, qui peuvent réduire le montant du poste, comme cela a été le cas en 2017.

---

<sup>26</sup> Le réalisé comptable a été de 6 M€ en 2017, 6 M€ en 2018 et 11 M€ en 2019. Pour 2020, RTE a enregistré, sur les neuf premiers mois de l'année (fin septembre), un réalisé de l'ordre de 15 M€ et anticipe un point de sortie à fin d'année de l'ordre de 18 M€ pour les congestions sur le réseau grand transport. Une partie de la hausse des coûts intervenue en 2020 est toutefois liée aux conditions exceptionnelles engendrées par la gestion de la première période de confinement et sa sortie.

**Question 27 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique) de RTE ?**

RTE exprime des désaccords de méthode, qui conduisent à de fortes divergences d'analyse, vis-à-vis des trajectoires de charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) que propose le cabinet Schwartz & Co. En fondant certaines de ses prévisions sur l'observation du passé, l'auditeur ne prend pas correctement en compte les évolutions de réglementation, de conditions de marché mais également de politiques que RTE prévoit de mettre en œuvre pour répondre à des problématiques nouvelles (vieillessement d'actifs, nouveaux types d'ouvrages, évolution du mix électrique) et/ou assurer ses missions de façon plus performante (optimisation de l'équilibre entre maintenance en OPEX et renouvellement en CAPEX). Ses préconisations d'abattements sur des postes (traitement des points de proximité par exemple) ou des projets (certains projets SI notamment) liés au maintien de la sécurité des biens et des personnes ou à la sûreté du système électrique semblent arbitraires et risquent fortement d'être nuisibles. En recommandant des ajustements sur des dépenses dont le niveau ne dépend pas de RTE (outils et services nécessaires pour répondre aux exigences réglementaires européennes, exigences liées à la loi « Avenir Professionnel », par exemple), il impose implicitement des renoncements, en volume ou en qualité, sur d'autres postes. Enfin, en mélangeant des approches irréconciliables (examen des dépenses d'exploitation poste à poste d'une part et estimation globale de l'enveloppe optimale de dépenses à partir d'une extrapolation des coûts passés d'autre part), l'auditeur tire des conclusions inadaptées, illisibles et non crédibles.

Les trajectoires prévisionnelles présentées par RTE dans son dossier tarifaire reposent, pour leur part, sur un corps d'hypothèses qui s'appuie sur la feuille de route pour le réseau de transport que constitue le SDDR. Elles constituent une expression de besoins calée au plus juste pour assurer les missions de RTE, être au rendez-vous de la transition énergétique et numérique, maintenir un haut niveau de qualité de service, répondre aux exigences réglementaires et de sécurité et aux besoins d'adaptation de l'entreprise, pour la période TURPE 6. Ces trajectoires intègrent les effets de l'ensemble des leviers de productivité que RTE prévoit de mobiliser durant la période TURPE 6.

Ces charges nettes de fonctionnement sont composées, pour l'essentiel, de postes de charges et produits non éligibles au CRCP :

- des charges maîtrisables (charges de personnel et achats de matériels et services) ;
- des impôts et taxes, dépenses non maîtrisables mais considérées comme suffisamment prévisibles ;
- des autres produits et charges opérationnels (APCO) ;
- des produits extratarifaires (représentant moins de 2% du chiffre d'affaires de RTE) ainsi que la production immobilisée, qui viennent en diminution des charges susmentionnées.

Au terme de l'audit de Schwartz & Co sur les trajectoires prévisionnelles de charges nettes de fonctionnement qu'il a présentées dans son dossier tarifaire mis à jour à l'été 2020, RTE maintient la majeure partie de ces trajectoires en contestant les préconisations d'abattements de l'auditeur, et formule les observations suivantes sur les différents postes analysés :

#### 1) Concernant les dépenses contrôlables

Près de la moitié du besoin de ressources supplémentaires exprimé par RTE concerne la gestion des actifs<sup>27</sup>. Considérant l'état actuel des ouvrages et les évolutions en besoins de renouvellement liées au vieillissement du réseau, RTE met en place une nouvelle démarche de gestion des actifs qui permet d'optimiser les décisions et les dépenses de maintenance et de renouvellement des actifs, sur l'ensemble de leur cycle de vie, à partir d'une vision fondée sur la gestion du risque. Il s'agit notamment pour RTE de promouvoir et de développer les analyses de risques couplant l'état de santé réel des actifs et leurs comportements aux enjeux qui leur sont associés pour le système électrique et pour la collectivité, afin de faire émerger les meilleures décisions pour :

- optimiser les dépenses de renouvellement (au regard des dépenses induites par la réalisation des risques) ;
- conserver la maîtrise des risques et maintenir un haut niveau de qualité de service.

RTE établit des orientations sous la forme de plans ciblés (sur les problématiques de corrosion des supports des lignes aériennes, des émissions de SF6 dans les postes sous enveloppes métalliques, d'arrêt de l'utilisation de produits phytosanitaires) et fait évoluer ses politiques selon cette méthode qui permet d'optimiser le coût total (OPEX+CAPEX) sur l'ensemble du cycle de vie et de mutualiser des efforts d'adaptation et de rénovation du réseau.

RTE considère la mise en œuvre de la nouvelle démarche de gestion des actifs comme un pilier du SDDR et comme l'un des principaux enjeux de la période TURPE 6, pour le maintien du niveau de service offert par le réseau de transport et son équilibre économique à moyen et long terme. La CRE s'y est d'ailleurs associée en indiquant, dans sa délibération du 23 juillet 2020 sur le SDDR, qu'elle « *soutient la politique de gestion des actifs tenant compte de leur état réel et le recours à une maintenance préventive renforcée pour optimiser les besoins de renouvellement des réseaux tout en préservant la qualité d'alimentation* » et qu'elle « *est favorable à la démarche proposée par RTE de recherche de solutions optimales sur le cycle de vie des actifs* » et qu'elle « *demande à RTE d'appliquer cette approche à l'ensemble de ses politiques de renouvellement du patrimoine (sectionneurs, transformateurs, conducteurs, etc.)* ». Au regard des enjeux

---

<sup>27</sup> Pour un gestionnaire de réseau de transport d'électricité, la gestion des actifs représente l'ensemble des activités coordonnées qui concourent à la meilleure adéquation entre la durée de vie des actifs, leurs performances, les risques associés et leurs coûts complets, depuis la conception jusqu'au démantèlement. L'optimisation de cette gestion des actifs permet de répondre aux exigences réglementaires et aux besoins des utilisateurs du réseau de manière sûre, durable, efficace et respectueuse de l'environnement.

associés au déploiement de cette démarche, RTE regrette les importantes réductions de ressources que préconise l'auditeur sur le périmètre des dépenses contrôlables en général, et sur celui de la gestion des actifs en particulier. RTE conteste plus particulièrement les propositions d'ajustements suivantes.

- *Les ajustements proposés sur certains coûts unitaires sont susceptibles de compromettre la mise en œuvre de la nouvelle politique de gestion des actifs de RTE et les gains et économies qu'elle a vocation à apporter à la collectivité.*

Les sous-postes les plus concernés par ces propositions d'ajustements sont les suivants :

- la peinture des supports des lignes aériennes : depuis la réalisation du diagnostic corrosion sur les lignes aériennes, à partir duquel a été élaboré le plan corrosion présenté dans le SDDR, RTE ambitionne de peindre plus et mieux, pour gagner en qualité, améliorer ainsi la durabilité de la protection offerte par la peinture et prolonger la durée de vie des supports. Il est nécessaire, pour cela, de mieux préparer les surfaces à peindre et d'améliorer la qualité des systèmes de peinture. Cette amélioration de la prestation représente une augmentation du coût unitaire d'exécution à court terme, plus que compensée par les coûts qu'elle permet d'éviter dans la durée, grâce au prolongement de la durée de vie des pylônes. RTE a d'ailleurs pu constater, dans le cadre d'un benchmark récent sur les pratiques mises en œuvre à l'étranger, que les opérations de mise en peinture sur son patrimoine sont jusqu'ici de coût plus faible mais moins performantes sur le plan technique que celles réalisées par d'autres gestionnaires de réseaux de transport d'électricité. Il est nécessaire que les ressources accordées à RTE lui permettent d'accroître significativement à la fois les volumes et la qualité des mises en peinture des supports, faute de quoi des renoncements devront être faits sur le déploiement du plan corrosion et sur les gains à en attendre sur les trajectoires de CAPEX à venir.
- la réhabilitation des transformateurs : l'augmentation du coût unitaire prévue par RTE reflète une évolution de la consistance de chaque opération, intégrant systématiquement des compléments de travaux sur les équipements les plus sensibles des appareils, objet de défaillances de plus en plus problématiques ces dernières années. Ces réhabilitations plus complètes que par le passé intégreront le remplacement des traversées, la révision des régulateurs en charge, le traitement et la filtration de l'huile du transformateur, ainsi que le traitement de la corrosion de la cuve.
- le remplacement des isolateurs corrodés : RTE prévoit un programme important de remplacement des isolateurs sur des ouvrages stratégiques (évacuation des centrales nucléaires) qui doit être mené à bien pour des enjeux de sûreté du système. Caler les ressources allouées à ces remplacements sur des hypothèses de coûts unitaires insuffisants conduirait à réduire le volume d'opérations réalisables et à prolonger le risque réseau associé à des ruptures de chaînes non remplacées.

- *Les ajustements proposés sur certaines politiques techniques et sur les dépenses du SI ne permettraient pas à RTE de se mettre en conformité avec certaines réglementations.*
  - Le traitement des points de proximité géométrique<sup>28</sup> : RTE a l'obligation d'assurer la sécurité des biens et des personnes dans l'environnement de ses sites tertiaires et industriels ainsi que des ouvrages du réseau, en garantissant le respect de distances réglementaires. L'environnement aux abords des ouvrages évolue quotidiennement et de nouvelles proximités géométriques apparaissent. Les hypothèses retenues par l'auditeur ne permettraient pas à RTE d'appliquer son plan de résorption des points de proximité géométrique.
  - Le plan hygiène : RTE se doit de répondre aux obligations réglementaires imposées à tout employeur en matière d'hygiène. Ces dépenses concernent l'entretien des bases vie mobiles, l'augmentation de la fréquence de nettoyage des sanitaires des postes et le recours à des entreprises prestataires spécialisées dans le nettoyage des vêtements de travail. L'ajustement préconisé par l'auditeur ne permettrait pas à RTE d'assurer une conformité à la réglementation sur 100% de ses sites.
  - La sécurité du SI : la mise en place de deux datacenters industriels en 2020 (projet HORUS) a pour objectif de répondre aux obligations de la Loi de Programmation Militaire avec des dépenses d'Administration Exploitation et Maintenance (AEM) supplémentaires pour la période TURPE 6 par rapport à celles nécessaires à la couverture du périmètre concerné par le TURPE actuel.
- *Les ajustements proposés sur l'activité de gestion de la végétation risqueraient d'entraîner des conséquences sur la sûreté du système électrique et la sécurité des tiers.*

L'objectif principal de l'élagage est d'éviter tout risque d'amorçage entre les câbles aériens et la végétation. Le coût moyen des prestations est en nette hausse et reflète les exigences de plus en plus fortes des tiers vis-à-vis de RTE (fréquence d'intervention et traitement des rémanents de coupe plus importants) et les contraintes environnementales de plus en plus prégnantes (la pratique du gyrobroyage au printemps doit décliner jusqu'à son arrêt total). Les hypothèses retenues par l'auditeur induiraient de très fortes contraintes, incompatibles avec ces exigences.

---

<sup>28</sup> On appelle « point de proximité géométrique » toute situation topographique dans laquelle les conducteurs d'une ligne aérienne ne respectent pas les distances d'éloignement par rapport au sol ou aux obstacles, conformément à l'application de la réglementation (Arrêté Technique notamment).



- *Les ajustements proposés sur les volumes de remplacement de certains appareils en fin de vie conduiraient RTE à différer une partie de ces actions, remettant ainsi en cause la conclusion majeure du SDDR que constitue la priorisation donnée au réseau du quotidien, pourtant approuvée par la CRE.*

Ce risque de report concerne notamment les transformateurs de mesure et les sectionneurs.

- *Les ajustements proposés sur la trajectoire de dépenses des activités d'ingénierie et d'expertise ne permettraient pas de répondre au besoin de renforcement de certaines activités.*

Les activités d'études, de veille et de coordination liées aux S3REnR qui seront révisés durant la période TURPE 6 vont significativement augmenter, dans la mesure où les études programmées prévoient la révision de trois S3REnR par an en moyenne, contre un seul par an sur la période 2018-2019 (période de référence considérée par l'auditeur). En outre, RTE doit renforcer son implication dans les concertations face aux exigences croissantes des parties prenantes et intégrer les nouvelles contraintes imposées par l'Autorité environnementale dans son avis du 18 décembre 2019 sur le SDDR.

- *Certains ajustements ne tiennent pas compte des nouvelles exigences légales et réglementaires qui vont s'imposer à RTE sur la période TURPE 6.*
  - RTE prévoit le financement d'outils et services nécessaires pour répondre aux exigences réglementaires européennes à travers le déploiement des codes réseau d'exploitation et de marchés issus du Troisième Paquet Energie publié en août 2009. Le financement de ces outils et services permettra notamment le déploiement des codes réseau SOGL (exploitation du système électrique), ER (situations d'urgence et reconstruction du réseau), CACM (allocation des capacités et gestion des congestions) et EB (équilibre du système électrique). La déclinaison des codes réseau européens se fait de façon progressive, par la mise en œuvre d'activités et de services dont la consistance et la coordination s'affineront tout au long de la période tarifaire. Même si les devis et factures n'ont pas encore été élaborés, les charges prévisionnelles associées à ces prestations doivent être correctement prises en compte dans les trajectoires couvertes par le tarif. La CRE ne peut pas être exigeante pour la déclinaison française des codes de réseau et valider des approches qui l'empêchent.
  - La loi « Avenir Professionnel », entrée en vigueur fin 2019, introduit une augmentation de la part supportée par les entreprises du financement de la formation professionnelle, qui doit être correctement prise en compte dans les charges couvertes par le tarif.
  - RTE doit se mettre en conformité avec la norme comptable sur les composants du patrimoine technique des entreprises, ce qui requiert transitoirement des ressources supplémentaires.

## 2) Concernant les autres dépenses

RTE conteste en particulier deux ajustements importants proposés par l'auditeur sur des dépenses incompressibles, qu'il serait impossible pour RTE d'absorber sans impact sur d'autres postes :

- a. Sur les charges d'assurances, RTE constate une augmentation depuis 2019, qui est confirmée en 2020, et qui est amenée à se poursuivre et à s'accélérer dans les années à venir sous l'influence de la hausse généralisée des prix sur le marché de l'assurance. RTE considère que la trajectoire de charges propres d'assurances de la période TURPE 6 devrait être fixée en tenant compte de la tendance très haussière de ce marché et de la hausse qui sera inévitablement subie à la renégociation des contrats. Par ailleurs, RTE regrette et s'étonne que l'auditeur ait proposé un ajustement de plus de 50% du montant de l'assurance *cyber risk* prévue à compter de 2021, à rebours de l'ensemble des pratiques.
- b. Sur les dépenses d'avaries transformateurs, RTE anticipe une hausse liée au vieillissement des PSEM (Poste Sous Enveloppe Métallique), qui doit être prise en compte<sup>29</sup>.

## 3) Concernant les charges de personnel

- a. Dans son dossier tarifaire, RTE a présenté une trajectoire prévisionnelle d'effectifs intégrant les effets d'un certain nombre d'actions de productivité qui permettent de limiter au maximum les besoins supplémentaires nécessaires au déploiement du SDDR, à la mise en œuvre de la nouvelle politique de gestion des actifs, au respect des obligations réglementaires et des engagements pris, notamment vis-à-vis de l'Etat et de la CRE. Ces actions de productivité (priorisations, mutualisation d'activités, optimisation des processus) permettent à RTE de limiter le besoin d'effectifs supplémentaires. Néanmoins, la période TURPE 6 matérialise une rupture par rapport aux précédentes, qui ne pourra se réaliser à effectifs constants.

Malgré cela, Schwartz & Co préconise des ajustements sur cette trajectoire d'effectifs, mettant particulièrement en risque :

- les opérations de maintenance préventive et curative des actifs vieillissants et en augmentation ;
- la maintenance nécessaire pour traiter l'accélération de la numérisation du réseau ;
- la valorisation des flexibilités (stockage notamment), en alternative aux solutions plus classiques de renforcement du réseau.

---

<sup>29</sup> Dans sa délibération du 23 juillet 2020 sur le SDDR, « *La CRE est favorable à la mise en œuvre [du] plan PSEM* ».

Enfin, l'ajustement effectué par Schwartz & Co sur la productivité des effectifs est infondé, en ce qu'il consiste en une application mathématique, mais très éloignée des conditions opérationnelles de l'exercice des missions de RTE, d'un pourcentage global à la hausse des effectifs.

b. Sur la valorisation des effectifs :

- i. RTE maintient sa prévision initiale concernant les hypothèses de Salaire National de Base, indexé sur l'inflation, et de Glissement Vieillessement et Technicité. Ce glissement positif tient compte de l'effet de l'ancienneté (présent dans le système de rémunération de branche), des promotions internes (avec des préconisations de la branche), mais aussi de l'impact des modifications d'organisation et d'évolution de structure des emplois. Le glissement négatif tient compte des prévisions d'embauches et de départs à la retraite ;
- ii. la couverture tarifaire doit tenir compte des accords de branche qui encadrent les rémunérations complémentaires qui s'imposent à RTE. Une réorganisation des salles de dispatching s'opèrera au cours de la période TURPE 6 et des primes d'accompagnement prévues dans des accords de branche et d'entreprise, mais qui ne sont pas prises en compte par l'auditeur, seront versées dans ce cadre ;
- iii. l'effectif de RTE allant croissant, les montants alloués à la rémunération variable doivent être ajustés de façon proportionnelle, contrairement à ce que préconise l'auditeur ;
- iv. deux renégociations des accords d'intéressement sont attendues au cours de la période TURPE 6, dans le cadre desquelles les critères d'atteinte et la hausse du montant par effectif seront discutés ; l'auditeur réduit sévèrement les augmentations que RTE anticipe au terme de ces renégociations.

#### 4) Concernant les impôts et taxes

Le projet de loi de finances 2021, présenté en octobre, laisse envisager une baisse importante des impôts de production par rapport à 2020, avec un impact significatif sur les charges à couvrir qui pourrait dépasser les 75 M€/an en moyenne. RTE partagera ses nouvelles prévisions de trajectoires avec la CRE.

RTE souhaite que, dans le cas où des modifications législatives impacteraient les hypothèses retenues, les écarts résultant de telles modifications soient pris en compte dans le CRCP.

#### 5) Concernant les produits opérationnels

RTE propose un nouveau calcul de la production immobilisée « main d'œuvre » pour tenir compte de la déformation du portefeuille de ses projets (la part de production immobilisée est moins importante pour les projets supérieurs à 30 M€, dont la proportion augmente au cours de la période TURPE 6, que sur les autres projets), que l'auditeur ne retient pas.

Enfin, au terme de son analyse poste par poste, dont RTE conteste déjà la plupart des conclusions, l'auditeur Schwartz & Co préconise de surcroît un abattement forfaitaire supplémentaire de plus de 32% sur les trajectoires de charges au titre de l'efficacité globale, s'appuyant sur l'évolution des charges nettes de fonctionnement de RTE ramenées au nombre de kilomètres du réseau. Cet abattement non affecté ne tient pas compte des facteurs d'évolution voire de rupture entre les périodes TURPE 5 et TURPE 6 présentés par RTE dans son dossier tarifaire (au premier rang desquels le SDDR de RTE). RTE considère cette approche dangereuse car, outre le fait qu'elle incite à des décisions non vertueuses (économies de court terme), elle rend les trajectoires de ressources proposées par l'auditeur incompatibles avec les besoins et les enjeux de la période TURPE 6, en particulier ceux décrits dans le SDDR. Elle conduirait nécessairement à renoncer aux dépenses dont les effets ne sont pas visibles à court terme et qui permettent de maximiser l'utilité collective en minimisant le coût sur le cycle de vie des installations, à l'instar de celles mises en avant dans le SDDR (peinture, réhabilitation, traitement de la végétation).

#### **Question 28 : Avez-vous des observations à formuler quant à la trajectoire de recettes d'interconnexion que la CRE envisage de retenir pour le TURPE 6 HTB ?**

RTE partage l'analyse de la CRE sur les recettes d'interconnexions.

**Question 29 : Avez-vous des remarques concernant le niveau du CMPC pour la période du TURPE 6 HTB et notamment la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés ?**

RTE est en désaccord avec la proposition de fourchette resserrée de CMPC pour la période TURPE 6 HTB (4,2% - 4,7%). Dans le contexte de forte hausse de ses investissements, RTE va devoir, dans les prochaines années, lever des capitaux pour financer les renouvellements et constructions de nouveaux ouvrages, afin de permettre la transition énergétique souhaitée par le gouvernement mais aussi pour entamer le premier renouvellement massif du réseau depuis sa création. Un niveau de CMPC adéquat est indispensable pour continuer à garantir la solidité financière de RTE, la qualité de sa signature sur les marchés et l'attractivité des levées de fonds qui seront réalisées pour financer ce programme d'investissements. Si les ratios financiers de RTE venaient à se dégrader significativement au cours de la prochaine période tarifaire du fait d'un CMPC trop bas, alors les coûts réels de financement des investissements augmenteraient et se répercuteraient sur les consommateurs finaux lors de l'élaboration des prochains tarifs.

La fourchette resserrée retenue par la CRE n'est par ailleurs pas cohérente avec le fond des analyses d'Oxera, l'auditeur mandaté par la CRE elle-même, sur la valeur des différents paramètres de calcul du CMPC, selon lesquelles un CMPC inférieur à 4,5% semble difficilement justifiable. En effet, si Oxera présente une fourchette large de CMPC, entre 3,87% et 5,06%, que la CRE propose de resserrer entre 4,2% et 4,7%, le rapport d'audit et les recommandations faites sur le positionnement des différents paramètres de calcul du CMPC auraient dû conduire à une fourchette significativement plus haute :

- Oxera propose une fourchette large de bêta de l'actif, entre 0,32 et 0,38, fondée sur l'analyse d'un échantillon restreint de seulement six GRT cotés. Oxera reconnaît que ce faible échantillon inclut deux GRT dont la très faible liquidité sur le marché boursier réduit artificiellement la moyenne des bêtas considérés (REN et Elia). Pour tenir compte de ce biais à la baisse, Oxera fait la *« recommandation de choisir un bêta de l'actif dans la partie haute de la fourchette (...), ce qui permet de tenir compte tant des considérations de liquidité entourant certains des opérateurs comparables que de l'augmentation potentielle du risque auquel ferait face RTE par rapport à la période tarifaire TURPE 5 »* (§ 1.2 du rapport) ;
- Oxera propose une fourchette de taux sans risque entre 1,53% et 1,95%, calée sur des maturités de respectivement 10 ans (borne basse) et 15 ans (borne haute), mais Oxera recommande *« ensuite un positionnement vers le haut de cette fourchette pour refléter la maturité moyenne pondérée à l'émission des obligations de RTE, à savoir 15 ans environ »* (§2.1 du rapport) ;
- Oxera reconnaît que sa méthode d'estimation de la prime de dette fondée sur une analyse des dettes de RTE sur le marché secondaire n'inclut pas les coûts de transactions sur le marché primaire que RTE supporte pourtant lorsqu'il émet des obligations. Il recommande, par conséquent, *« d'inclure un coût d'émission dans la prime de dette de RTE, pour adapter cette dernière à la dette*

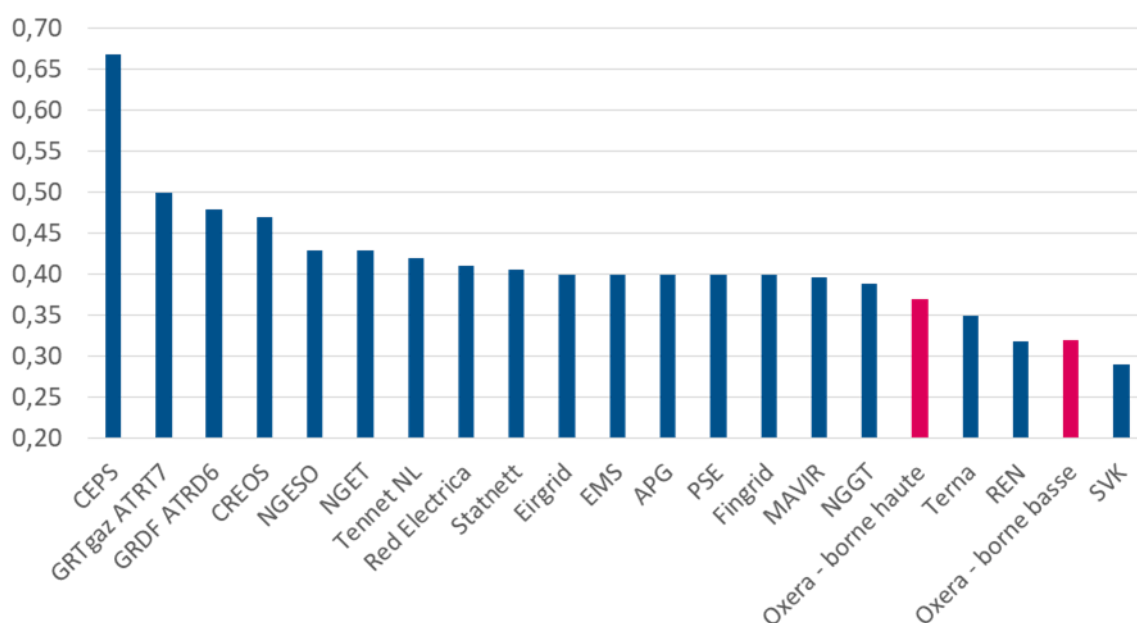
*qui serait nouvellement émise. D'après d'autres régulateurs européens, ce coût d'émission est estimé à 0,15 % » ;*

- Oxera, tout comme le conseil de RTE (Frontier Economics), pointe en outre le risque que la baisse de taux d'imposition sur les sociétés annoncée dans le projet de loi de finances 2020 ne se réalise pas complètement et juge pertinent de considérer l'hypothèse selon laquelle le taux d'imposition 2020 serait reconduit sur l'ensemble de la période TURPE 6.

En intégrant l'ensemble des recommandations de l'auditeur de la CRE, RTE ne comprend pas comment la borne basse de la fourchette peut être strictement inférieure à 4,5% pour la période TURPE 6. RTE ne comprend pas non plus quels éléments conduisent la CRE à abaisser la borne haute de sa fourchette (4,7%) par rapport à celle de l'auditeur (5,06%). Pour éclairer les parties prenantes sur ces points importants, RTE regrette fortement que la CRE ne justifie pas, en décomposant le calcul paramètre par paramètre, les bornes de la fourchette resserrée de CMPC qu'elle met en consultation.

Le seul paramètre que commente la CRE dans le document de consultation est le bêta de l'actif qu'elle envisage de ne pas augmenter par rapport à la période TURPE 5, sans justification particulière, hormis le souci de modération tarifaire qui vaut pour l'ensemble des charges à couvrir. RTE considère pourtant que de nombreux facteurs justifient la hausse de ce paramètre :

- l'analyse d'un large panel de gestionnaires de réseaux régulés européens (19) montre que les bêtas de l'actif de ces opérateurs sont, pour la plupart d'entre eux, de l'ordre de 0,40-0,41, soit sensiblement supérieurs au bêta de RTE pour la période TURPE 5 (0,37) ;



*Benchmark européen des bêtas de l'actif actuellement en vigueur*

- la volumétrie des investissements de RTE sur la prochaine période tarifaire atteindra des niveaux plus importants. De tels besoins d'investissements, sur

la période TURPE 6 puis pour les périodes suivantes, exposent RTE à un risque de dégradation de ses conditions de financement ;

- comme l'ensemble des GRT européens, RTE fait face à des conditions et à des règles de plus en plus complexes et incertaines pour l'exploitation du système électrique, qui l'exposent à des risques nouveaux et plus importants (constitution et utilisation des réserves d'équilibrage pour respecter les critères de sûreté, augmentation et diversification des contraintes réseau à gérer) ;
- en lien avec la forte dynamique d'investissement, le niveau des Immobilisations en Cours (IEC) va fortement augmenter. Pour des raisons d'incitations à une mise en service rapide (cf. réponse à la question 3), la CRE ne souhaite pas rémunérer les IEC à leur vrai coût (le CMPC) mais au taux de la dette, entraînant ainsi une sous-couverture pour RTE qui va s'amplifier avec la hausse du niveau des IEC sous TURPE 6 ;
- la CRE prévoit de renforcer les régulations incitatives pour la période TURPE 6 : RTE se trouverait exposé à des risques nouveaux (risque de pénalité sur les réserves, sur les délais de réparation de compteurs, diminution certaine de son résultat net par le dispositif associé aux projets immobilier de Lille et Marseille), plus importants (incitations renforcées sur les pertes, les grands projets d'investissement, les indemnités pour coupures longues) et certaines de ces régulations seront asymétriques, n'exposant RTE qu'à des pénalités sans possibilité de bonus (qualité de l'électricité, délais de mise en œuvre des actions jugées prioritaires, enveloppe d'investissements réseau). RTE estime que le cadre de régulation envisagé par la CRE pour TURPE 6, tel qu'il est décrit dans cette consultation publique, conduit en espérance à une pénalité d'environ 17 M€ par an en moyenne pour RTE<sup>30</sup>.

Enfin, dans le cadre de la préparation de la délibération tarifaire, la CRE pourrait souhaiter mettre à jour les paramètres du CMPC issus de l'étude de son conseil qui se fonde sur des données de marché antérieures à la crise sanitaire et économique en cours, en intégrant les données les plus récentes disponibles. RTE n'est pas opposé à une telle mise à jour mais demande à ce que l'ensemble des paramètres soit alors bien réévalué, par souci de cohérence. En particulier, RTE et son conseil ont observé que le bêta de l'actif des comparables cotés a augmenté en 2020, ce qui devra donc être pris en compte en cas de ré-estimation. RTE demande également à ce que les paramètres déterminés par les services de la CRE lors d'une éventuelle ré-estimation soient communiqués et puissent faire l'objet d'un échange contradictoire avec RTE.

---

<sup>30</sup> Près de 3 M€/an sur les volumes de pertes, près de 1 M€/an sur les congestions nationales, plus de 7 M€/an sur le coût des réserves d'équilibrage, plus de 6 M€/an sur la continuité d'alimentation, hors éventuelles pénalités pour non-respect des délais de mise en œuvre d'actions jugées prioritaires et hors effet sur le résultat de RTE du projet de dispositif présenté par la CRE sur les projets immobiliers de Lille et Marseille.

**Question 30 : Êtes-vous favorable à la hausse majeure de la trajectoire d'investissements envisagée, qui passent de moins de 1,5 Md€/an entre 2017 et 2019 à près de 2,2 Md€/an sur la période du TURPE 6 HTB, qui aboutit à une évolution prévisionnelle de la base d'actifs régulés de +23 % entre le 1er janvier 2020 et le 1er janvier 2025 ?**

La trajectoire d'investissements envisagée est celle qui découle de la PPE adoptée par le Gouvernement français. Elle a fait l'objet d'un travail en concertation avec tous les acteurs avant d'être présentée dans le SDDR, a été validée par la Ministre en charge de l'énergie et a reçu un avis positif de la CRE à l'issue d'un examen approfondi.

Dans sa délibération du 23 juillet 2020, la CRE indique en effet que « *le SDDR doit permettre d'identifier les évolutions induites par la transition énergétique et la mise en œuvre des politiques publiques telles que la PPE* », elle « *considère que le réseau doit être au rendez-vous de cette transition et en être un facilitateur* » et souligne qu'elle « *partage les orientations générales qui découlent de cet exercice prospectif et est globalement favorable aux grands principes du SDDR qui visent à l'optimisation des coûts et des délais* ».

RTE considère désormais cette trajectoire d'investissements réputée acquise.

RTE regrette que la présentation par la CRE ne permette pas de remettre en perspective cette trajectoire :

1. Elle n'est pas sans précédent en France : des niveaux d'investissements similaires ont été atteints dans les années 1980 dans le cadre du programme électronucléaire ;
2. Elle ne constitue pas le facteur principal d'évolution des tarifs de vente de l'électricité : les soutiens publics décidés par le Gouvernement pour atteindre la PPE, les coûts de production et de commercialisation de l'électricité, et ceux des réseaux de distribution vont augmenter dans des proportions au moins comparables sinon supérieures ;
3. Elle est inférieure, voire très inférieure, aux évolutions en cours dans d'autres pays, notamment l'Allemagne.

Si un plafond d'investissement est mis en œuvre et que RTE doit arbitrer entre des dépenses toutes utiles à la collectivité, RTE ne dépriorisera pas les dépenses associées au renouvellement. Celles-ci sont certes moins emblématiques que les grandes réalisations associées à la transition énergétique comme le raccordement de l'éolien en mer, mais elles sont cruciales pour maintenir dans la durée une haute performance dans l'alimentation en électricité des foyers et des entreprises en France.



### **Question 31 : Avez-vous des remarques concernant les ajustements envisagés sur la trajectoire d'investissements « hors réseaux » ?**

Concernant les dépenses d'investissements d'immobilier, RTE souhaite rappeler que son parc immobilier, hétérogène, réparti sur l'ensemble du territoire et disposant de sites classés sensibles, est vétuste et vieillissant. Sa moyenne d'âge est de 37 ans, près de 80% du parc a été construit avant les années 2000 et un tiers avant 1980. Le manque d'entretien et de réinvestissement sur les sites dans les années 2000 a fait perdre de la valeur au patrimoine immobilier dont RTE a hérité au moment de sa création, c'est pourquoi RTE se doit de mener un programme pluriannuel d'investissements de remise progressive à niveau et aux normes pour pallier certains dysfonctionnements (techniques, énergétiques, sécurité, sûreté, etc.) et restaurer un environnement de travail convenable pour les salariés de RTE.

La trajectoire de dépenses d'investissements sur la période TURPE 6 de RTE reflète ces enjeux et, dans ce cadre, RTE exprime son désaccord sur un certain nombre d'ajustements proposés par l'auditeur :

- Projets de restructuration/reconstruction Groupes Maintenance Réseau (GMR) / Groupements de Poste (GDP). RTE considère les opérations de restructuration et reconstruction de ses GMR et GDP comme prioritaires au regard de leur niveau de vétusté. Sur ces projets, l'approche en coût moyen retenue par l'auditeur n'est pas pertinente compte tenu des différences de configuration des bâtiments, de superficie, d'année de construction et des typologies d'opérations (réhabilitation, reconstruction ou construction neuve).
- Projets exceptionnels de regroupement sur un site unique dans les métropoles lilloise et marseillaise. RTE rappelle sa volonté de choisir, parmi les sites proposés, celui qui est implanté dans un quartier en cours de réaménagement avec un fort potentiel de développement à moyen/long terme et accessible par les transports en commun, engagé par l'Etat et les Collectivités locales. Ce choix s'inscrit dans la stratégie de responsabilité sociale et environnementale revendiquée par RTE. De plus, RTE souligne que le seul ratio coût par mètre carré considéré par l'auditeur est insuffisant pour l'analyse économique de ces deux projets compte tenu de leur nature industrielle (cf. question 17).
- Mise en place des salles H24. Ce projet permettra de conduire, superviser et administrer en temps réel les flux et les matériels du réseau sur la base de nouvelles technologies, de manière plus sécurisée qu'auparavant, tout en dégageant de la productivité. La mise en place de ces salles nécessite un réaménagement immobilier des sites qui vont les accueillir. La réalisation de ces travaux constitue un prérequis à l'atteinte des objectifs de transformation industrielle de RTE.
- Travaux de remise aux normes des systèmes de climatisation des salles de dispatching. Ces travaux sont qualifiés de prioritaires et urgents suite à un audit externe commandité par RTE. Ils relèvent également d'obligation découlant du code du travail que chaque entreprise se doit de respecter. La non-réalisation de ces travaux peut provoquer des dysfonctionnements et des anomalies

majeures sur les installations des dispatchings, sites sensibles et indispensables à la continuité d'exploitation du réseau.

Concernant les dépenses d'investissement du système d'information, RTE souhaite rappeler que, sur la période TURPE 6, celles-ci permettront à l'entreprise d'étendre son socle numérique, un prérequis nécessaire pour :

- concevoir des plateformes informatiques performantes visant à superviser et piloter le système électrique dans un contexte de transition énergétique ;
- poursuivre la mise en place d'outils et de logiciels prévus par les codes de réseau européens pour rendre opérationnels les mécanismes et les règles de marché à la maille européenne ;
- Améliorer ses protections en matière de cyber sécurité.

Au regard de ces objectifs, RTE considère que le volume des projets SI à développer ou adapter est difficilement compressible et exprime son profond désaccord sur les ajustements préconisés par l'auditeur qui excluent de la trajectoire des projets vitaux destinés à assurer la sûreté du système électrique, à permettre une utilisation optimale du réseau et à répondre aux besoins des clients du RPT. Ces projets répondent notamment aux besoins fondamentaux de :

- dans un contexte de transformation de l'offre technologique (fin du réseau téléphonique commuté, réaffectation des bandes de fréquence,...), faire évoluer les systèmes de télécommunication pour la sûreté de fonctionnement du système électrique et le maintien de la qualité de l'électricité ;
- moderniser la conduite du système électrique par le renouvellement du système de téléconduite pour une observabilité des flux améliorée et une commandabilité du réseau renforcée. Modernisé, le système de téléconduite continuera à s'adapter aux évolutions des modes de gestion du système électrique en Europe et en France (Projet Stanway et ses versions) ;
- faire évoluer les logiciels d'études de réseau et d'analyse de sécurité en support de l'évolution des doctrines et méthodes. Ces outils intégreront progressivement les moyens mis en œuvre pour le dimensionnement optimal du réseau au niveau physique, automates ou caractéristiques électrotechniques des nouvelles flexibilités par exemple (Convergence et ses évolutions) ;
- moderniser et fiabiliser l'expérience client en renforçant la dynamique de digitalisation de la relation (Projet de CRM Customer Relation Management unifié).

Il est donc indispensable que les coûts associés aux déploiements, montées de version et refontes de ces projets soient correctement intégrés à la trajectoire des charges qui seront couvertes par le TURPE 6.

**Question 32 : Avez-vous des remarques sur les orientations envisagées par la CRE concernant les quantités d'énergie transportées pour la période du TURPE 6 HTB ?**

Les chiffres présentés par la CRE sont conformes aux prévisions transmises par RTE.

**Question 33 : Avez-vous des remarques relatives à l'évolution tarifaire envisagée du TURPE 6 HTB ?**

Pleinement conscient et particulièrement soucieux des enjeux d'acceptabilité du niveau du tarif d'électricité, RTE présente, pour la période TURPE 6, une demande qui permet d'assurer ses missions et de respecter ses engagements en minimisant le coût sur le long terme tout en modérant au maximum l'effort de court terme pour les utilisateurs du réseau. Contrairement à ce que suggère le document de consultation, le dossier tarifaire de RTE n'a pas été conçu comme un point haut mais comme l'objectivation proportionnée des besoins du réseau, en tenant compte des paramètres financiers les plus récents. Dans ce contexte, RTE considère que tout ajustement à la baisse de cette demande remettrait en cause son équilibre global et la capacité de RTE à atteindre les objectifs qui lui ont été fixés par l'Etat.

Au total, les besoins exprimés par RTE dans son dossier tarifaire représentent, en moyenne, 4 824 M€ par an de charges à couvrir par des recettes tarifaires sur la période 2021-2024. Ce niveau de revenu autorisé représente une augmentation du TURPE HTB de 6,25% chaque année de la période (4,65% par an hors inflation), soit une augmentation du coût de l'électricité pour le client final résidentiel de 2,80 € par an<sup>31</sup>, toutes choses égales par ailleurs.

Cette hausse du TURPE HTB demandée par RTE est la conséquence :

- pour 55%, de l'application de mécanismes prévus par le cadre de régulation tarifaire en vigueur, indépendants du niveau de charges que devra supporter RTE sur la période TURPE 6 (récupération des moins-perçus passés via le mécanisme du CRCP, effets de la diminution structurelle de l'énergie soutirée par les utilisateurs sur le réseau de transport, etc.) ;
- pour 35%, de l'effet de facteurs externes sur le niveau des charges de RTE sur la période TURPE 6 : extension du périmètre des charges couvertes par le TURPE HTB aux raccordements de parcs éoliens en mer<sup>32</sup>, renforcement des obligations réglementaires, évolutions de prix de marché (prix de l'électricité,

---

<sup>31</sup> La facture d'électricité d'un client résidentiel s'élève en moyenne à 750 €. Le TURPE HTB en représente en moyenne 8% (60 €). Sur les 6,25% de hausse annuelle du TURPE HTB que représente la demande de RTE, 1 point est lié à la baisse des soutirages et n'a pas d'effet sur la facture du client résidentiel, et 0,5 point est lié à la prise en charge par le TURPE des coûts des raccordements de parcs éoliens en mer qui doit être plus que compensée pour le consommateur par l'économie de contribution au soutien public aux EnR dont il bénéficie en contrepartie. Au total, la hausse annuelle appliquée à la facture du client résidentiel est de 4,75% (6,25% - 1% - 0,5%).

<sup>32</sup> Prévu par les lois « Hydrocarbures » de 2017 et « pour un Etat au service d'une société de confiance (ESSOC) » de 2018.

prix d'appels d'offres, etc.), effets de l'évolution du mix électrique et du vieillissement du réseau ;

- pour 10%, de l'évolution nécessaire de certaines politiques de RTE, visant notamment, par un renforcement des dépenses de maintenance, à repousser des investissements dans le temps, dans une recherche d'économie globale et de maintien du service rendu pour le consommateur.

**Question 34 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles tarifaires ?**

RTE est favorable au maintien, pour le TURPE 6 HTB, de la forme des grilles tarifaires du TURPE 5 HTB.

Comme il a déjà eu l'occasion de l'indiquer, RTE continue néanmoins de regretter l'absence de signal tarifaire à la puissance souscrite en HTB3 et considère que cette disposition ne permet pas d'envoyer aux utilisateurs raccordés à ce domaine de tension un signal les incitant à ajuster au mieux leur besoin de puissance.

**Question 35 : Etes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la hausse de la composante de gestion pour les domaines de tension HTB ?**

RTE partage l'analyse et est favorable à la proposition de la CRE concernant la composante de gestion en HTB.

L'apparente augmentation du niveau des coûts de gestion des clients de RTE reflète en réalité une amélioration de l'évaluation et du suivi de ces coûts permise par une réorganisation interne en 2014, qui permet de suivre plus fidèlement les charges associées, et qui a conduit à constater un léger sous-calage de la composante de gestion pour la période TURPE 5.

Afin d'améliorer l'efficacité du signal tarifaire et d'éviter qu'une partie des coûts de gestion soit couverte par d'autres composantes du TURPE, RTE est donc favorable à un ajustement du niveau de la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport (compensée par une baisse symétrique du niveau de la composante de soutirage, toutes choses égales par ailleurs).

**Question 36 : Etes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la stabilité de la composante de comptage pour les domaines de tension HTB ?**

RTE partage l'analyse de la CRE concernant l'évolution des charges de comptage en HTB et du niveau de la composante de comptage qui a vocation à les couvrir.

**Question 37 : Etes-vous favorable aux grilles tarifaires envisagées pour les domaines de tension HTB ?**

D'après les simulations effectuées à partir de ces projets de grilles, la part des recettes de TURPE HTB liée à la puissance souscrite des utilisateurs augmenterait, relativement à celle liée à l'énergie soutirée, pour atteindre environ 41% des recettes tarifaire. RTE considère que, dans un contexte de diminution structurelle de l'énergie soutirée sur le réseau de transport et de stabilité globale des puissances souscrite, cette évolution va dans le bon sens.

RTE souligne que des transferts importants de clients entre les trois versions tarifaires du TURPE HTB sont à prévoir sur la base de ces grilles. En prenant cet effet en compte, RTE constate néanmoins que les effets redistributifs liés au passage à ces nouvelles grilles seraient en moyenne moins importants que ceux observés lors du passage de TURPE 4 à TURPE 5. Cette évolution paraît compatible avec le principe d'acceptabilité des tarifs auquel RTE est attaché.

RTE souhaite que, sur cette base, les travaux de la CRE soient poursuivis durant la période TURPE 6, avec l'appui des opérateurs et d'experts externes, pour affiner et consolider la méthode.

**Question 38 : Etes-vous favorable au maintien à 0,04 du coefficient des dépassements pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1 ?**

RTE est favorable au maintien à 0,04 du coefficient de dépassements pour les domaines de tension HTB2 et HTB1.

**Question 39 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE s'agissant de la facturation de l'énergie réactive pour les consommateurs industriels ?**

RTE est favorable aux orientations envisagées par la CRE.

Les problématiques de gestion de la tension ont évolué au cours de ces dernières années, avec notamment une recrudescence des problèmes de tension haute. Ces évolutions rendent nécessaire l'adaptation du signal incitatif qu'envoie la tarification en énergie réactive des utilisateurs du réseau. Une évolution de ce signal a été introduite dans le TURPE 5 HTB pour améliorer l'incitation envoyée aux gestionnaires des réseaux de distribution. L'évolution envisagée par la CRE pour la période TURPE 6 pour les clients consommateurs s'inscrit dans cette même logique, en tenant compte de leurs spécificités.

**Question 40 : Etes-vous favorable à l'évolution envisagée par la CRE du terme d'injection en HTB 3 et 2 ?**

RTE partage l'analyse de la CRE concernant l'évolution du timbre d'injection en HTB3 et HTB2. Les prévisions effectuées indiquent que les coûts couverts par cette composante (pertes électriques liées aux exportations et part de l'ITC couvrant les

pertes électriques sur les réseaux frontaliers) devraient croître. Une augmentation du timbre d'injection est donc nécessaire pour assurer la bonne couverture de ces coûts par les injections sur le réseau de grand transport pendant la prochaine période tarifaire.