



## DÉLIBÉRATION N° 2021-12

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

Les articles L. 341-2, L. 341-3 et L. 341-4 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthode d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour les utilisateurs raccordés en haute tension B (HTB). La CRE procède aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs, de l'évolution prévisible de leurs charges de fonctionnement et d'investissements ou encore de l'évolution des usages des réseaux. La fixation de ces tarifs est particulièrement importante en période de transition énergétique, pour laquelle les réseaux ont un rôle majeur à jouer dans un contexte de renforcement de la place de l'électricité dans le mix énergétique et de transformation profonde des systèmes électriques en Europe.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité, dit TURPE 5 HTB, est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2017, en application de la délibération du 17 novembre 2016<sup>1</sup>, pour une durée de quatre ans environ. La CRE définit un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de transport d'électricité, dit TURPE 6 HTB, applicable au 1<sup>er</sup> août 2021 pour une durée de quatre ans environ.

Compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé cinq consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019<sup>2</sup>, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019<sup>3</sup>, portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait en particulier de premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection. 37 réponses ont été reçues ;
- la troisième, en date du 17 octobre 2019<sup>4</sup>, portait sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité. 33 réponses ont été reçues ;
- la quatrième, en date du 19 mars 2020<sup>5</sup>, portait principalement sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE. 38 réponses ont été reçues ;

<sup>1</sup> Délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/turpe-htb3>

<sup>2</sup> Consultation publique du 14 février 2019 n° 2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France>

<sup>3</sup> Consultation publique n° 2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>

<sup>4</sup> Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite>

<sup>5</sup> Consultation publique n° 2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>

- la dernière, en date du 1<sup>er</sup> octobre 2020<sup>6</sup>, présentait la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTB. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, notamment la qualité de service et l'innovation, le niveau des charges et recettes de RTE et le niveau du tarif en découlant ainsi que la structure tarifaire. 48 réponses ont été reçues.

Les réponses à ces cinq consultations publiques sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

Par ailleurs, la CRE a mené une consultation publique, en date du 9 juillet 2020, portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections, en indiquant cependant que les évolutions envisagées n'avaient pas vocation à être mises en œuvre dès le TURPE 6, mais éventuellement ultérieurement.

Conformément à la loi, le TURPE 6 HTB est fixé de manière à couvrir les coûts de RTE dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La présente délibération se fonde notamment sur la demande tarifaire de RTE ainsi que sur de nombreux échanges avec ce dernier, sur des analyses internes, sur des rapports d'audits externes<sup>7</sup> et sur le retour des acteurs aux différentes consultations publiques. La CRE a également auditionné RTE ainsi que son actionnaire CTE.

En outre, la CRE a pris en compte, conformément aux dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition écologique et solidaire, par courrier reçu en date du 19 juin 2020. Ces orientations sont publiées sur le site de la CRE<sup>8</sup>.

### **Un tarif pour la transition énergétique**

En plus des objectifs de prévisibilité et de continuité, la CRE considère que le TURPE 6 HTB doit apporter des réponses aux enjeux prioritaires suivants :

#### Le réseau public de transport d'électricité joue un rôle majeur dans la transition énergétique

La prochaine période tarifaire (2021-2024) s'inscrit dans un contexte d'accélération nécessaire de la transition énergétique, avec une augmentation massive de la production d'électricité renouvelable (EnR). En particulier, RTE sera directement concerné par le raccordement des parcs éoliens en mer et des autres centrales EnR de grande taille. En tant que gestionnaire du système électrique, RTE sera également confronté à l'arrêt des centrales au charbon et à la forte croissance de la production décentralisée et de la mobilité électrique, qui modifieront profondément les flux sur le réseau de transport d'électricité dans les années à venir : sa mission relative à l'équilibrage du système électrique en temps réel s'en trouve modifiée et complexifiée.

#### Les investissements nécessaires devront être faits en maîtrisant leurs coûts

Dans son Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR), qui a fait l'objet de l'examen de la CRE en juillet 2020<sup>9</sup>, RTE prévoit une forte hausse de ses investissements : 33 Md€ sur 15 ans auxquels s'ajoutent 3 Md€ pour l'immobilier, les systèmes d'information, la logistique et les véhicules légers. Ces investissements sont non seulement liés à la transition énergétique, en particulier s'agissant de l'éolien en mer, mais aussi au vieillissement progressif du réseau qui nécessite un effort accru pour le renouvellement des infrastructures afin de garantir un niveau de qualité et de sécurité d'alimentation élevé.

En cohérence avec sa délibération portant examen du SDDR en tant que stratégie d'investissement, la CRE est très attentive à ce que RTE ait les moyens de répondre à ces nouveaux besoins. L'enjeu pour RTE sera de réaliser les investissements nécessaires tout en optimisant le coût global de fonctionnement de son réseau.

#### La qualité d'alimentation doit être maintenue à un niveau élevé

La qualité d'alimentation est une des missions essentielles du gestionnaire de réseau de transport. Elle est aujourd'hui à un niveau satisfaisant sur le réseau de RTE. Des améliorations peuvent toujours être recherchées, mais fixer des objectifs trop ambitieux conduirait à des hausses excessives des coûts. Pour la période de 4 ans à venir,

<sup>6</sup> Consultation publique n° 2020-015 du 1<sup>er</sup> octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb>

<sup>7</sup> Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de RTE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024 et un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

<sup>8</sup> Lettre de la ministre : <https://www.cre.fr/content/download/22581/285281>

<sup>9</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/examen-du-schema-decennal-de-developpement-du-reseau-de-transport-de-rte-elabore-en-2019>

l'enjeu principal sera donc de conserver les performances actuelles, alors même que des transformations importantes du mix électrique en France et chez nos voisins européens vont intervenir dans les années qui viennent.

#### Les évolutions technologiques dégagent des flexibilités nouvelles pour les réseaux

Les évolutions technologiques (comptage évolué, stockage, numérique, etc.) créent un potentiel important de nouvelles sources de flexibilité, au moment où la transition énergétique va générer des besoins supplémentaires de flexibilité, où le déploiement de nouvelles infrastructures devient, dans notre pays notamment, toujours plus complexe et où la sécurité des approvisionnements reste un enjeu majeur.

L'enjeu pour RTE sera donc de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (écrêtement de la production, stockage, effacement de consommation, agrégation de flexibilités décentralisées) pour limiter au strict nécessaire les renforcements de réseau. Cette approche est cohérente avec l'enjeu de maîtrise du coût global du réseau telle que déclinée dans le SDDR.

#### RTE doit continuer à se transformer et à se moderniser

RTE doit se transformer, se moderniser et innover, en lien avec son écosystème, pour demeurer un opérateur de référence parmi les gestionnaires de réseau de transport d'électricité en Europe et dans le monde.

Pour ce faire, le TURPE 6 accompagne l'opérateur dans cette transformation, en la prenant en compte pour la fixation des trajectoires de charges d'exploitation et d'investissements. Cet effort de modernisation doit se traduire concrètement par des résultats, qu'il s'agisse de la mise en œuvre d'un programme de recherche et de développement ambitieux, notamment en lien avec des partenaires, du recours effectif à des solutions innovantes et aux flexibilités, de la mise en œuvre d'actions prioritaires dans les délais pour favoriser l'innovation de l'ensemble du secteur ou du maintien de la qualité de service. En conséquence, le TURPE 6 HTB prévoit un renforcement de la régulation incitative de RTE à ces fins.

#### L'évolution des factures doit être maîtrisée pour assurer l'acceptabilité du tarif

Dans un contexte de crise sanitaire et possiblement de crise économique à venir, la CRE attache la plus haute importance à ce que toute hausse tarifaire soit justifiée par des hausses de coûts inévitables et soit limitée au strict nécessaire. Les différentes baisses d'impôts prévues seront notamment prises en compte.

Ainsi, la CRE a veillé à ce que les modifications de la structure tarifaire, rendues nécessaires dans le contexte actuel d'évolution rapide du système énergétique, n'engendrent pas de hausses de factures non acceptables. C'est dans cette optique que les évolutions seront lissées sur les 4 ans de la période tarifaire.

### **Evolution du niveau du tarif**

RTE a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses prévisions de coûts pour la période 2021-2024 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation.

La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par RTE<sup>10</sup> aurait conduit à une hausse du tarif unitaire moyen de + 6,25 % par an sur toute la période tarifaire.

#### Evolution des charges à couvrir

La demande de RTE est fondée sur trois postes de charges :

- ses charges de capital, en légère baisse de -0,5 % en 2021 par rapport au niveau réalisé en 2019, puis en hausse soutenue de + 4,7 % par an en moyenne entre 2021 et 2024. RTE propose ainsi une baisse de son taux de rémunération, à 5,35 % (contre 6,125 % pour la période du TURPE 5) et prévoit d'investir 2,2 Md€ par an en moyenne pendant la période du TURPE 6, contre moins de 1,5 Md€ en 2019. Si ce programme est réalisé, la base d'actifs régulés (BAR) de RTE au 31 décembre 2024 pourrait atteindre 17,7 Md€, en hausse de 23 % par rapport à la BAR constatée au 31 décembre 2019 ;
- ses achats liés à l'exploitation du système électrique, en hausse de + 21,7 % en 2021 par rapport au niveau réalisé en 2019, puis en hausse contenue de + 0,7 % par an en moyenne entre 2021 et 2024. RTE explique cette évolution notamment par la hausse des prix de l'énergie et de la capacité, des volumes de réserves ainsi que des coûts de congestion du fait de la montée en puissance du recours aux flexibilités ;
- ses charges d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique, en hausse de + 12,4 % en 2021 par rapport au niveau réalisé en 2019, puis en hausse de + 2,4 % par an en moyenne entre 2021

<sup>10</sup> Demande de RTE mise à jour en juillet 2020, corrigée de l'hypothèse d'inflation, de l'hypothèse de soutirages, injections et puissances sous-crités ainsi que de l'hypothèse de recettes d'interconnexion.

et 2024 ; RTE explique cette évolution par la mise en œuvre de sa politique de gestion des actifs et par l'adaptation de l'entreprise nécessaire pour accompagner la hausse des investissements.

Pour prendre sa décision, en plus de ses analyses propres, de la large consultation des acteurs et des échanges avec RTE, la CRE s'est appuyée sur des études de consultants externes dont les rapports sont publiés sur le site internet de la CRE. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande relative aux charges d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) et aux investissements hors réseaux de RTE pour la période 2021-2024<sup>11</sup> ;
- un audit de la demande du taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité<sup>12</sup>.

Au terme de ses analyses, des retours des acteurs à la consultation publique de 1<sup>er</sup> octobre 2020 et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec RTE, la CRE décide de limiter la hausse des charges par rapport à celle demandée par RTE tout en maintenant une rémunération adaptée des investissements réalisés. Le TURPE 6 HTB garantit les capacités de RTE à mener un programme d'investissements ambitieux et nécessaire afin d'accompagner la transition énergétique et de moderniser le réseau existant, et à réaliser sa transformation numérique. Il s'agit ainsi de permettre à RTE, d'une part, de répondre aux nouveaux besoins des acteurs et d'être acteur de la transition énergétique, et d'autre part, de maintenir un niveau de qualité d'alimentation élevé.

### Charges d'exploitation

La CRE a retenu pour RTE une trajectoire ambitieuse de charges d'exploitation pendant la période du TURPE 6 prenant notamment en compte :

- une augmentation des achats liés à l'exploitation du système électrique de 13 % par rapport au réalisé 2019, induite notamment par la hausse des prix de marché influant sur le coût de compensation des pertes sur le réseau public de transport ;
- une hausse des dépenses de gestion des actifs de 15 % par rapport au réalisé 2019, fondée sur les demandes de RTE en termes de volumes d'opérations, de façon à lui permettre de mener à bien sa politique. Cette hausse tient toutefois compte d'une évolution plus mesurée des coûts unitaires de ces opérations lorsque la demande de l'opérateur n'était pas suffisamment justifiée ;
- une hausse des charges d'exploitation liées aux systèmes d'information de 8 % par rapport au réalisé 2019, afin que RTE poursuive son effort d'amélioration de ses outils de pilotage, renforce la cybersécurité de ses installations et réponde au mieux aux attentes des utilisateurs de réseaux et des acteurs de marché, tout en tenant compte des réductions de coûts permises par certains investissements SI passés ou en cours de déploiement ;
- une hausse des dépenses de personnel de 11 % par rapport au réalisé 2019, afin de permettre à RTE de mettre en œuvre sa politique de gestion des actifs et d'accompagner la forte croissance des investissements, notamment pour le raccordement des parcs éoliens en mer.

Le TURPE 6 HTB fait bénéficier les consommateurs de la baisse des impôts de production, à hauteur de 70 M€/an (0,8 % des charges de RTE).

La trajectoire des charges nettes d'exploitation fixée par la CRE correspond à une enveloppe globale. RTE a la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de ses choix.

### Charges de capital

S'agissant des investissements, la CRE a retenu :

- pour les investissements réseaux, la trajectoire d'investissements demandée par RTE, construite en cohérence avec le SDDR, où seuls les investissements ayant fait l'objet d'un refus de la CRE n'ont pas été intégrés ;
- pour les investissements SI, une hausse des investissements de 5 % par rapport au réalisé 2019, tenant compte toutefois de la possibilité qu'a RTE de prioriser le développement de certains projets de façon à limiter l'augmentation, et donc les coûts pour les utilisateurs ;

<sup>11</sup> Audit de la demande relative aux charges d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) et aux investissements hors réseaux de RTE pour la période 2021-2024 : <https://www.cre.fr/content/download/22899/288698>

<sup>12</sup> Audit de la demande du taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité : <https://www.cre.fr/content/download/22887/288575>

- pour les investissements immobiliers, une hausse des investissements, conditionnée à l'approbation des projets de construction des sièges régionaux de Lille et de Marseille.

Il est rappelé que les investissements réseaux sont couverts par le tarif (hors apport de subventions ou participations des tiers) en fonction des réalisations constatées qui sont prises à 100 % au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Les investissements « hors réseaux », incluant les SI, l'immobilier et les véhicules légers, font l'objet d'une trajectoire de charges de capital incitée.

Au regard des éléments d'analyse dont elle dispose et des observations de marché, la CRE retient une baisse du coût moyen pondéré du capital (CMPC) qui s'établit à 4,6 % (nominal, avant impôts).

Le niveau de ces paramètres, dont la méthode de détermination reste inchangée par rapport au TURPE 5 HTB, reflète :

- l'évolution à la baisse des coûts de financement dans un contexte marqué par la baisse significative et durable des taux d'intérêt sur les marchés ;
- la baisse programmée de l'impôt sur les sociétés (IS) qui passe de 34,43 % dans le TURPE 5 HTB à 26,47 % en moyenne sur la période du TURPE 6.

Cette méthode est fondée sur un CMPC à structure normative et assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, au regard des autres pays européens.

#### Recettes d'interconnexion

La CRE retient les hypothèses de recettes d'interconnexion de RTE, lesquelles viennent en déduction du TURPE 6 HTB à hauteur 366 M€/an en moyenne. Cette trajectoire correspond à une baisse de 19 % des recettes d'interconnexion par rapport au réalisé 2019. Les recettes correspondantes sont à 100 % au CRCP.

#### Evolution des soutirages et des puissances souscrites, ainsi que des injections

L'évolution du tarif dépend non seulement du niveau des charges à couvrir, mais également de l'effet volume lié à l'évolution des soutirages et des puissances souscrites, ainsi que des injections en HTB 2 et 3, sur la base desquels sont établies les grilles tarifaires permettant de recouvrer les recettes tarifaires prévisionnelles.

Dans le cadre de son dossier tarifaire, RTE avait transmis à la CRE des hypothèses prenant en compte une partie des effets de la crise COVID-19 alors identifiés. Les prévisions de soutirage et de puissances souscrites ont, depuis lors, été mises à jour par RTE, en coordination avec Enedis, afin de prendre en compte l'impact de cette crise et les dernières informations disponibles.

Entre le réalisé 2019 et la période 2021-2024, RTE prévoit ainsi :

- une baisse (-3,8 %) des soutirages en énergie (contre -2,1% dans le cadre de ses estimations précédentes), qui, outre l'effet lié à la crise COVID-19, s'explique en particulier par l'amélioration de l'efficacité énergétique et par le développement de la production décentralisée, dont une partie est consommée sur le réseau de distribution et diminue donc les soutirages depuis le réseau de transport ;
- une légère baisse (-0,8 %) des puissances souscrites (contre -0,6 % dans le cadre de ses estimations précédentes) du fait de la stabilité de la pointe de soutirage ;
- une baisse (-2,0 %) des injections par la production centralisée raccordée aux réseaux HTB 2 et HTB 3, en raison de la fermeture des centrales au charbon et de la centrale nucléaire de Fessenheim, ainsi que du développement de la production décentralisée, qui vient se substituer, progressivement, à la production centralisée ;
- une forte progression (+30,5 %) des refoulements des réseaux de distribution vers le réseau de transport (y compris en HTB2) et de la production raccordée en HTB 1, qui s'explique par le développement de la production à partir d'énergies renouvelables.

En outre, conformément à l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, certaines catégories de consommateurs peuvent bénéficier d'une réduction de leur facture de transport d'électricité. Les moindres recettes associées à la mise en œuvre de ce dispositif à destination des consommateurs électro-intensifs sont prises en compte par la CRE pour la fixation du TURPE 6 HTB.



### Evolution du niveau du tarif

L'évolution du TURPE 6 HTB résulte, en plus de la hausse des charges à couvrir et de la baisse anticipée des soutirages, des injections et des puissances souscrites, de l'apurement du CRCP issu de la période tarifaire antérieure. Ce dernier s'établira à 1,5 M€/an en moyenne, alors qu'il était de 29 M€/an au cours du TURPE 5. Ce solde prévisionnel du CRCP résulte de deux effets opposés : d'une part, la crise COVID-19 a pesé sur les volumes de consommation et donc sur les recettes tarifaires en 2020 ; d'autre part, RTE a bénéficié de recettes supplémentaires tirées de la vente des capacités d'interconnexion sur le mécanisme de capacité lors de la dernière enchère organisée en 2020.

Ainsi, l'évolution moyenne, sur l'ensemble des consommateurs, du TURPE 6 HTB s'établit à +1,09 % au 1<sup>er</sup> août 2021 et à +1,57 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

Dans un contexte marqué par une hausse importante des investissements permettant de répondre aux enjeux de la transition énergétique, l'évolution du TURPE reste cependant modérée. Cette modération est notamment rendue possible par l'environnement financier favorable aux investissements dans la transition énergétique et la prise en compte des importantes baisses d'impôts prévues dans le projet de loi de finances pour 2021.

### **Régulation incitative**

Le bilan des périodes tarifaires précédentes et le retour des consultations publiques ont montré que le cadre de régulation incitative fonctionne bien et ne nécessite que des améliorations ponctuelles. En conséquence, la CRE reconduit, pour le TURPE 6 HTB, les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur, en les ajustant quand cela est nécessaire : régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité d'alimentation et de la recherche et du développement, couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le CRCP.

Dans un contexte marqué par une forte hausse des investissements de RTE, la CRE introduit un mécanisme visant à inciter RTE à maîtriser et à prioriser ses dépenses d'investissements de réseaux. Ce mécanisme fixe une enveloppe pluriannuelle qui constitue un plafond au-delà duquel les coûts d'investissements engagés donneraient lieu à une pénalité.

Par ailleurs, dans le cadre de l'examen du SDDR de RTE, la CRE s'est montrée favorable à la politique de gestion des actifs proposée par RTE et visant à prolonger la durée de vie des actifs afin de limiter les dépenses d'investissement. Cette politique se traduit par une hausse sensible des charges d'exploitation de l'opérateur. Dans ce contexte, la CRE a retenu, pour l'élaboration des trajectoires de charges à couvrir, les volumes d'opérations demandées par RTE. En contrepartie, le TURPE 6 HTB prévoit un dispositif *ad hoc* permettant de s'assurer du respect de l'exécution des volumes de travaux et d'activités ayant servi à la construction de la trajectoire tarifaire et de restituer aux utilisateurs de réseaux le coût prévisionnel des opérations non réalisées *via* le CRCP de fin de période tarifaire.

S'agissant des achats liés à l'exploitation du système électrique, la CRE :

- maintient la régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes, mais la renforce en augmentant le taux d'incitation portant sur le volume de pertes de 10 % à 20 %, en cohérence avec le niveau d'incitation applicable aux autres opérateurs d'infrastructures régulées en France ;
- fait évoluer la régulation incitative portant sur les réserves d'équilibrage : alors que le TURPE 5 HTB incitait RTE à maîtriser le volume de ses réserves d'équilibrage, le nouveau dispositif retenu par la CRE a pour objectif d'inciter RTE sur l'ensemble des coûts de contractualisation de ces réserves ;
- harmonise l'incitation portant sur les coûts de congestions nationales et internationales en appliquant un taux d'incitation de 20 % sur l'ensemble de ces coûts pour l'adapter à la politique de dimensionnement optimal des réseaux et aux enjeux européens.

Enfin, la CRE renforce le dispositif de suivi et de régulation incitative de la qualité de service, en introduisant, notamment, une régulation incitative à l'innovation, portant principalement sur la qualité des données transmises par RTE aux acteurs de marché et le rôle de RTE de facilitateur de l'innovation à l'externe, dans le cadre de l'exécution de ses missions de service public. La CRE a ainsi identifié des actions prioritaires et introduit une incitation pour RTE à les réaliser dans les délais nécessaires pour permettre aux acteurs de marché et aux utilisateurs de réseaux d'innover.

**Structure tarifaire**

La CRE construit les grilles tarifaires en respectant plusieurs principes fondamentaux :

- **Timbre-poste** : la tarification de l'accès au réseau est indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- **Péréquation tarifaire** : les mêmes tarifs d'utilisation du réseau s'appliquent sur l'ensemble du territoire national ;
- **Non-discrimination / reflet des coûts** : la tarification doit refléter les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- **Horo-saisonnalité**.

Dans ce cadre, la CRE considère qu'afin de répondre au mieux aux attentes des différentes parties prenantes, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent par ailleurs concilier les objectifs suivants : efficacité, lisibilité, faisabilité et acceptabilité.

La transition énergétique et numérique et l'évolution des usages renforcent la nécessité d'envoyer aux utilisateurs de réseaux des signaux tarifaires pertinents en matière d'utilisation du réseau et d'investissements, qu'il s'agisse d'équipements (tels que le véhicule électrique), d'isolation et de dépenses d'efficacité énergétique, ou de stockage et de production décentralisée, potentiellement autoconsommée.

En conséquence, la CRE fait évoluer significativement la structure tarifaire, tirant notamment parti des données nouvelles fournies par les gestionnaires de réseaux et après large consultation des acteurs. Les évolutions visent à véhiculer des signaux-prix reflétant mieux les coûts que génère, pour la collectivité, l'utilisation des réseaux dans le respect du principe de péréquation tarifaire. La forme des grilles tarifaires doit donc être robuste et adaptée à l'évolution des usages associée au contexte actuel de transition énergétique et numérique. En ce sens, l'instauration d'une tarification fondée sur les coûts marginaux de long terme des réseaux visant à mieux refléter mieux la concentration des coûts induits par les usages en période hivernale ainsi que le coût de la desserte répond à ces enjeux.

Les grilles retenues ont été élaborées en s'appuyant sur les données plus fines transmises par les gestionnaires de réseaux sur la structure de leurs coûts et le fonctionnement de leurs réseaux, ainsi que sur l'analyse des courbes de charges transmises directement par les utilisateurs de réseaux en réponse à la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020. A des fins de transparence, la CRE publiera les données et les modèles ayant permis la réalisation des travaux de structure.

La CRE s'est assurée que les évolutions introduites pour la période du TURPE 6 ne conduisent pas à des hausses trop importantes en termes de facturation pour les utilisateurs des réseaux. Pour ce faire, elle a notamment mis en place un lissage sur 4 ans des différentes évolutions, qui laissera à l'ensemble des acteurs le temps nécessaire pour adapter leur comportement à l'évolution des signaux tarifaires.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise à la ministre de la transition écologique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision tarifaire, a rendu son avis le 12 janvier 2021.

Paris, le 21 janvier 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président,

Jean-François CARENCO

**TABLE DES MATIERES**

**1. COMPETENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE ..... 10**

1.1 COMPETENCES DE LA CRE ..... 10

1.2 PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE ..... 10

1.2.1 Consultation des parties prenantes ..... 10

1.2.2 Orientations de politique énergétique ..... 11

1.2.3 Transparence ..... 12

1.3 ENJEUX POUR LA PERIODE DU TURPE 6 ..... 12

**2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE..... 13**

2.1 GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES ..... 13

2.1.1 Détermination du revenu autorisé..... 13

2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements..... 14

2.1.3 Principe du CRCP ..... 16

2.2 CALENDRIER TARIFAIRE..... 17

2.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans ..... 17

2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif ..... 17

2.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N ..... 17

2.2.4 Calcul du coefficient K en vue de l'apurement du solde du CRCP ..... 18

2.3 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS ..... 18

2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation ..... 18

2.3.2 Régulation incitative des investissements ..... 23

2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes ..... 29

2.4 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ET DE LA CONTINUITE D'ALIMENTATION..... 32

2.4.1 Régulation incitative de la qualité de service ..... 32

2.4.2 Régulation incitative de la qualité d'alimentation ..... 34

2.5 REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION ..... 36

2.5.1 Régulation de la R&D ..... 36

2.5.2 Projets de réseaux électriques intelligents ..... 38

2.5.3 Publication des données ..... 38

2.5.4 Favoriser l'innovation à l'externe..... 39

**3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRES D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT D'ELECTRICITE ..... 41**

3.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ..... 41

3.1.1 Demande tarifaire de RTE ..... 41

3.1.2 Charges d'exploitation ..... 41

3.1.3 Calcul des charges de capital normatives..... 54

3.1.4 Recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion et des mécanismes de capacité ..... 62

3.1.5 CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2021..... 63

3.1.6 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2021-2024 ..... 64

3.2 HYPOTHESES D'EVOLUTION DES SOUTIRAGES ET DES INJECTIONS..... 65

3.2.1 Evolutions constatées sur la période couverte par le TURPE 5 HTB ..... 65

3.2.2 Demande de RTE ..... 66

3.2.3 Analyse de la CRE ..... 67

3.3 PRISE EN COMPTE DE L'ABATTEMENT A DESTINATION DES CONSOMMATEURS ELECTRO-INTENSIFS ..... 67





3.4 TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT D'ELECTRICITE .....	68
<b>4. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT D'ELECTRICITE.....</b>	<b>68</b>
4.1 LES ENJEUX DE LA TARIFICATION DES RESEAUX.....	69
4.1.1 Principes de tarification des réseaux .....	69
4.1.2 Le reflet de l'horosaisonnalité des coûts de réseaux .....	70
4.1.3 Une juste répartition puissance/énergie.....	70
4.1.4 Des évolutions de factures maîtrisées .....	71
4.2 MAINTIEN DE LA STRUCTURE GENERALE DU TURPE 5 HTB .....	71
4.2.1 Composantes tarifaires .....	71
4.2.2 Forme des grilles.....	72
4.3 EVOLUTION DE LA STRUCTURE DU TURPE 6 HTB .....	73
4.3.1 Composante de gestion.....	73
4.3.2 Composante de comptage .....	73
4.3.3 Composante de soutirage .....	74
4.3.4 Tarification de l'énergie réactive.....	77
4.3.5 Composante d'injection.....	78
<b>5. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT D'ELECTRICITE, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AOUT 2021.....</b>	<b>78</b>
5.1 REGLES TARIFAIRES .....	78
5.1.1 Définitions .....	78
5.1.2 Structure des tarifs .....	82
5.2 GRILLES TARIFAIRES D'UTILISATION DU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ELECTRICITE.....	83
5.2.1 Grilles au 1 <sup>er</sup> août 2021 .....	83
5.2.2 Grilles tarifaires applicables à compter du 1 <sup>er</sup> août 2022.....	95
<b>ANNEXE 1 - REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB A COMPTER DU 1<sup>ER</sup> AOUT 2022.....</b>	<b>103</b>
<b>ANNEXE 2 - REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ET D'ALIMENTATION DE RTE .....</b>	<b>114</b>
<b>ANNEXE 3 - REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUTE D'ALIMENTATION.....</b>	<b>116</b>
<b>ANNEXE 4 - EVOLUTION DES FACTURES D'UTILISATION DU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ELECTRICITE .....</b>	<b>119</b>
<b>ANNEXE 5 – REGULATION INCITATIVE PORTANT SUR LE PRIX D'ACHAT DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES POUR LE TURPE 6 HTB (ANNEXE CONFIDENTIELLE).....</b>	<b>121</b>
<b>ANNEXE 6 – DISPOSITIF RELATIF A LA GESTION DES ACTIFS (ANNEXE CONFIDENTIELLE) .....</b>	<b>122</b>
<b>ANNEXE 7 – METHODE RETENUE POUR DETERMINER LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DU TURPE 6 ....</b>	<b>123</b>

## 1. COMPETENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE

### 1.1 Compétences de la CRE

Les articles L. 341-2 à L. 341-4 du code de l'énergie encadrent les compétences de la CRE, en matière de tarification de l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. A ce titre, l'article L. 341-3 dispose que « [l]es méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie ».

L'article L. 341-2 du même code prévoit notamment 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 ».

L'article L. 341-3 du même code dispose que la CRE « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ». Cet article dispose également que la CRE « procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie ». En outre, cet article dispose que la CRE « prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative ».

Par ailleurs, l'article L. 341-4 du même code dispose que « [l]a structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

Enfin, l'article L.134-1 du code de l'énergie dispose que la CRE précise les règles concernant « [l]es missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement des réseaux », ainsi que celles relatives aux « conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, y compris la méthodologie de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux et les évolutions de ces tarifs [...] ». La présente délibération de la CRE définit la méthode d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux de transport d'électricité, et fixe le tarif dit « TURPE 6 HTB » à compter du 1<sup>er</sup> août 2021 pour environ quatre ans.

La présente délibération de la CRE définit la méthode d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux de transport d'électricité, et fixe le tarif dit « TURPE 6 HTB » qui entrera en application à compter du 1<sup>er</sup> août 2021 pour environ quatre ans.

### 1.2 Processus d'élaboration tarifaire

#### 1.2.1 Consultation des parties prenantes

Pour établir le TURPE 6 HTB, compte tenu du besoin de visibilité et de la complexité des sujets, la CRE s'est appuyée, en plus de ses analyses propres et des études de consultants externes, sur les résultats de cinq consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019<sup>13</sup>, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019<sup>14</sup>, portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait en particulier de premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection. 37 réponses ont été reçues ;

<sup>13</sup> Consultation publique du 14 février 2019 n° 2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France>

<sup>14</sup> Consultation publique n° 2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>

- la troisième, en date du 17 octobre 2019<sup>15</sup>, portait sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité. 33 réponses ont été reçues ;
- la quatrième, en date du 19 mars 2020<sup>16</sup>, portait principalement sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE. 38 réponses ont été reçues.
- la dernière, en date du 1<sup>er</sup> octobre 2020<sup>17</sup>, présentait la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTB. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, notamment la qualité de service et l'innovation, le niveau des charges et recettes de RTE et le niveau du tarif en découlant ainsi que la structure tarifaire. 48 réponses ont été reçues.

Les réponses à ces cinq consultations publiques sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

Par ailleurs, la CRE a publié une consultation publique, en date du 9 juillet 2020<sup>18</sup>, portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections, en indiquant cependant que les évolutions envisagées n'avaient pas vocation à être mises en œuvre dès le TURPE 6, mais éventuellement ultérieurement.

Enfin, la CRE a auditionné RTE avant et après la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, ainsi que son actionnaire CTE.

### 1.2.2 Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE prend en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition écologique et solidaire par courrier en date du 19 juin 2020. Ces orientations portent notamment sur :

- l'importance d'inscrire les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les ambitions générales du Gouvernement en termes de protection du climat et de la biodiversité ;
- la nécessité d'inciter l'opérateur à la maîtrise de ses coûts afin de limiter l'impact des tarifs d'utilisation de réseaux sur la facture des utilisateurs ;
- le maintien d'un haut niveau de qualité de l'électricité acheminée, se traduisant par un renouvellement suffisant des infrastructures existantes et une attention particulière à la résilience des réseaux devant les aléas météorologiques et climatiques ;
- l'incitation qui doit être donnée à réaliser les investissements nécessaires à la transition énergétique, notamment le raccordement des énergies renouvelables, à des coûts maîtrisés et dans des délais compatibles avec les besoins de la politique énergétique ;
- le besoin d'encourager le gestionnaire de réseau à mettre en œuvre des solutions permettant d'apporter de la flexibilité au système électrique sans pour autant empêcher la réalisation des investissements nécessaires à la transition énergétique ;
- la contribution des tarifs à la réduction de la consommation en période de pointe ;
- le nécessaire équilibre entre les parts fixe et variable des tarifs compte tenu des effets de la structure des tarifs sur les politiques de maîtrise de la consommation et de lutte contre la précarité énergétique.

Le courrier du 19 juin 2020 est publié sur le site internet de la CRE<sup>19</sup>.

<sup>15</sup> Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/qualite-de-service-et-aux-actions-des-gestionnaires-de-reseaux-en-faveur-de-l-innovation-des-acteurs-pour-le-secteur-de-l-electricite>

<sup>16</sup> Consultation publique n° 2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/composante-de-soutirage-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-turpe-6>

<sup>17</sup> Consultation publique n° 2020-015 du 1<sup>er</sup> octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb>

<sup>18</sup> Consultation publique n° 2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/consultation-publique-relative-aux-signaux-economiques-envoyes-aux-producteurs-d-electricite>

<sup>19</sup> Lettre de la ministre : <https://www.cre.fr/content/download/22581/285281>

### 1.2.3 Transparence

La CRE est attachée à assurer la plus grande transparence sur les travaux d'élaboration des tarifs de réseau pour toutes les parties intéressées.

Dans cette démarche, la CRE a publié sur son site internet l'ensemble des études externes sur lesquelles elle s'est appuyée. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande de RTE relative à ses charges d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024<sup>20</sup> ;
- un audit de la demande de rémunération du capital de RTE<sup>21</sup>.

Par ailleurs, après avoir publié les données et outils utilisés pour l'élaboration de la structure du TURPE 5 HTB, la CRE a l'intention d'élargir les données et outils mis à la disposition des acteurs pour leur permettre de s'approprier au mieux les évolutions de structure tarifaire qui sont introduites dans la présente délibération.

Par rapport au TURPE 5 HTB, la CRE a eu accès à des données beaucoup plus fines des opérateurs de réseaux, notamment concernant la topologie du réseau, les coûts des réseaux et leur modélisation ainsi que les flux d'énergie (réels au niveau de chaque utilisateur en HTB et HTA et fondés sur la modélisation de 1000 poches représentatives en BT). La CRE s'est appuyée sur ces données pour améliorer son modèle tarifaire et fonder ses propositions d'évolution de la structure, notamment s'agissant de la composante de soutirage. Afin d'illustrer la méthode qu'elle a mise en œuvre, la CRE publiera, au 1<sup>er</sup> trimestre 2021, les différentes modélisations effectuées à chaque étape de calcul, ainsi que l'ensemble des données utilisées, à l'exception des informations commercialement sensibles qui seront anonymisées.

### 1.3 Enjeux pour la période du TURPE 6

En plus des objectifs de prévisibilité et de continuité, la CRE considère que le TURPE 6 HTB doit apporter des réponses aux enjeux prioritaires cités ci-après.

#### **Le réseau public de transport d'électricité joue un rôle majeur dans la transition énergétique**

La prochaine période tarifaire (2021-2024) s'inscrit dans un contexte d'accélération nécessaire de la transition énergétique, avec une augmentation massive de la production d'électricité renouvelable (EnR). En particulier, RTE sera directement concerné par le raccordement des parcs éoliens en mer et des autres centrales EnR de grande taille. En tant que gestionnaire du système électrique, RTE sera également confronté à l'arrêt des centrales au charbon et à la forte croissance de la production décentralisée et de la mobilité électrique, qui modifieront profondément les flux sur le réseau de transport d'électricité dans les années à venir : sa mission relative à l'équilibrage du système électrique en temps réel s'en trouve modifiée et complexifiée.

#### **Les investissements nécessaires devront être faits en maîtrisant leurs coûts**

Dans son Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR), qui a fait l'objet de l'examen de la CRE en juillet 2020<sup>22</sup>, RTE prévoit une forte hausse de ses investissements : 33 Md€ sur 15 ans auxquels s'ajoutent 3 Md€ pour l'immobilier, les systèmes d'information, la logistique et les véhicules légers. Ces investissements sont non seulement liés à la transition énergétique, en particulier s'agissant de l'éolien en mer, mais aussi au vieillissement progressif du réseau qui nécessite un effort accru pour le renouvellement des infrastructures afin de garantir un niveau de qualité et de sécurité d'alimentation élevé.

En cohérence avec sa délibération portant examen du SDDR en tant que stratégie d'investissements, la CRE est très attentive à ce que RTE ait les moyens de répondre à ces nouveaux besoins. L'enjeu pour RTE sera de réaliser les investissements nécessaires tout en optimisant le coût global de fonctionnement de son réseau.

#### **La qualité d'alimentation doit être maintenue à un niveau élevé**

La qualité d'alimentation est une des missions essentielles du gestionnaire de réseau de transport. Elle est aujourd'hui à un niveau satisfaisant sur le réseau de RTE. Des améliorations peuvent toujours être recherchées, mais fixer des objectifs trop ambitieux conduirait à des hausses excessives des coûts. Pour la période de 4 ans à venir, l'enjeu principal sera donc de conserver les performances actuelles, alors même que des transformations importantes du mix électrique en France et chez nos voisins européens vont intervenir dans les années qui viennent.

<sup>20</sup> Document publié dans le cadre de la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020

<sup>21</sup> Document publié dans le cadre de la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020

<sup>22</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/examen-du-schema-decennal-de-developpement-du-reseau-de-transport-de-rte-elabore-en-2019>

### **Les évolutions technologiques dégagent des flexibilités nouvelles pour les réseaux**

Les évolutions technologiques (comptage évolué, stockage, numérique, etc.) créent un potentiel important de nouvelles sources de flexibilité, au moment où la transition énergétique va générer des besoins supplémentaires de flexibilité, où le déploiement de nouvelles infrastructures devient, dans notre pays notamment, toujours plus complexe et où la sécurité des approvisionnements reste un enjeu majeur.

L'enjeu pour RTE sera donc de mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (écrêtement de la production, stockage, effacement de consommation, agrégation de flexibilités décentralisées) pour limiter au strict nécessaire les renforcements de réseau. Cette approche est cohérente avec l'enjeu de maîtrise du coût global du réseau telle que déclinée dans le SDDR.

### **RTE doit continuer à se transformer et à se moderniser**

RTE doit se transformer, se moderniser et innover, en lien avec son écosystème, pour demeurer un opérateur de référence parmi les gestionnaires de réseau de transport d'électricité en Europe et dans le monde.

Pour ce faire, le TURPE 6 HTB accompagne l'opérateur dans cette transformation, en la prenant en compte pour la fixation des trajectoires de charges d'exploitation et d'investissements. Cet effort de modernisation doit se traduire concrètement par des résultats, qu'il s'agisse de la mise en œuvre d'un programme de recherche et de développement ambitieux, notamment en lien avec des partenaires, du recours effectif à des solutions innovantes et aux flexibilités, de la mise en œuvre d'actions prioritaires dans les délais pour favoriser l'innovation de l'ensemble du secteur ou du maintien de la qualité de service. En conséquence, le TURPE 6 HTB prévoit un renforcement de la régulation incitative de RTE à ces fins.

### **L'évolution des factures doit être maîtrisée pour assurer l'acceptabilité du tarif**

Dans un contexte de crise sanitaire et possiblement de crise économique à venir, la CRE attache la plus haute importance à ce que toute hausse tarifaire soit justifiée par des hausses de coûts inévitables et soit limitée au strict nécessaire. Les différentes baisses d'impôts prévues seront notamment prises en compte.

Ainsi, la CRE a veillé que les modifications de la structure tarifaire, rendues nécessaires dans le contexte actuel d'évolution rapide du système énergétique, n'engendrent pas de hausses de factures non acceptables. C'est dans cette optique que les évolutions seront lissées sur les 4 ans de la période tarifaire.

## **2. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE**

### **2.1 Grands principes tarifaires**

L'élaboration du TURPE 6 HTB repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, du revenu autorisé de RTE et d'une trajectoire prévisionnelle de l'énergie soutirée et injectée ainsi que des puissances souscrites par les utilisateurs raccordés sur le réseau de RTE.

Le TURPE 6 HTB fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier de RTE et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits préalablement identifiés, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager RTE à la maîtrise de ses dépenses et à l'amélioration de la qualité du service rendu à ses utilisateurs au travers de mécanismes incitatifs.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif applicable au 1<sup>er</sup> août 2021 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

#### **2.1.1 Détermination du revenu autorisé**

Dans la présente délibération, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel de RTE pour la période 2021-2024 sur la base du dossier tarifaire transmis par RTE et de ses propres analyses. En application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, le revenu autorisé couvre les coûts de RTE dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE) et des charges de capital normatives (CCN), desquelles sont déduites les recettes d'interconnexions (RI)<sup>23</sup> et de l'apurement du solde du CRCP :

<sup>23</sup> Les recettes d'interconnexion incluent les recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion ainsi que les recettes tirées des mécanismes de capacité.

$$RA = CNE + CCN - RI + CRCP$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- RI : recettes d'interconnexion prévisionnelles sur la période ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP estimé à la fin du TURPE 5 HTB.

Le cadre tarifaire permet de garantir la perception du revenu autorisé.

### **2.1.1.1 Charges nettes d'exploitation**

Les charges nettes d'exploitation de RTE sont constituées des achats liés à l'exploitation du système électrique et des CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique.

Les achats liés à l'exploitation du système électrique comportent notamment les coûts de compensation des pertes sur les réseaux de transport, les coûts de constitution et de reconstitution des réserves d'équilibrage, les coûts liés aux services système tension, les coûts des congestions et les coûts liés au dispositif d'interruptibilité.

Les CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique comprennent les charges brutes d'exploitation (principalement composées de dépenses de personnel, des achats externes, et des impôts et taxes) déduction faite des recettes extratarifaires (principalement composées de la production immobilisée et des recettes de prestations annexes).

### **2.1.1.2 Charges de capital normatives**

Les charges de capital normatives comprennent la rémunération et l'amortissement du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par RTE – la base d'actifs régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les dépenses d'investissements engagées qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs). La BAR est déterminée sur la base d'une valeur nette des actifs immobilisés, déduction faite des subventions et participations reçues de tiers.

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et au produit de la valeur des IEC par le coût de la dette.

$$CCN = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC} + \text{IEC} \times \text{coût de la dette}$$

## **2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements**

### **2.1.2.1 Modalités de calcul du taux de rémunération**

La CRE reconduit, pour la période du TURPE 6, la méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs en vigueur dans le TURPE 5 HTB qui est fondée sur un CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de RTE doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Par ailleurs, la CRE a fait appel à un consultant externe pour réaliser une étude sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital des gestionnaires de réseaux publics d'électricité et une analyse des demandes de RTE concernant le calcul des charges de capital. La version non confidentielle de cette étude a été publiée sur le site de la CRE dans le cadre de la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020.

### **2.1.2.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés**

La CRE reconduit, pour la période du TURPE 6, les modalités de rémunération du capital en vigueur dans le TURPE 5 HTB.



Ainsi, la valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service<sup>24</sup>, diminuée des subventions d'investissement perçues<sup>25</sup>, des participations reçues de tiers et des produits constatés d'avance de la part d'Artéria, filiale de RTE, selon les principes exposés dans la communication de la CRE du 7 décembre 2006 relative à l'audit des activités de développement du réseau de fibres optiques et de valorisation des points hauts d'Artéria pour l'exercice 2005<sup>26</sup>.

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est le 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivant leur mise en service. La BAR progresse au rythme des investissements mis en service et diminue au rythme des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements couvertes par les tarifs.

### 2.1.2.3 Modalités de rémunération des immobilisations en cours

Dans le TURPE 5 HTB, les immobilisations en cours sont rémunérées, de façon normative, au coût nominal de la dette applicable pendant la période tarifaire.

L'essentiel des IEC de RTE correspondant à des investissements de cycle long (maturité supérieure à un an), la CRE a indiqué, dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, envisager de maintenir une rémunération de l'ensemble des IEC au coût de la dette.

Les fournisseurs et consommateurs ayant répondu à la consultation publique sont majoritairement favorables à une rémunération des IEC à un taux inférieur au CMPC, afin d'inciter à la mise en service des investissements dans les meilleurs délais. Les gestionnaires d'infrastructures, dont RTE, sont pour leur part majoritairement opposés à une rémunération au coût de la dette, et demandent une rémunération au même taux que pour les actifs entrés en service.

Pour le TURPE 6 HTB, la CRE décide de maintenir la rémunération des IEC au coût de la dette, qu'elle considère constituer une incitation efficace à la mise en service rapide des projets d'investissements des opérateurs.

### 2.1.2.4 Traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués, cessions d'actifs)

#### 2.1.2.4.1 Traitement des coûts échoués

Dans le cadre des consultations publiques des 1<sup>er</sup> et 8 octobre 2020 relatives aux TURPE 6 HTB et HTA-BT, la CRE a proposé l'extension à l'ensemble des tarifs d'infrastructures régulées des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans les tarifs ATRT7<sup>27</sup> et ATRD6<sup>28</sup>. Ceux-ci reposent notamment sur une incitation à maîtriser les coûts échoués récurrents ou prévisibles au travers d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle et d'un examen au cas par cas des autres types de coûts échoués.

La majorité des fournisseurs et industriels s'est prononcée en faveur des principes de couverture des coûts échoués envisagés. Plusieurs gestionnaires d'infrastructures et leurs actionnaires sont toutefois défavorables à la mise en place d'une trajectoire incitée pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable. Ils demandent une couverture *via* le CRCP, en raison du caractère non maîtrisable de certains de ces coûts dès lors qu'ils correspondent le plus souvent à des modifications d'ouvrages à la demande de tiers, ou à la destruction d'ouvrages en particulier à la suite d'aléas climatiques.

La CRE estime toutefois que ces charges sont pour partie prévisibles (volume moyen d'ouvrages détruits à la suite d'aléas et volume moyen de demandes de tiers de modifications d'ouvrages) et pour partie maîtrisables. Les choix d'investissements et de maintenance de RTE, notamment sa politique d'enfouissement du réseau menant à une part de plus en plus importante d'ouvrages insensibles aux aléas climatiques, lui permettent en outre de limiter le volume d'immobilisations démolies en cas d'aléas climatiques.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, et en cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7 et ATRD6, la CRE retient, pour la période du TURPE 6, le traitement des coûts échoués suivant :

- les coûts échoués (« *frais d'étude et travaux sans suite* » et « *Valeur Nette Comptable (VNC) des immobilisations démolies* ») récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire incitée ;

<sup>24</sup> Les immobilisations ayant bénéficié de la revalorisation de 1976 sont incluses dans la BAR à leur valeur d'acquisition (hors réévaluation).

<sup>25</sup> Les subventions d'investissement constituent une aide dont bénéficie l'entreprise en vue d'acquiescer ou de créer des valeurs immobilisées pour l'activité future.

<sup>26</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/audit-des-activites-de-developpement-du-reseau-de-fibres-optiques-et-de-valorisation-des-points-hauts-d-arteria-filiale-de-rte-pour-l-exercice-2005/consulter-la-communication>

<sup>27</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRtgaz et Teréga : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-d-utilisation-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel-de-grtgaz-et-terega>

<sup>28</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/tarif-pereque-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-distribution-de-gaz-naturel-de-grdf>

- les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE sont couverts par le tarif *via* le CRCP ;
- la couverture des autres coûts échoués sera examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par RTE.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

#### **2.1.2.4.2 Traitement des actifs cédés**

Lorsqu'un actif est cédé par un opérateur, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut, le cas échéant, générer une plus-value pour l'opérateur, égale à la différence entre le produit de cession et la valeur nette comptable.

En particulier, les actifs immobiliers, qui sont intégrés à la BAR, amortis et rémunérés pendant toute la durée de leur présence dans le patrimoine des opérateurs, sont susceptibles, le jour de leur revente, de générer une plus-value, parfois importante.

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a interrogé les parties prenantes sur le traitement à appliquer aux actifs cédés. La majorité des acteurs est favorable à la proposition de la CRE de prendre en compte une partie des plus-values réalisées par l'opérateur dans le tarif, considérant que les utilisateurs de réseau ont participé au financement des actifs cédés.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7 et ATRD6, la CRE retient, pour la période du TURPE 6, le traitement des cessions d'actifs immobiliers ou de terrains suivant :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour RTE à maximiser ce gain. RTE conserve, ainsi, 20 % de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par RTE.

### **2.1.3 Principe du CRCP**

Le niveau du TURPE 6 HTB est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de RTE. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis (cf. paragraphe 2.3.3). Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières (primes ou pénalités) résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP est calculé au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année. Il est apuré sur une durée d'un an, du 1<sup>er</sup> août de l'année *N* au 31 juillet de l'année *N+1* dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 %. En cas d'atteinte de ce seuil, le solde du CRCP non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante.

Afin d'assurer la neutralité financière de ce dispositif, un taux d'intérêt égal au taux sans risque pris en compte dans le calcul du CMPC s'applique au solde du CRCP (soit 1,70 % pour la période du TURPE 6).

En outre, le solde du CRCP prévisionnel en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante et est apuré sur 4 ans. Le solde prévisionnel du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

La majorité des contributeurs aux consultations publiques du 14 février 2019 et du 1<sup>er</sup> octobre 2020 s'est exprimée en faveur de la reconduction des principes de fonctionnement du CRCP dans les mêmes conditions que celles prévalant au cours de la période du TURPE 5.

La CRE décide de maintenir le principe de fonctionnement du CRCP tout en faisant évoluer le périmètre des charges et des produits pris en compte par ce dispositif (cf. paragraphe 2.3.3).

## **2.2 Calendrier tarifaire**

### **2.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans**

Le TURPE 6 HTB s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1<sup>er</sup> août 2021. Il vise à couvrir les charges des années calendaires de 2021 à 2024. Il évoluera annuellement, au 1<sup>er</sup> août de chaque année, selon les modalités décrites au paragraphe 2.2.2 de la présente délibération.

Dans leurs réponses à la consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, les parties prenantes se sont déclarées favorables au maintien de cette durée de 4 ans, considérant, comme la CRE, qu'elle offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de performance.

Par ailleurs, le TURPE 6 HTB prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par RTE. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2023 et 2024) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration du TURPE 6 HTB se trouve modifié d'au moins 1 %.

### **2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif**

Dans le cadre du TURPE 5 HTB, la CRE avait décidé que, hors effets liés à l'apurement du CRCP, le tarif de transport d'électricité évoluerait de 6,76 % le 1<sup>er</sup> août 2017 puis selon l'inflation le 1<sup>er</sup> août 2018, 2019 et 2020. Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a indiqué envisager de procéder à un lissage sur 4 ans de l'évolution du TURPE HTB et ce, compte tenu de la nécessité d'assurer l'acceptabilité des hausses tarifaires envisagées. Les acteurs ayant contribué à cette consultation publique sont majoritairement favorables à cette approche.

En conséquence, le TURPE 6 HTB évoluera annuellement, le 1<sup>er</sup> août de chaque année, selon les principes suivants :

- a) le niveau des grilles tarifaires, hors composante annuelle d'injection, évolue au 1<sup>er</sup> août de chaque année  $N$  du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 31 juillet de l'année  $N$  :

$$Z = IPC + X + K$$

Où :

- $Z$  est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
  - $IPC$  est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$ , le taux d'inflation prévisionnel pour l'année  $N$  pris en compte dans la loi de finances de l'année  $N$  ;
  - $X$  est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à 0,49 % (cf. paragraphe 3.4) ;
  - $K$  est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant notamment de l'apurement du solde du CRCP.  $K$  est compris entre +2 % et -2 % ;
- b) la référence prévisionnelle utilisée pour le calcul du CRCP pour l'année suivante sera remise à jour chaque année s'agissant des coûts de constitution et reconstitution des réserves d'équilibrage ;

En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du TURPE 6 HTB, des évolutions de la régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation de RTE (ajout, modification ou suppression d'indicateurs, objectifs ou incitations financières).

### **2.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année $N$**

Le solde global du CRCP est calculé après la clôture définitive des comptes annuels de RTE. Il est égal au montant à verser ou à déduire du CRCP au titre de l'année écoulée (année  $N-1$ ) auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart entre le réalisé, pour chaque poste concerné, et les montants de référence définis en annexe 1. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part étant déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les postes de charges et de recettes couverts pour tout ou partie au CRCP pour la période du TURPE 6 sont fixés au paragraphe 2.3.3 de la présente délibération. Les données comptables présentées par RTE seront utilisées

comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible. Le cas échéant, la prise en compte des différents postes à travers le CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par RTE et sur les charges relatives à la compensation des pertes électriques, aux réserves d'équilibrage et différences diverses. Les conséquences des audits conduits par la CRE sur le TURPE 6 HTB seront prises en compte au travers du CRCP. Les éventuelles primes ou pénalités liées aux mécanismes de régulation incitative sont également prises en compte via le CRCP.

Le solde prévisionnel du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2021 est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels du TURPE 6 HTB et sera apuré sur les 4 ans du tarif. La différence entre le solde définitif du CRCP (qui sera fixé après la clôture des comptes 2020 de RTE) et le solde prévisionnel pris en compte dans la présente délibération sera apurée au travers de l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2022. Les montants de référence et les taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur le TURPE 5 HTB.

#### 2.2.4 Calcul du coefficient K en vue de l'apurement du solde du CRCP

L'évolution du niveau tarifaire annuel, au 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$ , prend en compte un coefficient  $K$  qui vise à apurer, au 31 juillet de l'année  $N+1$ , le solde du CRCP constaté au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$ . Le coefficient  $K$  est plafonné à  $\pm 2\%$ .

Le coefficient  $K$  est déterminé chaque année de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir, dans la limite de son plafonnement, la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel lissé pour l'année  $N$  défini par la présente délibération, mis à jour de l'inflation ;
- l'apurement prévisionnel du solde du CRCP, sur l'année  $N$ .

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur des hypothèses d'énergie soutirée et injectée ainsi que de puissances souscrites sur le réseau de RTE.

### 2.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

#### 2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

##### 2.3.1.1 Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation

Le TURPE 5 HTB prévoit que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis, font l'objet d'une incitation à 100 % : la CRE fixe ainsi une trajectoire pour la période tarifaire, et tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice de RTE.

Au vu du bilan positif sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs formulée dans le cadre des consultations publiques du 14 février 2019 et du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE reconduit ce principe pour le TURPE 6 HTB.

Ainsi, à l'exception des postes de charges et recettes couverts en tout ou partie au CRCP, présentés au paragraphe 2.3.3 de la présente délibération, tout écart par rapport à la trajectoire fixée pour la période du TURPE 6 restera à la charge ou au bénéfice de RTE.

##### 2.3.1.2 Dispositif relatif à la gestion des actifs

La moyenne d'âge du réseau de transport d'électricité s'approche des 50 ans. La question du vieillissement naturel des actifs du réseau et de leur renouvellement devient donc un enjeu de plus en plus important pour le système électrique français.

En sus du vieillissement mécanique du patrimoine, RTE explique avoir constaté un état de vétusté plus avancé que prévu de certains actifs et prévoit ainsi une accélération du renouvellement et de la maintenance des actifs concernés. C'est notamment le cas d'ouvrages prématurément corrodés dans certaines régions (plan « *corrosion* ») et des postes sous enveloppe métallique (PSEM) dont le système d'étanchéité se dégrade plus vite qu'anticipé, ce qui génère des émissions importantes de SF<sub>6</sub>, qui est un gaz à effet de serre (plan « *PSEM* »).

La stratégie de renouvellement du réseau envisagée par RTE repose en priorité sur une gestion plus ciblée des ouvrages du réseau. La gestion des actifs sera individualisée en fonction de leur état, ce qui conduira à allonger la

durée de vie de certains composants encore performants et à diminuer celle des actifs moins performants. Cette recherche de solutions optimales sur le cycle de vie des actifs pourra modifier le rapport entre les charges d'exploitation (OPEX) et les charges de capital (CAPEX).

L'effort consacré au renouvellement du réseau va progressivement augmenter, à la fois *via* des besoins d'investissements en hausse et une politique d'entretien et de maintenance renforcée. La CRE considère que cette approche est pertinente car une mauvaise maintenance des actifs risquerait de se traduire par des investissements en forte hausse dans le futur pour compenser un entretien insuffisant.

Ainsi, selon RTE, les dépenses d'investissements consacrées au renouvellement du réseau s'établiraient à environ 500 M€/an en moyenne sur les 15 prochaines années, contre environ 350 M€/an sur la période 2016-2020. En outre, l'effort accru d'entretien, de maintenance et de réhabilitation des ouvrages visant à prolonger leur durée d'exploitation a pour conséquence une augmentation significative des charges d'exploitation.

Dans le cadre de l'examen du SDDR de RTE, la CRE a accueilli favorablement les principes de la politique de gestion des actifs proposés par RTE dans la mesure où elle permet un maintien de la qualité d'alimentation et une optimisation à long terme des dépenses d'investissements et d'exploitation soit, à terme, un moindre coût pour les utilisateurs. Conformément à ces principes, la CRE considère qu'il est pertinent de prendre en compte, dans la détermination du revenu autorisé, la hausse des volumes de travaux et d'activités identifiées par RTE comme étant nécessaire pour répondre à ses besoins. Ainsi, dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE s'est dite prête à accepter, sur ces postes, des trajectoires d'OPEX en forte hausse sur la période du TURPE 6 par rapport aux niveaux observés pendant le TURPE 5 HTB.

Toutefois, dans la mesure où les OPEX font l'objet d'une trajectoire incitée, la non-réalisation des volumes initialement prévus pourrait donner lieu à des bénéfices indus pour RTE. La CRE considère donc que la hausse des OPEX accordée doit nécessairement s'accompagner d'un cadre de régulation protégeant les utilisateurs en cas de non-réalisation des travaux et activités prévus par RTE dans son dossier tarifaire.

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a proposé de mettre en place un dispositif de régulation spécifique associé à la réalisation effective des volumes de travaux et d'activités ayant servi à la construction des trajectoires du TURPE 6 HTB. L'ensemble des acteurs ayant contribué à la consultation publique est favorable à ce que la hausse des trajectoires financières relatives à la gestion des actifs soit conditionnée à la réalisation des objectifs opérationnels sous-jacents.

La présente délibération introduit un dispositif de régulation spécifique sur la gestion des actifs s'appuyant sur les principes suivants :

- RTE transmettra chaque année à la CRE un rapport de suivi de l'ensemble des dépenses de gestion des actifs (bilan technique et financier) ainsi qu'un rapport de suivi des investissements associés aux plans et programmes concernés ;
- à l'issue de la période du TURPE 6, la CRE fera le bilan des volumes de travaux effectivement réalisés par RTE comparativement à la trajectoire des volumes de référence listés dans l'annexe 6 confidentielle, définis sur la base de la demande tarifaire de RTE. Si RTE n'a pas réalisé la totalité des opérations prévues sur cette période dans le cadre de sa politique de gestion des actifs, les dépenses prévisionnelles associées aux opérations non réalisées feront l'objet d'une rétrocession aux utilisateurs du réseau, à hauteur des volumes non réalisés multipliés par les coûts unitaires ayant servi à la construction de la trajectoire tarifaire ;
- les postes de dépenses concernés par ce dispositif sont au nombre de quatre :
  - le plan « PSEM » ;
  - le plan « corrosion » ;
  - la politique de réhabilitation et de remplacement des postes ;
  - la politique de réhabilitation et de remplacement des lignes ;
- chaque plan et politique comprenant plusieurs types d'opérations, le foisonnement de ces dernières au sein d'un même plan ou d'une même politique est autorisé. Il n'y a pas de foisonnement entre les plans et politiques.

Cette régulation spécifique couvrira environ 30 % des OPEX de gestion des actifs et plus de la moitié de leur hausse par rapport au TURPE 5 HTB. L'annexe 6 confidentielle à la présente délibération précise les modalités opérationnelles d'application de ce dispositif, l'ensemble des postes de coûts suivis et incités ainsi que les volumes et les coûts unitaires de référence associés.



### 2.3.1.3 Régulation incitative des charges relatives à la compensation des pertes

En application des dispositions de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, RTE négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats permettant la couverture en énergie et en capacité des pertes électriques sur son réseau, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

Les pertes électriques sur le réseau public de transport représentent pour la période du TURPE 5 environ 11 TWh par an et une charge de 470 M€ par an en moyenne, soit environ 11 % du revenu autorisé de RTE. La couverture des coûts de compensation des pertes électriques sur le réseau de transport constitue donc un enjeu financier important.

Le TURPE 5 HTB avait introduit un mécanisme visant à inciter RTE à maîtriser le coût d'achat d'énergie et de capacité pour la compensation des pertes portant, d'une part, sur les volumes de pertes et, d'autre part, sur le prix moyen d'achat d'énergie et de capacité pour la compensation des pertes. En effet, bien que certains facteurs, sur lesquels RTE a peu d'influence, aient un impact sur les pertes électriques et les coûts de leur compensation (les conditions climatiques, les plans de production ou les échanges aux interconnexions par exemple), la CRE considère que RTE dispose de leviers à la fois sur les volumes (mesures topologiques, coordination des plannings de maintenance, etc.) et sur les prix d'achat d'énergie et de capacité (via une politique d'achat efficace) pour la compensation des pertes.

Le dispositif incitatif en vigueur pendant la période du TURPE 5 consiste :

- pour les volumes : à comparer le volume des pertes annuel constaté par l'opérateur à un volume de référence déterminé chaque année par le produit entre le taux de pertes de référence, fixé à 2,10 % pour le TURPE 5 HTB, et le volume des injections totales sur le réseau de transport. L'opérateur conserve, ou supporte selon le cas, 10 % de l'écart de volumes valorisé au prix moyen d'achat des pertes de l'opérateur ;
- pour le prix moyen d'achat des pertes : à comparer annuellement le prix constaté d'achat d'énergie et de capacité pour la compensation des pertes de RTE à un prix unitaire de référence déterminé chaque année à partir des prix de marché constatés pour un panier de produits de référence tel que défini dans une annexe confidentielle à la délibération portant décision sur le TURPE 5 HTB. L'opérateur conserve, ou supporte selon le cas, 20 % de l'écart entre le coût de référence, lequel prend en compte le prix de référence et le volume constaté, et le coût réel.

Enfin, un plafond annuel sur la prime/pénalité globale perçue sur les deux dispositifs incitatifs est prévu et fixé à 10 M€ par an.

La CRE considère que ce dispositif permet effectivement d'inciter RTE à la maîtrise des volumes des pertes sur le réseau de transport et à l'optimisation de sa stratégie d'achat.

En conséquence, dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a proposé de maintenir le dispositif dans le TURPE 6 HTB tout en le faisant évoluer à la marge.

S'agissant de la régulation incitative portant sur le prix d'achat pour la compensation des pertes sur le réseau de transport, la majorité des répondants à la consultation du 1<sup>er</sup> octobre 2020, y compris RTE, s'est prononcée en faveur des évolutions présentées par la CRE. S'agissant des évolutions proposées pour la régulation incitative portant sur les volumes de pertes, les avis des acteurs sont partagés. Si plusieurs acteurs sont favorables à la proposition de la CRE, d'autres, dont RTE, considèrent que l'opérateur n'a pas suffisamment de maîtrise sur les volumes de pertes pour que ce dispositif soit pertinent. RTE conteste également le taux de pertes de référence envisagé par la CRE, dans la mesure où celui-ci ne tiendrait pas compte des évolutions à venir sur le réseau, notamment avec la mise en service de nouvelles interconnexions et le développement des énergies renouvelables.

La CRE considère que le taux d'incitation qu'elle propose pour le TURPE 6 HTB, limité à 20 %, reflète bien la maîtrise partielle de RTE sur le volume des pertes sur le réseau de transport. Par ailleurs, la CRE considère que la trajectoire de référence sur les volumes doit être fondée sur des données objectivables et retient donc une approche fondée sur le réalisé et non sur des projections. Toutefois, par rapport à l'analyse menée pour construire la trajectoire de référence dans le TURPE 5 HTB, la CRE a raccourci la période réalisée prise en compte pour ne considérer que le passé le plus récent.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE met en place, pour la période du TURPE 6, les évolutions décrites dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020 et reprises ci-dessous.

#### Dispositif de régulation incitative sur le volume des pertes

Le dispositif relatif à l'incitation sur le volume des pertes pour le TURPE 6 HTB repose sur les principes suivants :



- le taux de pertes de référence utilisé dans le calcul du volume de pertes de référence est fixé à 2,20 % du volume des injections totales sur le réseau de transport (vs 2,10 % sous TURPE 5), en cohérence avec le taux de pertes moyen observé sur le réseau de transport sur les années 2016 à 2019 ;
- RTE est incité sur le volume des pertes sur le réseau de transport à hauteur de 20 % ;
- l'écart entre volume de référence et volume constaté est valorisé au prix moyen d'achat d'énergie et de capacité pour la compensation des pertes de référence (cf. ci-après).

#### Dispositif de régulation incitative sur le prix moyen de compensation des pertes

Le principe du dispositif portant sur la régulation du prix moyen de compensation des pertes pour le TURPE 6 HTB reste identique à celui établi pour la période du TURPE 5, à savoir une stratégie de couverture progressive du risque prix, en achetant régulièrement des quantités dont le cumul permet de couvrir le volume total annuel de pertes, en énergie et en capacité.

Toutefois, les modalités d'achat des garanties de capacité dans la stratégie de référence évoluent pour le TURPE 6 HTB, afin de mieux tenir compte des enchères réelles ayant lieu sur le marché de la capacité, en prix et en fréquence.

En outre, les coûts et risques inhérents à l'activité de couverture des pertes par les gestionnaires de réseau (par exemple, frais de transaction, effets d'une liquidité imparfaite du marché) étaient intégrés dans le modèle du TURPE 5 HTB au travers d'une majoration s'appliquant au prix de référence calculé par le modèle. Cette majoration est réévaluée pour la période du TURPE 6 afin de tenir compte de l'évolution de ces risques.

La méthodologie de calcul du prix d'achat de référence pour la compensation des pertes de référence pour le TURPE 6 HTB fait l'objet d'une annexe 5 confidentielle à la présente délibération.

#### Plafonnement et suivi du dispositif de régulation incitative relatif à la compensation des pertes

Le plafond de l'incitation globale est fixé à 15 M€/an pour la période du TURPE 6, soit 0,3 % du revenu autorisé moyen de RTE sur cette période, en cohérence avec le niveau relatif du plafond appliqué à Enedis.

#### **2.3.1.4 Régulation incitative des coûts de constitution des réserves d'équilibrage**

En application des dispositions de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, RTE veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. RTE constitue ainsi des réserves par prescription ou contractualisation en amont du temps réel (services système et réserves rapide et complémentaire) ou par activation d'offres sur le mécanisme d'ajustement, pour reconstituer les services système (SSY) ou les marges à échéance. L'ensemble de ces coûts représente, pour la période du TURPE 5, une charge d'environ 200 M€ par an en moyenne.

La CRE a mis en place, durant la période du TURPE 5, une régulation incitative portant sur les volumes de l'ensemble des réserves d'équilibrage afin d'inciter RTE à maîtriser ses charges d'équilibrage tout en le couvrant à 100 % de l'« effet prix ». Ainsi, les coûts de constitution des réserves étaient inclus intégralement au périmètre du CRCP dans le TURPE 5 HTB, mais un dispositif de prime/pénalité portant sur les volumes venait s'ajouter à la couverture de ces coûts.

Les modalités de contractualisation des réserves d'équilibrage ont évolué au cours de la période du TURPE 5, et de nouvelles évolutions sont à prévoir pour la période du TURPE 6, en lien avec les réglementations européennes ou motivées par des exigences de la CRE d'amélioration de l'efficacité technico-économique de l'équilibrage. Le coût des réserves d'équilibrage est donc soumis à des incertitudes.

Toutefois, si RTE ne dispose pas d'une maîtrise et d'une prévisibilité parfaites de ces coûts, RTE possède de nombreux leviers pour maîtriser leur évolution, qu'il s'agisse des optimisations possibles en termes de dimensionnement des différentes réserves, d'innovations en matière de nouveaux produits susceptibles d'améliorer l'équilibrage à moindre coût, d'améliorations des règles de marché de façon à promouvoir l'arrivée de nouveaux acteurs pour la fourniture de ces réserves ou encore de l'intégration européenne du marché de l'équilibrage.

Le coût des réserves d'équilibrage a fortement baissé durant le TURPE 5 HTB, de 238 M€ en 2017 à 196 M€ en 2019, soit une baisse d'environ 18 %. Les facteurs de cette baisse sont multiples, mais la CRE considère que le principe d'une incitation de RTE a été conforté. Toutefois, le bilan du dispositif en vigueur sur la période du TURPE 5 montre qu'une incitation ne portant que sur les volumes, indépendamment des prix, peut donner lieu à des primes décorrélées du coût réel pour les utilisateurs du réseau.

Dans ce contexte, la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, d'inciter RTE à maîtriser le coût de contractualisation de l'ensemble des réserves pour la période du TURPE 6, avec un taux d'incitation limité à 20 % afin de tenir compte de la maîtrise partielle de l'opérateur sur ce poste de coûts.

La majorité des acteurs a accueilli favorablement cette proposition. Une minorité d'acteurs a toutefois émis des réserves quant à la faible maîtrise dont dispose RTE sur les facteurs dimensionnants du coût de contractualisation des réserves. RTE a notamment souligné que les prix des réserves seront tous des prix de marché pour le TURPE 6 HTB, sur lesquels il considère ne pas avoir d'influence, et que les volumes des réserves seront à la hausse sur le moyen terme, en lien avec l'évolution du mix électrique et les dispositions prévues par les codes européens pour les critères de sûreté. La CRE réaffirme néanmoins que RTE, au travers des leviers susmentionnés, peut maîtriser, dans une certaine mesure, l'évolution des coûts de contractualisation des réserves.

Par conséquent, la présente délibération introduit pour le TURPE 6 HTB un dispositif incitatif portant sur le coût de contractualisation de l'ensemble des réserves, s'appuyant sur les principes suivants :

- une trajectoire de référence portant sur l'ensemble des coûts des réserves, y compris l'ensemble des ajustements au motif de reconstitution des SSY (incluant les ajustements survenant à la suite de la défaillance d'un acteur d'ajustement et ceux survenant pour cause d'équilibrage générant la perte des SSY chez l'acteur activé) et des marges, est fixée dans la présente délibération (cf. paragraphe 3.1.2.3.2). Cette trajectoire de référence est mise à jour chaque année pour l'année suivante par la CRE, et tient compte :
  - des évolutions des prix de marché et des modalités de contractualisation sur le marché de l'équilibrage ;
  - des évolutions du dimensionnement des réserves et des types de produits qui auront été retenues par la CRE, en lien avec l'amélioration attendue de l'efficacité technico-économique de l'équilibrage ;
- pour chaque année  $N+1$ , cette mise à jour aura lieu au 4<sup>e</sup> trimestre de l'année  $N$  afin d'avoir la meilleure vision à date du marché de l'équilibrage, sera concertée avec RTE et portée à la connaissance de l'ensemble des acteurs au travers d'une délibération annuelle *ad hoc* ;
- l'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est couvert à 100 % au CRCP ;
- un taux d'incitation de 20 % est appliqué sur le coût global, ce qui limitera le risque porté par l'opérateur, puisque les écarts entre la trajectoire de référence, le cas échéant mise à jour, et les coûts de constitution des réserves effectivement constatés seront compensés à 80 % au travers du CRCP ;
- le montant à la charge ou au bénéfice de RTE au titre de ce mécanisme est plafonné à 15 M€/an.

### 2.3.1.5 Régulation incitative relative aux coûts de congestions

Une congestion correspond à une situation de contrainte physique sur le réseau. La plupart du temps, la contrainte correspond au risque de dépassement durable de la limite physique d'une ligne électrique en cas de perte d'un autre élément de réseau (dimensionnement en N-1). Deux types de congestions peuvent survenir sur le réseau de transport :

- les congestions nationales, qui sont des contraintes sur le réseau de RTE qu'il gère seul ;
- les congestions internationales, qui sont des contraintes sur les réseaux de RTE ou de ses voisins GRT pour la gestion desquelles RTE et ses voisins ont vocation à se coordonner.

En application du dispositif en vigueur sur la période du TURPE 5, les coûts de congestions nationales sont incités à 100 % dans la mesure où ces congestions sont relativement prévisibles et maîtrisables par RTE, tandis que les coûts de congestions internationales sont au contraire compensés à 100 % afin d'inciter RTE à maximiser la capacité disponible aux interconnexions.

Pour la période du TURPE 6, la CRE a identifié plusieurs enjeux :

- l'intégration croissante des EnR sur les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité rend nécessaires des adaptations du réseau. Dans ce cadre, le recours au dimensionnement optimal tel que proposé par RTE dans le cadre de son SDDR s'accompagnera progressivement de la mise en œuvre ponctuelle de limitations de production et conduira donc à une hausse des coûts de congestions nationales ;
- la mise en place de méthodologies de partage des coûts des congestions internationales (*redispatching et countertrading*) au niveau européen, en négociation actuellement, combinée à l'augmentation des capacités transfrontalières mises à la disposition du marché et à l'application du seuil de 70 % pour les échanges

transfrontaliers, pourrait se traduire par une augmentation de ces coûts, notamment du fait d'un risque de transfert partiel des coûts de congestions des pays voisins vers la France.

Dans sa demande tarifaire, RTE anticipe une hausse significative de ses coûts de congestions sur la période du TURPE 6, à hauteur de 44 M€/an en moyenne contre 12 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 5.

Dans ce contexte, la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, de revoir le mécanisme actuel qu'elle juge inadapté aux enjeux identifiés pour la période du TURPE 6. La CRE a ainsi proposé d'inciter de la même façon les congestions nationales et internationales, en incitant à 20 % l'ensemble de ces coûts. Ce dispositif de régulation incitative doit notamment permettre d'équilibrer les incitations envoyées à RTE, d'une part, à développer les flexibilités (impact sur les congestions nationales) et, d'autre part, à limiter les coûts transférés par les pays voisins (impact sur les congestions internationales).

La majorité des acteurs s'est exprimée en faveur de ce dispositif incitatif, partageant les arguments mis en avant par la CRE. RTE est toutefois défavorable à la mise en œuvre d'une incitation portant sur ses congestions internationales, estimant que la règle des 70 % de la capacité réservée aux interconnexions générera des congestions internationales supplémentaires difficiles à prévoir compte tenu de l'incertitude portant sur la méthodologie finale de partage de coûts qui sera retenue au niveau européen.

La CRE rappelle néanmoins que la méthodologie de partage de coûts ne sera pas effective au cours du TURPE 6 HTB et que la trajectoire de référence des coûts de congestions internationales retenue par la CRE est conforme à la demande de RTE et intègre ainsi des hypothèses de hausse par rapport au niveau moyen constaté au cours du TURPE 5 HTB.

Par conséquent, la CRE décide, dans le cadre de la présente délibération, d'inciter les coûts de congestions nationales et internationales de RTE à hauteur de 20 % pour la période du TURPE 6. Les trajectoires de coûts retenues pour la période du TURPE 6 sont présentées au paragraphe 3.1.2.3.2 de la présente délibération.

### 2.3.2 Régulation incitative des investissements

Une forte croissance des dépenses d'investissements de RTE est prévue pour la période du TURPE 6. RTE explique ces importants besoins d'investissements par la nécessité de renouveler les réseaux ainsi que de les adapter aux besoins de la transition énergétique.

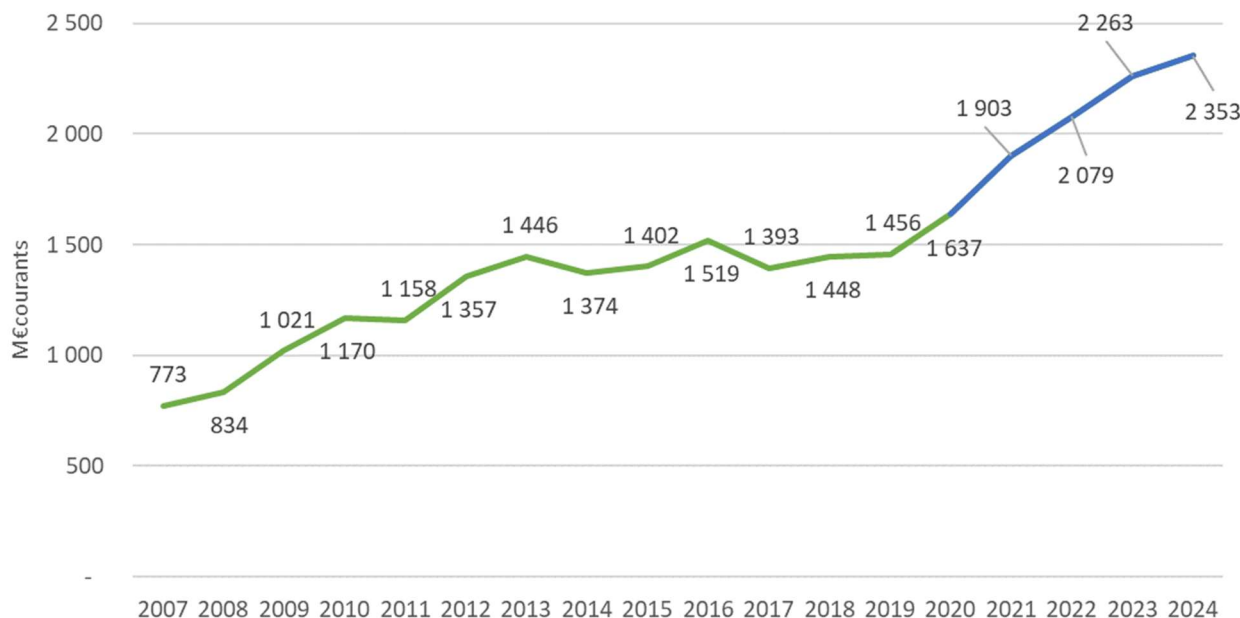


Figure 1 : Dépenses d'investissements bruts de RTE réalisées (en vert) et prévisionnelles (en bleu) entre 2007 et 2024

Pendant cette période, la stagnation de la consommation d'électricité devrait se poursuivre, ce qui conduit la CRE à être particulièrement vigilante dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement qui sera soumis par le GRT.

L'article 18 du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité<sup>29</sup> prévoit que les méthodes de tarification incitent, de manière appropriée, tant à court qu'à long terme, les gestionnaires de réseau de transport à soutenir les investissements efficaces.

Le cadre de régulation, dont le rôle est d'aligner le plus possible l'intérêt des opérateurs avec celui de la collectivité, doit donc encourager RTE à prioriser et à mener à bien les investissements les plus utiles à la collectivité dans les meilleures conditions de coûts. A cet égard, la CRE rappelle que chaque projet d'investissement doit faire l'objet d'analyses coût-bénéfice robustes afin d'éviter de faire porter des coûts inutiles aux utilisateurs des réseaux. Afin d'assurer la soutenabilité des dépenses d'investissements, la CRE fait évoluer certains aspects de la régulation incitative des investissements de RTE dans le cadre du TURPE 6 HTB.

### **2.3.2.1 Incitation à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements**

Dans son examen du SDDR de RTE, la CRE a considéré que les transformations induites par la transition énergétique et le raccordement des énergies renouvelables, y compris marines, et le nécessaire renouvellement du réseau nécessitent des investissements significatifs pour que les réseaux soient au rendez-vous de la transition énergétique et conservent leur niveau de performance. Pour autant, la CRE a également indiqué que, au vu de l'ampleur des investissements, il est fondamental que RTE mette en œuvre l'ensemble des leviers à sa disposition pour réduire les dépenses associées, priorise les investissements les plus utiles à la collectivité et les réalise dans les meilleures conditions de coûts.

Afin de satisfaire ces exigences, la CRE a indiqué, dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, souhaiter inciter RTE à maîtriser et à prioriser ses dépenses d'investissements de réseau, au-delà de l'incitation spécifique à la maîtrise des coûts des projets (cf. paragraphes 2.3.2.2 et 2.3.2.3) qui n'a pas vocation à inciter RTE à ne réaliser que les investissements les plus utiles à la collectivité. La CRE a ainsi proposé de mettre en place une régulation incitative consistant à définir une enveloppe plafond au-delà de laquelle les coûts d'investissements engagés par RTE pourraient donner lieu à une pénalité. La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique, y compris RTE, est favorable au mécanisme proposé par la CRE. Parmi les quelques acteurs s'étant montrés défavorables, le SER, notamment, craint que, du fait de ce dispositif, RTE retarde des investissements nécessaires, à terme, à l'accueil des EnR. La CRE considère que le plafond est fixé à un niveau suffisamment élevé pour ne pas inciter RTE à ne pas réaliser les investissements nécessaires à la transition énergétique.

La présente délibération introduit, pour la période du TURPE 6, le dispositif s'appuyant sur les principes suivants :

- tous les investissements de réseau entreront dans les IEC puis dans la BAR dès leur mise en service et les charges de capital associées seront couvertes *via* le CRCP ;
- le TURPE 6 HTB définit une enveloppe quadriennale constituant un plafond d'investissements. RTE est incité à ne pas dépasser cette enveloppe et, donc, à maîtriser ses dépenses et à prioriser ses projets :
  - si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire est inférieure à cette enveloppe, aucune pénalité ni prime ne sera appliquée à RTE ;
  - en revanche, si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire dépasse l'enveloppe, alors une pénalité, égale à 20 % du dépassement, sera appliquée à RTE *via* le CRCP ;
- l'écart entre les dépenses d'investissements et l'enveloppe fixée par la CRE sera apprécié sur l'ensemble de la période tarifaire, soit 4 ans. Une enveloppe pluriannuelle donne en effet de la flexibilité à RTE pour gérer les éventuels retards de projet ou surcoûts ponctuels et pour mener à bien les stratégies d'optimisation pluriannuelles nécessaires à la maîtrise des dépenses d'investissements ;
- les subventions, publiques ou privées, associées aux investissements concernés par ce dispositif et que RTE prévoit de recevoir sont déduites des dépenses d'investissements prévisionnelles pour fixer le montant de l'enveloppe ; de la même façon, les subventions perçues par RTE seront déduites des dépenses d'investissements réalisées pendant la période du TURPE 6 (cf. paragraphe 3.1.3.2) ;
- en termes de périmètre, l'enveloppe couvre l'ensemble des investissements à l'exception des dépenses d'investissements « hors réseaux », des dépenses d'investissements dédiées aux raccordements des parcs éoliens en mer et des projets d'interconnexion en courant continu haute tension. En effet, un cadre de régulation spécifique est appliqué aux dépenses d'investissements « hors réseaux ». Par ailleurs, les projets de raccordements en mer ou de nouvelles interconnexions en courant continu haute tension sont des projets de très grande ampleur, dont le calendrier peut varier de façon importante et indépendamment du contrôle de RTE, avec un impact très substantiel sur les dépenses d'investissements ;

<sup>29</sup> Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

- en cohérence avec le dossier tarifaire de RTE et en excluant les projets ayant fait l'objet d'un refus explicite de la CRE<sup>30</sup>, le plafond est fixé au niveau défini au paragraphe 3.1.3.2 de la présente délibération. Les quatre projets de télécommunication ayant fait l'objet d'un refus sont les suivants : le déploiement d'une infrastructure de télécommunication propre, Hermès, le réseau local de site et le complément INUIT. Toutefois, si la CRE approuve ces projets ainsi que les projets associés à ces quatre projets, une fois que leur pertinence technico-économique aura été établie, les dépenses prévisionnelles associées à ces projets au cours de la période du TURPE 6, et présentées par RTE au moment de l'approbation par la CRE du programme annuel d'investissements visé par l'article L. 321-6 du code de l'énergie, seront automatiquement ajoutées au plafond ;
- RTE transmettra chaque année à la CRE, dans le cadre du bilan d'exécution du programme d'investissements, un bilan d'exécution au titre de l'année *N-1*, qui détaillera les éventuels écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle des dépenses nettes d'investissements au périmètre sur lequel porte le plafond et expliquera les choix réalisés en matière de priorisation des investissements et les mesures prises afin de respecter l'enveloppe fixée en début de période tarifaire.

### 2.3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts des grands projets

Le dispositif en vigueur sur la période du TURPE 5 prévoit que les projets de développement du réseau d'un budget supérieur à 30 M€ font l'objet d'un audit permettant de fixer un budget cible, avec une prime ou une pénalité attribuée à l'opérateur en fonction de l'écart entre ce budget cible et les dépenses réellement constatées et avec une bande de neutralité de +/-10 % autour du budget cible. La prime est égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées, et la pénalité correspond à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible. La CRE a par ailleurs étendu le mécanisme de régulation incitative des investissements de RTE aux projets de raccordement des parcs éoliens en mer par délibération du 24 janvier 2019<sup>31</sup>.

Dans ses consultations publiques des 14 février 2019 et 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a indiqué souhaiter maintenir, pour la période du TURPE 6, le mécanisme incitatif mis en place sur la période du TURPE 5 tout en réduisant la bande de neutralité à hauteur de +/-5 % autour du budget cible et en étendant le dispositif à l'ensemble des projets de développement, de renouvellement et de raccordement, y compris les projets de raccordement des parcs éoliens en mer. Néanmoins, s'agissant des projets d'interconnexion faisant l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts, la CRE a considéré qu'il était pertinent de maintenir une bande de neutralité de +/-10 % (cf. paragraphe 2.3.2.4). La majorité des contributeurs, y compris RTE, est favorable au mécanisme proposé par la CRE. RTE souhaiterait toutefois que la bande de neutralité soit adaptée à chaque projet, en fonction de la nature du projet et, donc, des risques associés.

Pour le TURPE 6 HTB, pour l'ensemble des projets d'investissements dont la décision d'engagement du projet sera prise à compter de la publication de la présente délibération et dont le budget estimé serait supérieur ou égal à 30 M€ :

- la CRE auditera le budget présenté par le GRT, préalablement à l'engagement des dépenses relatives aux travaux, et fixera un budget cible ;
- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par RTE, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par RTE pour ce projet se situent entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, RTE bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT sont supérieures à 105 % du budget cible, RTE supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 105 % du budget cible.

<sup>30</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 décembre 2018 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour l'année 2019 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/Programme-d-investissements-2019-RTE>

<sup>31</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 janvier 2019 portant décision sur l'extension de la régulation incitative des investissements de RTE aux raccordements des parcs éoliens en mer et modifiant la délibération « TURPE 5 HTB » : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Extension-du-mecanisme-de-regulation-incitative-des-investissements-de-RTE-aux-travaux-de-raccordement-des-parcs-eoliens-en-mer2>



Conformément au modèle de convention de raccordement approuvé par la CRE en date du 8 novembre 2018 s'agissant des appels d'offres 1 et 2<sup>32</sup> et au cahier des charges de la procédure de dialogue concurrentiel n° 1/2016 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque (appel d'offres 3), il est prévu que le candidat retenu constitue des garanties financières afin de couvrir le risque de coûts échoués. Ainsi, en cas de défaillance d'un candidat, RTE lui facturera les coûts échoués qu'il supporte et, au besoin, prélèvera sur les garanties financières les montants en question. Afin de ne pas faire peser, sur les utilisateurs des réseaux, des charges qui auront par ailleurs été couvertes par le lauréat défaillant, la CRE précise qu'en cas de défaillance d'un lauréat pour la construction d'un parc éolien en mer avant la mise en service du raccordement, les dépenses d'investissements de RTE dans le raccordement du parc concerné ne sont pas incluses dans les IEC pendant la période courant entre la défaillance du premier candidat et le moment où un nouveau lauréat aura atteint un niveau d'avancée des travaux comparable à celui atteint par le premier lauréat au moment de sa défaillance.

A ce stade, l'enveloppe des projets concernés par l'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets pendant le TURPE 6 HTB est estimée à environ 3,1 Md€.

En outre, les projets pour lesquels une régulation incitative a été définie pendant la période du TURPE 5 conservent le traitement réglementaire qui prévalait alors.

### **2.3.2.3 Incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets**

Le dispositif incitatif à la maîtrise des coûts des projets d'un montant supérieur ou égal à 30 M€ mentionné au paragraphe 2.3.2.2 de la présente délibération concerne un nombre limité de projets.

Dans ses consultations publiques des 14 février 2019 et 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a proposé un mécanisme incitatif fondé sur la sélection, par la CRE, et sans critère prédéfini, de quelques projets ou catégories de projets dont le budget est en deçà du seuil de 30 M€, afin d'en auditer le budget et d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 30 M€.

La majorité des contributeurs à la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020 s'est exprimée en faveur du mécanisme proposé par la CRE. Certains ont toutefois souhaité attirer l'attention de la CRE sur les implications d'une multiplication du nombre de projets soumis à un audit.

La présente délibération introduit ce mécanisme incitatif.

### **2.3.2.4 Incitation pour les projets de création de nouvelles capacités aux interconnexions**

Le cadre de régulation du TURPE 5 HTB prévoit un mécanisme incitatif qui vise à encourager à la réalisation des projets d'interconnexions économiquement pertinents pour la collectivité aux meilleures conditions de coûts.

Le mécanisme incitatif repose sur trois incitations distinctes :

- une incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion dans les meilleurs délais se matérialisant par l'attribution d'une prime fixe versée à la mise en service du projet ;
- une incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet prenant la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre le budget-cible du projet et les dépenses d'investissement réalisées ;
- une incitation sur l'utilisation de l'ouvrage prenant la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre les flux réalisés par rapport aux flux initialement prévus par la CRE.

Le dispositif prévoit également deux planchers de rémunération pour limiter le risque pour le GRT en cas de circonstances défavorables pouvant entraîner de fortes pénalités :

- dans le cas où les flux réalisés sont inférieurs aux flux initialement prévus, la pénalité portant sur l'utilisation de l'ouvrage ne peut pas excéder la prime fixe définie par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses ;

<sup>32</sup> Délibération de la CRE du 8 novembre 2018 portant approbation du modèle de conditions particulières relatives à la « Réalisation et financement des ouvrages de raccordement » de la convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité des installations de production issues de sources d'énergie renouvelable en mer ayant fait l'objet d'une procédure de mise en concurrence mentionnée à l'article L. 311 10 du code de l'énergie dont les candidats retenus ont été désignés avant le 1er janvier 2015 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Conditions-particulieres-relatives-a-la-Realisation-et-financement-des-ouvrages-de-raccordement-de-la-convention-de-raccordement-au-reseau-publ>



- dans le cas où le coût réalisé dépasserait le budget-cible, la pénalité est limitée de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puisse conduire à une rémunération des capitaux engagés pour le projet inférieure au CMPC - 1 %.

Dans la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a proposé de maintenir le mécanisme en vigueur dans le TURPE 5 HTB, tout en le simplifiant pour ne retenir qu'un seul plancher portant sur l'ensemble des trois incitations.

En effet, la CRE a constaté que, pour les projets Celtic Interconnector et Golfe de Gascogne, le plancher portant sur la somme de la prime fixe et de l'incitation sur l'utilisation de l'ouvrage ne permet pas de fixer l'incitation à l'utilisation de l'interconnexion de manière appropriée, dès lors que la prime fixe est fixée à un niveau nul. Or, l'incitation sur l'utilisation de l'ouvrage est importante dans la mesure où elle permet d'inciter le GRT (i) à la réalisation de projets dont les bénéfices pour la collectivité sont importants et à fiabiliser au maximum ses analyses coût-bénéfice et (ii) à maximiser la disponibilité de l'ouvrage, ce qui est de nature à augmenter les bénéfices pour la collectivité.

Les répondants à la consultation publique sont partagés sur la proposition de la CRE. Si certains considèrent qu'une simplification est bienvenue, d'autres considèrent que l'incitation sur l'utilisation effective de l'ouvrage est en pratique peu pertinente et difficilement applicable, car l'utilisation de l'interconnexion est indépendante de la volonté du GRT. La CRE considère qu'une incitation fondée sur les flux constatés est nécessaire pour s'assurer qu'une prime importante ne sera pas accordée à un projet qui n'aurait *in fine* pas d'utilité pour la collectivité.

Compte tenu de l'ensemble de ces éléments, la CRE décide que le mécanisme incitatif pour les projets de création de nouvelles capacités aux interconnexions pour le TURPE 6 HTB reposera sur 3 incitations :

1. l'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion dans les meilleurs délais se matérialise par l'attribution d'une prime fixe, exprimée en euros constants, dont le montant est défini par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses du GRT. Cette prime fixe est calculée en fonction du bénéfice pour la collectivité estimée par la CRE sur la base d'une analyse coût/bénéfice du projet. Elle n'est versée qu'après la mise en service du projet, ce qui constitue une incitation à la réalisation de l'investissement dans les meilleurs délais ;
2. l'incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet prend la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre le budget-cible du projet et les dépenses d'investissement réalisées :
  - si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget-cible, aucune prime ni pénalité n'est attribuée ;
  - si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget-cible, le GRT bénéficie d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget-cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
  - si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 110 % du budget-cible, le GRT supporte une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget-cible ;
3. l'incitation sur l'utilisation de l'ouvrage prend la forme d'une prime ou d'une pénalité, calculée au terme de chaque année à compter de la mise en service de l'ouvrage, dont le niveau dépend des flux réalisés par rapport aux flux initialement prévus par la CRE. La prime ou la pénalité est appliquée pendant les dix premières années d'exploitation de l'infrastructure.

Dans le cas où le coût réalisé dépasserait le budget-cible ou si les flux réalisés sont inférieurs aux flux initialement prévus par la CRE, le montant de la pénalité sur la rémunération globale du GRT est limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puisse conduire, annuellement, à une rémunération des capitaux engagés pour le projet inférieure au CMPC - 1 %.

Les paramètres utilisés pour le calcul des primes et pénalités seront fixés dans une décision tarifaire *ad hoc* relative à chaque projet concerné, comme cela était le cas dans le cadre du TURPE 5 HTB.

Enfin, la CRE considère que le budget-cible doit être fixé au moment de la décision de réalisation du projet, c'est-à-dire, par exemple, lors de la décision de partage des coûts (CBCA - *Cross-Border Cost Allocation*) lorsque le projet en fait l'objet. Ceci permet d'aligner au mieux l'objectif de coût avec le montant permettant la prise de décision dans le projet. Pour éviter de faire peser sur le GRT un risque important lié à une fixation du budget-cible trop en amont, la CRE décide d'appliquer, dans ce cas, une bande de neutralité de +/-10 % autour du budget-cible.

### 2.3.2.5 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

Le TURPE 5 HTB a introduit un mécanisme incitant RTE à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules légers et les systèmes d'information (SI). Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire de charges de capital associées à ces investissements qui sont alors exclues du périmètre du CRCP. En fin de période, la valeur effective de ces immobilisations est prise en compte dans la BAR.

L'objectif est que, pour ces trois postes pour lesquels les arbitrages entre dépenses d'investissements et d'exploitation sont possibles, l'incitation pour RTE portant sur les OPEX et les CAPEX soit la même.

Ce dispositif a rempli son rôle sur la période du TURPE 5 puisqu'aucune difficulté ni dérive n'ont été constatées et que RTE a été effectivement incité sur les OPEX et les CAPEX. Dès lors, la CRE a proposé, dans la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, de maintenir le mécanisme.

La majorité des parties prenantes qui se sont exprimées sur ce sujet lors de la consultation publique est favorable au maintien du mécanisme et invite la CRE à poursuivre ses réflexions quant à la mise en place d'un mécanisme *ad hoc* pour les dépenses dans les SI dans la mesure où celles-ci représentent un poste de coût important pour les années futures.

Le mécanisme pour le TURPE 6 HTB est donc le même que pour le TURPE 5 HTB. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire de charges de capital associées aux investissements immobiliers, véhicules légers et SI et de les exclure du périmètre du CRCP. Les écarts entre les charges de capital de référence et celles associées aux investissements réalisés seront donc conservés à 100 % par RTE.

Tout au long de la période du TURPE 6, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs comptables prévisionnelles fixées dans la présente délibération. En fin de période tarifaire, la valeur effective des IEC et des actifs mis en service pendant cette période sera prise en compte dans les IEC et dans la BAR, et donc pour le calcul des CCN à couvrir, ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs.

S'agissant du périmètre des projets couverts par ce mécanisme, la CRE décide d'exclure les projets relatifs aux réseaux de télécommunication dans la mesure où ces projets sont étroitement associés à la stratégie d'investissements dans les réseaux de RTE, ainsi que les projets immobiliers de Lille et Marseille (cf. paragraphe 2.3.2.6). Si ces projets sont validés dans le cadre de l'approbation des programmes d'investissement de RTE et que les dépenses associées dépassent 30 M€, ces projets seront soumis à la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets (cf. paragraphe 2.3.2.2).

Le montant des investissements soumis à cette régulation incitative est de 209 M€/an soit environ 10 % du total des investissements prévus par RTE au cours de la période du TURPE 6.

### 2.3.2.6 Cadre de régulation *ad hoc* pour les projets immobiliers de Lille et Marseille

Les dépenses d'investissements liées au parc immobilier de RTE se sont en moyenne élevées à près de 60 M€ par an sur la période 2017-2019 et se répartissent entre (i) les logements résidentiels destinés aux salariés, (ii) les projets courants correspondant aux gros entretiens, réaménagements et rénovations légères, et (iii) les projets exceptionnels. Ces derniers concernent les projets de réhabilitation et de construction et ont représenté environ 80 % des dépenses d'investissements de RTE liées à l'immobilier sur la période du TURPE 5. Sur la période du TURPE 6, RTE envisage de dépenser en moyenne 81 M€ par an en investissements immobiliers. Selon RTE, la part des projets exceptionnels parmi les dépenses d'investissements liées à l'immobilier devrait rester inchangée, à hauteur de 80 %.

Au sein de ces projets dits exceptionnels, RTE prévoit notamment la construction des sièges régionaux de Lille et Marseille afin de regrouper sur un site régional unique des salariés actuellement répartis sur plusieurs implantations. Les dépenses d'investissements pour ces projets devraient s'élever, au total, à 144 M€. Les travaux de construction de ces deux projets immobiliers étaient initialement prévus pour la période 2021-2025 et RTE envisageait la vente des sites existants qu'il occupe actuellement en 2025.

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a constaté que, à Lille comme à Marseille, la pertinence économique de ces projets de déménagement résidait principalement, au vu des analyses de RTE, dans la valorisation à terme (dans l'hypothèse d'une revente) des deux nouveaux bâtiments que RTE aurait acquis, ainsi que dans les investissements évités dans les sites existants, investissements qui ne sauraient, selon RTE, être valorisés à la revente de ces sites.

Dans ce contexte et au regard des montants importants relatifs à la construction des sièges régionaux de Lille et Marseille, la CRE a considéré, d'une part, que ces projets ne devraient pas faire peser un risque injustifié aux utilisateurs de réseaux quant à la valorisation à long terme de ces sites et, d'autre part, que ces deux projets ne

devraient pas aboutir à une augmentation à court terme des charges à couvrir par le tarif de transport. Par conséquent, dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a proposé de mettre en place un cadre de régulation *ad hoc* pour ces deux projets immobiliers qui ne seraient dès lors plus soumis au cadre tarifaire relatif au traitement des plus-values de cession d'actifs immobiliers (cf. paragraphe 2.1.2.4.2).

Toutefois, les avis des parties prenantes à la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020 sont partagés quant à la mise en œuvre du cadre de régulation *ad hoc* envisagé par la CRE. Les syndicats de salariés et les opérateurs de réseaux, pointant le risque de sous-couverture des coûts, y sont notamment défavorables.

En conséquence, la CRE décide de ne pas introduire le dispositif proposé en consultation publique.

Par ailleurs, RTE a récemment informé la CRE de difficultés rencontrées dans le déroulement de ces projets, causant des retards importants. S'agissant de Marseille, le projet initialement proposé par RTE a été remis en question et une nouvelle procédure de sélection de site est en cours.

Au vu des incertitudes qui pèsent sur ces projets, la CRE demande à RTE de lui soumettre à nouveau ces projets pour approbation lorsque celles-ci seront levées. En outre, la CRE décide de ne pas inclure ces projets dans le périmètre de l'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux ». Les charges de capital associées à ces projets seront donc couvertes au CRCP.

Enfin, la CRE appliquera à ces projets l'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets réseaux prévue au paragraphe 2.3.2.2.

### 2.3.2.7 Indicateurs d'utilisation du réseau

Alors que RTE prévoit une forte hausse de ses investissements dans les années à venir, il est impératif de s'assurer que les dépenses d'investissements et d'exploitation des opérateurs sont justifiées et utiles pour la collectivité. Pour ce faire, il est utile de pouvoir évaluer l'utilisation du réseau et son évolution, d'autant que les moyens de flexibilité nouveaux qui apparaissent peuvent permettre, en théorie, d'en améliorer l'utilisation. C'est en ce sens que, dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE avait demandé aux gestionnaires de réseaux de travailler à la définition d'indicateurs de suivi de l'utilisation des ouvrages qui lui seraient ensuite transmis régulièrement. De tels indicateurs doivent permettre une meilleure compréhension de l'évolution dans le temps de la structure des réseaux et de leur utilisation.

Dans cette optique, la CRE et RTE ont travaillé à la définition d'indicateurs de suivi de l'utilisation du réseau public de transport afin d'avoir une vision des flux sur le réseau.

L'ensemble des liaisons est exploité selon le référentiel des intensités de secours temporaire (IST) qui permet de définir des capacités de transit en adéquation avec des conditions météorologiques locales et saisonnières moyennées. Le calcul des IST intégrant également des hypothèses de monotonies de charge, et le réseau étant dimensionné pour un fonctionnement à réseau complet (en  $N$ ) et en cas d'aléa ( $N-1$ ), il est naturel d'avoir des valeurs de transit par liaison notablement inférieures à l'IST de la liaison, en moyenne annuelle. Pour autant, afin d'éclairer l'enjeu de monitoring de l'utilisation du réseau, une approche sur la base de ratios entre l'intensité effective et l'intensité de secours temporaire est envisagée.

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a proposé de mettre en œuvre et de suivre quatre indicateurs basés sur les flux réels observés sur le réseau de transport :

- le taux de transit moyen des lignes électriques du réseau ;
- le pourcentage de lignes n'atteignant jamais 10 % de l'IST pendant l'année ;
- le pourcentage de lignes atteignant au moins une fois 50 % de l'IST pendant l'année ;
- le pourcentage moyen d'heures d'atteinte de 50 % de l'IST.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à cette proposition.

Chaque année à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 6 HTB, RTE transmettra à la CRE, au plus tard le 1<sup>er</sup> avril de chaque année, les résultats de ces quatre indicateurs ainsi que, pour chaque ligne du réseau de transport et au pas de temps horaire, les données relatives à la valeur de l'intensité constatée et à la valeur de l'intensité de secours temporaire.

### 2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes sur toute la période couverte par ces tarifs.

Comme indiqué au paragraphe 2.1.3 de la présente délibération, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, d'une part, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, d'autre part.

Dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE a rappelé les principes concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits dans les tarifs d'infrastructures. Ainsi, l'intégration d'un poste au CRCP est notamment appréhendée à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes ont été largement partagés par les contributeurs à la consultation publique.

Sur ce fondement, la CRE a présenté, dans la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, le périmètre du CRCP qu'elle envisageait de retenir pour le TURPE 6 HTB. Les participants à la consultation sont globalement favorables à la proposition de la CRE. Certains acteurs ont suggéré quelques modifications s'agissant de l'inclusion de certains postes au CRCP, comme les charges de capital liées au SI ou les coûts liés au mécanisme ITC (*InterTSO compensation* – mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport).

S'agissant des SI, la CRE considère que le cadre de régulation qui leur est appliqué est de nature à favoriser les choix les plus optimaux entre les OPEX et les CAPEX (cf. paragraphe 2.3.2.5.). En outre, la CRE souligne que les CAPEX SI liés à la numérisation des réseaux seront couverts à 100 % au CRCP et ne feront pas l'objet de ce dispositif incitatif. La CRE ne retient pas non plus l'inclusion au CRCP des coûts liés au mécanisme ITC demandée par certains acteurs, dont RTE, qui considèrent que le GRT n'a que peu voire pas de levier de maîtrise sur ce poste de charges. Pour un tel poste qui n'a pas connu d'évolution majeure depuis plusieurs périodes tarifaires, il convient de conserver un cadre de régulation stable entre périodes tarifaires.

Les postes inclus au périmètre du CRCP pour le TURPE 6 HTB, de façon inchangée par rapport au TURPE 5 HTB, sont les suivants :

- pour les postes de charges et assimilés suivants :
  - les charges de capital supportées par RTE, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte au CRCP, prises en compte à 100 % (cf. paragraphe 2.3.2.5) ;
  - les charges liées à la compensation des pertes, prises en compte à 100 % et faisant, par ailleurs, l'objet d'une régulation incitative *ad hoc* (cf. paragraphe 2.3.1.3) ;
  - les charges liées à la mise en œuvre du dispositif d'interruptibilité, prises en compte à 100 % ;
  - les charges d'exploitation de R&D, selon des modalités spécifiques (cf. paragraphe 2.5.1) ;
  - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet « *Smart grids* », cf. paragraphe 2.5.2), pris en compte à 100 % ;
  - les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable et explicite de la CRE, pris en compte à 100 % ;
  - les soldes éventuels, positifs ou négatifs, du fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification, pris en compte à 100 % en application des dispositions des articles R. 335-50 et R. 335-56 du code de l'énergie ;
- pour les postes de recettes et assimilés suivants :
  - les recettes perçues par RTE au titre de l'ensemble des composantes tarifaires, prises en compte à 100 % ;
  - les recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion et les recettes tirées des mécanismes de capacité (désignées, dans la suite du document sous le terme « recettes d'interconnexion »), nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions, prises en compte à 100 % ;

- les recettes nettes liées aux contrats entre gestionnaires de réseau de transport, prises en compte à 100 % ;
- pour les incitations financières générées par les mécanismes de régulation incitative suivants :
  - l'incitation relative au coût de compensation des pertes électriques sur le réseau de transport (cf. paragraphe 2.3.1.3) ;
  - l'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements de réseaux (cf. paragraphe 2.3.2.2) ;
  - l'incitation pour les projets de création de nouvelles capacités d'interconnexion (cf. paragraphe 2.3.2.4) ;
  - l'incitation relative à la continuité d'alimentation (cf. paragraphe 2.4.2).

La CRE décide, par ailleurs, d'étendre le mécanisme du CRCP aux postes suivants :

- les coûts de rééquilibrage et pénalités éventuelles versées par les acteurs des mécanismes de capacité, prises en compte à 100 % ;
- les plus-values de cession d'actifs immobiliers et de terrains, prises en compte à 80 % ;
- les coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres qui seront menés par RTE en application de la feuille de route validée par la CRE à l'occasion de l'examen du SDDR, pris en compte à 100 % ;
- les indemnités versées aux producteurs éoliens en mer en cas de dépassement du délai de raccordement ou en cas d'avaries ou de dysfonctionnement des ouvrages de raccordement entraînant une limitation partielle ou totale de la production. Conformément aux dispositions de l'arrêté du 10 novembre 2017<sup>33</sup>, la CRE déterminera le montant des indemnités restant à la charge de RTE dans la limite de 40 % des indemnités versées, et dans la limite d'un plafond de 70 M€ par année civile ;
- les abattements, pénalités et indemnités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension, pris en compte à 100 %.

De plus, par rapport au dispositif en vigueur dans le TURPE 5 HTB, la CRE décide de modifier les modalités de couverture des postes suivants :

- les charges associées aux congestions internationales et nationales, respectivement prises en compte à 100 % et 0 % dans le TURPE 5 HTB, seront prises en compte à 80 % dans le TURPE 6 HTB (cf. paragraphe 2.3.1.5) ;
- les charges de constitution des réserves d'équilibrage<sup>34</sup>, prises en compte à 100 % dans le TURPE 5 HTB, seront prises en compte à 80 % dans le TURPE 6 HTB (cf. paragraphe 2.3.1.4) ;
- les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage, prises en compte à 100 % dans le TURPE 5 HTB, seront prises en compte à 80 % dans le TURPE 6 HTB, en cohérence avec le traitement réglementaire retenu pour les charges de constitution et de reconstitution des réserves d'équilibrage (cf. paragraphe 2.3.1.4) ;
- la valeur nette comptable des immobilisations démolies, prise en compte à 100 % dans le TURPE 5 HTB, fait l'objet d'un cadre spécifique dans le TURPE 6 HTB, en cohérence avec les modalités de couverture tarifaire retenues dans les tarifs ATRT7 et ATRD6 (cf. paragraphe 2.1.2.4.2) ;
- les indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues, prises en compte à 100 % au-delà de 15 M€ dans le TURPE 5 HTB, seront prises en compte à 100 % au-delà de 9 M€ dans le TURPE 6 HTB (cf. paragraphe 2.4.2) ;
- les dépenses et recettes à l'interface entre RTE et les nouvelles interconnexions exemptées étaient prises en compte à 100 % dans le TURPE 5 HTB. Ce poste incluait alors les coûts de congestions induits par les transits circulant sur ce type de liaison, les indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités d'échange sur ce type de liaison ainsi que les recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de ce type de liaison à RTE lorsqu'un mécanisme de partage des profits a été mis en place. Pour la période du TURPE 6, les coûts de congestions induits par les transits circulant sur ce type de liaison figureront au poste relatif aux coûts de congestions nationales et internationales et seront donc pris en compte à 80 %.

<sup>33</sup> Arrêté du 10 novembre 2017 fixant le barème et le plafond du montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, restant à la charge du gestionnaire de réseau : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000036068912/>.

<sup>34</sup> Ces charges incluent les coûts de contractualisation des services système fréquence, des réserves rapide et complémentaire ainsi que les coûts de reconstitution des services système et des marges.



Les indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités d'échange sur ce type de liaison seront exclues du périmètre du CRCP, à l'instar du traitement réglementaire existant s'agissant des indemnités versées par RTE à ses autres clients en cas de dépassement de ses engagements contractuels en lien avec les interruptions programmées. Enfin, les recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de ce type de liaison à RTE, lorsqu'un mécanisme de partage des profits a été mis en place, demeurent prises en compte à 100 % au CRCP.

En outre, en cohérence avec l'introduction des nouveaux mécanismes, la CRE décide d'inclure au CRCP :

- les primes et pénalités liées aux mécanismes portant sur la gestion des actifs. A ce titre, à l'issue de la période du TURPE 6, la CRE fera le bilan des volumes de travaux effectivement réalisés par RTE comparativement à la trajectoire des volumes de référence listés en annexe. Si RTE n'a pas réalisé la totalité des opérations prévues sur cette période dans le cadre de sa politique de gestion des actifs, les dépenses prévisionnelles associées aux opérations non réalisées feront l'objet d'une rétrocession aux utilisateurs du réseau, à hauteur des volumes non réalisés multipliés par les coûts unitaires ayant servi à la construction de la trajectoire tarifaire, via le solde du CRCP de fin de période (cf. paragraphe 2.3.1.2). Par ailleurs, l'effet prix sur les coûts unitaires des sous-postes « mise en peinture des pylônes » et « réhabilitation des transformateurs de puissance » de la politique de gestion des actifs est intégré à hauteur de 50 % au CRCP (cf. paragraphe 3.1.2.4.2). Ainsi, 50 % de l'écart entre les coûts unitaires constatés et les coûts unitaires de référence, définis dans l'annexe confidentielle 6, appliqué aux volumes réalisés par RTE sera couvert partiellement au CRCP ;
- les pénalités liées au mécanisme relatif à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements réseaux (cf. paragraphe 2.3.2.1) ;
- les primes et pénalités liées au mécanisme relatif à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets (cf. paragraphe 2.3.2.3) ;
- les charges de capital associées aux projets d'acquisition des sièges régionaux de Lille et de Marseille (cf. paragraphe 2.3.2.6) ;
- les éventuelles pénalités générées par les mécanismes de régulation incitative sur la qualité de transmission des données et l'innovation à l'externe (cf. paragraphes 2.5.3 et 2.5.4).

Enfin, les écarts entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale des réserves d'équilibrage (cf. paragraphe 2.3.1.4) et, le cas échéant, des services système tension (cf. paragraphe 3.1.2.3.2), sont pris en compte à 100 % au CRCP.

## **2.4 Régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation**

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que la CRE « *peut prévoir [...] des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité [...]* ».

La régulation incitative de la qualité de service et de la continuité d'alimentation de RTE a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs du réseau de transport d'électricité dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché et des réseaux d'électricité.

### **2.4.1 Régulation incitative de la qualité de service**

Pour la période du TURPE 5, la qualité de service (en dehors de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation au paragraphe 2.4.2 et sur les données au paragraphe 2.5.3) était suivie par RTE à travers cinq indicateurs :

- les réclamations clients (taux de réponse dans les délais) ;
- les seuils d'engagement relatifs à la qualité de l'électricité portant sur le respect des engagements contractuels ;
- les délais de réalisation d'une intervention de dépannage sur un compteur ;
- l'accès au marché (taux de disponibilité des portails du mécanisme d'ajustement et fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement) ;
- les raccordements (mise en service et transmission des propositions techniques et financières dans les délais).



Par ailleurs, le dispositif en vigueur sur la période du TURPE 5 prévoit que RTE publie, une fois par an, les résultats de l'enquête de satisfaction qu'il réalise auprès de ses clients. RTE présente, au moins une fois par an, dans le cadre du Comité des Utilisateurs de Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), les résultats de ces indicateurs de qualité afin d'identifier les enjeux principaux associés à la qualité de service.

Les parties prenantes ont exprimé, lors de la consultation du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service pour les réseaux d'électricité, un besoin de suivi portant sur trois thématiques principales : les délais et coûts moyens de raccordement au réseau, les délais d'installation/changement de compteurs et la qualité de l'onde de tension.

Dans ce contexte, afin notamment de répondre aux besoins identifiés par les acteurs, la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, d'introduire pour RTE neuf nouveaux indicateurs de suivis et d'inciter financièrement l'indicateur sur le respect du délai d'intervention de dépannage sur compteur. La majorité des répondants est favorable à l'introduction de l'ensemble des indicateurs présentés en consultation. En particulier, plusieurs acteurs sont revenus sur l'importance des propositions suivantes :

- suivi de l'énergie non évacuée (ENE) par les producteurs consécutive aux activités de RTE sur son réseau ;
- suivi de la qualité de l'onde de tension, sujet particulièrement important étant donné la fréquence croissante des situations de tension haute sur le réseau de transport, situations susceptibles d'avoir un impact négatif sur l'activité de certains utilisateurs du réseau ;
- suivi des coûts et des délais moyens de raccordement au réseau.

En revanche, RTE est défavorable à une incitation financière sur le délai d'intervention de dépannage sur compteur, à moins d'exclure du calcul de l'indicateur ce qui ne relève pas de son périmètre de responsabilité. RTE est également opposé à la mise en place d'un indicateur portant sur le délai d'installation/changement de compteurs dans la mesure où il n'a enregistré aucune réclamation client sur ce sujet depuis plusieurs années. Enfin, RTE demande que l'indicateur actuel portant sur le respect du délai de raccordement inscrit dans la Proposition Technique et Financière (PTF) soit supprimé, au motif qu'il inclut des délais administratifs exogènes sur lesquels RTE n'a pas d'influence.

Sur le premier point, la CRE considère qu'il sera difficile d'encadrer et d'auditer cette notion de « responsabilité » de l'opérateur intervenant dans le calcul de l'indicateur corrigé proposé par RTE, et décide de maintenir pour le TURPE 6 HTB le suivi de l'indicateur existant. Sur la question du changement et installation de compteurs, au regard des résultats présentés par RTE, la CRE décide de ne pas mettre en place l'indicateur envisagé initialement. Enfin, la CRE ne partage pas l'argument de RTE concernant les délais inscrits dans la PTF et rappelle que cet indicateur reste pertinent dans le cadre d'un suivi des délais de raccordement.

Par conséquent, la CRE retient les quatorze indicateurs de suivi suivants :

- Raccordements :
  - suivi du respect des délais inscrits dans la PTF ;
  - suivi du respect des délais inscrits dans la convention de raccordement ;
  - suivi des écarts entre les coûts inscrits dans la convention de raccordement et les coûts réels ;
  - suivi des écarts entre les coûts inscrits dans la PTF +/- 15 % et les coûts réels ;
  - suivi des délais moyens de raccordement par segment (éolien en mer, EnR terrestres, distributeurs et consommateurs) ;
- Comptage :
  - suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs ;
- Réclamations :
  - suivi du taux de réponse sous 10 jours ;
  - suivi du taux de traitement des réclamations sous 30 jours ;
  - suivi de la durée moyenne globale de traitement des réclamations ;
- Qualité de l'onde de tension :
  - suivi de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale, par niveau de tension ;
  - suivi de la fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension, par niveau de tension ;
- Continuité d'alimentation :

- suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité ;
- suivi du respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels ;
- suivi de l'Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport.

En ce qui concerne la qualité de l'onde de tension, la CRE introduit à ce stade deux nouveaux indicateurs pour le TURPE 6 HTB, mais il pourrait être pertinent de les compléter par d'autres indicateurs. La CRE demande donc à RTE d'initier des travaux dans ce sens dans le cadre de ses groupes de travail dédiés aux « services système tension », afin de répondre aux attentes des acteurs de marché sur ce sujet.

En outre, RTE mettra également en place une plateforme en ligne accessible aux utilisateurs afin de rendre la planification des travaux plus transparente. Après la réalisation des travaux, RTE enverra à ses clients un questionnaire pour mesurer leur satisfaction quant à la planification des travaux afin d'évaluer les éventuels axes de progression.

Enfin, la CRE demande à RTE de publier, une fois par an, les indicateurs de la qualité de service susmentionnés ainsi que les résultats de ses enquêtes de satisfaction. Les résultats des trois années précédentes seront rappelés. De plus, la CRE demande à RTE, qu'au moins une fois par an, les résultats des indicateurs de qualité de service soient discutés au sein du CURTE afin d'identifier les enjeux principaux de la qualité de service.

L'ensemble des composantes du dispositif de suivi de la qualité de service pour le TURPE 6 HTB est synthétisé en annexe 2.

## 2.4.2 Régulation incitative de la qualité d'alimentation

### 2.4.2.1 Régulation incitative de la qualité d'alimentation

La qualité d'alimentation est une contrepartie essentielle des tarifs acquittés par les utilisateurs des réseaux. La régulation incitative de la continuité d'alimentation vise à garantir que les gains de productivité réalisés par RTE n'ont pas pour contrepartie une baisse de la qualité d'alimentation. A ce titre, la CRE a mis en place, dès le TURPE 3 HTB, des incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation, et, plus spécifiquement, sur la durée moyenne de coupure. Ce dispositif a été reconduit et renforcé en 2013 dans le cadre du TURPE 4 HTB, en étendant le périmètre des incitations à la fréquence moyenne de coupure. Depuis le TURPE 5 HTB, il est fondé sur un schéma incitatif progressif de forme linéaire.

Pour la période du TURPE 5, l'incitation d'une année  $N$  (en M€) est déterminée par la formule suivante :

$$I_N = 17 \times (TCE_{réf} - TCE_N) + 109 \times (FMC_{réf} - FMC_N)$$

Où :

- $TCE_N$  est le temps de coupure équivalent, c'est-à-dire la durée moyenne de coupure de l'année, et correspond au ratio entre l'énergie non distribuée (END hors évènement exceptionnel<sup>35</sup>) et la puissance moyenne acheminée, exprimée en MW ;
- $FMC_N$  est la fréquence moyenne de coupure (longue et brève<sup>36</sup> de l'année) d'une année  $N$  et correspond au rapport entre le nombre de coupures brèves et longues et le nombre d'installations raccordées au réseau de transport ;
- $TCE_{réf}$  est le temps de coupure équivalent de référence, égal à 2,8 minutes/an ;
- $FMC_{réf}$  est la fréquence moyenne de coupure de référence, égale à 0,46 coupure/an.

Les incitations annuelles s'appliquant au temps de coupure équivalent (TCE) et à la fréquence moyenne de coupure (FMC) s'appuient sur une valorisation de l'END utilisée en planification de réseau. Cette valorisation conduit à une incitation annuelle sur le TCE de 17 M€ par minute par utilisateur par an et, sur la FMC, de 109 M€ par coupure par utilisateur par an<sup>37</sup>. Le montant de l'incitation pour une année  $N$  est plafonné à 45 M€ afin de limiter le risque financier lié à ce dispositif de régulation.

<sup>35</sup> Les évènements exceptionnels sont précisément décrits dans la délibération TURPE 5 HTB. Ce sont notamment les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

<sup>36</sup> Les coupures brèves ont une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes. Les coupures longues ont une durée supérieure à 3 minutes.

<sup>37</sup> Cela signifie par exemple que si chaque utilisateur est coupé une fois dans l'année, RTE est pénalisé de 109 M€.

Partant du constat que la qualité d'alimentation a atteint un niveau satisfaisant<sup>38</sup> et cohérent avec le dimensionnement des réseaux envisagé par RTE dans son SDDR, la CRE a indiqué, dans ses consultations publiques du 17 octobre 2019 et du 1<sup>er</sup> octobre 2020, envisager de stabiliser pour le TURPE 6 HTB les objectifs de qualité d'alimentation fixés à RTE au niveau des objectifs définis dans le TURPE 5 HTB. La CRE a donc proposé de rendre la régulation incitative asymétrique sur les deux indicateurs concernés, en conservant les cibles du TURPE 5 HTB, afin d'inciter RTE à maintenir le niveau actuel de qualité d'alimentation sans chercher à l'améliorer pour la prochaine période tarifaire (ce qui pourrait occasionner des surinvestissements dans le réseau, non utiles pour la collectivité). Cette régulation asymétrique consisterait ainsi à ne pas verser de prime à RTE lorsque celui-ci bat les cibles de TCE ou de FMC. La majorité des acteurs est favorable à la mise en place d'une régulation asymétrique, estimant, comme la CRE, qu'elle permettra d'inciter au maintien du niveau de qualité d'alimentation actuel sans pour autant conduire RTE à investir plus qu'il n'est nécessaire.

RTE est opposé à ce dispositif de régulation incitative asymétrique. Il ne partage pas l'analyse de la CRE selon laquelle ses décisions d'investissements pourraient être guidées par la recherche d'une « surperformance » sur la qualité d'alimentation afin d'obtenir des primes *via* cette régulation. De plus, l'objectif de maintien du niveau actuel de qualité, souhaitable et rappelé dans le SDDR, serait mieux atteint, selon RTE, en conservant le dispositif en vigueur au cours du TURPE 5 HTB.

La CRE souligne que les simulations montrent que le risque de pénalités obtenues avec le dispositif de régulation asymétrique et son paramétrage est limité, compte tenu notamment du foisonnement possible entre les résultats sur les différents indicateurs.

Par conséquent, la présente délibération met en place, pour le TURPE 6 HTB, une régulation incitative asymétrique portant sur les deux indicateurs de qualité d'alimentation, en conservant l'ensemble des paramètres (cibles, force et plafond de l'incitation) inchangés par rapport au TURPE 5 HTB :

- le temps de coupure équivalent de référence  $TCE_{réf}$  est égal à 2,8 minutes/an ;
- la fréquence moyenne de coupure de référence  $FMC_{réf}$  est égale à 0,46 coupure/an ;
- le montant global de l'incitation pour une année N (en M€) est donné par :

$$I_N = \text{Min}(17 \times (TCE_{réf} - TCE_N) + 109 \times (FMC_{réf} - FMC_N); 0)$$

- le plafond de l'incitation est fixé à 45 M€/an.

#### **2.4.2.2 Dispositif relatif aux coupures longues sur le réseau public de distribution issues du réseau public de transport**

La CRE a introduit, pour la période du TURPE 5, un dispositif consistant à faire porter par RTE le coût des conséquences des coupures longues sur le réseau public de distribution dues au réseau public de transport, *via* un remboursement aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) des indemnités qu'ils ont versées à leurs clients. Le TURPE 5 HTB prévoyait une couverture du remboursement de ces indemnités sur la base d'une trajectoire de 7,5 M€/an, correspondant au montant annuel d'indemnités qu'aurait à verser en espérance RTE aux GRD. En outre, afin de ne pas exposer RTE à un risque financier trop important, les sommes versées par RTE aux GRD au-delà d'un certain plafond, fixé à 15 M€/an pour le TURPE 5 HTB, sont compensées au travers du CRCP.

Dans sa demande tarifaire, RTE avait indiqué être favorable au maintien du dispositif dans la mesure où il responsabilise l'opérateur sur l'ensemble des conséquences des coupures sur le réseau qu'il gère. Toutefois, RTE proposait :

- d'une part, de revoir à la baisse le niveau du montant annuel d'indemnités couvert par le tarif, en cohérence avec les montants observés et estimés par RTE sur la période du TURPE 5 (2,5 M€/an en moyenne sur les années 2018 et 2019, en excluant l'année 2017 considérée comme une année exceptionnelle) ;
- et d'autre part, d'abaisser le montant du plafond de 15 M€/an à 5 M€/an afin d'être davantage couvert contre les événements climatiques qui, selon lui, sont responsables de l'essentiel des charges supportées sur la période du TURPE 5 et pour lesquels il ne dispose d'aucun levier.

Considérant que RTE n'a qu'une maîtrise partielle de ces coûts en cas d'événements climatiques d'ampleur, la CRE, dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, a proposé d'abaisser la trajectoire de ce poste à 1,6 M€/an, correspondant aux indemnités moyennes versées par RTE aux GRD au cours de la période du 1<sup>er</sup> août 2017 au 31

<sup>38</sup> La qualité d'alimentation sur le réseau de transport d'électricité s'est fortement améliorée au cours des dernières décennies. Par exemple, le temps de coupure équivalent est passé de 3,93 min en moyenne par an durant la période du TURPE 4 à 2,62 min sur les 3 premières années du TURPE 5 HTB ; la fréquence moyenne de coupure, quant à elle, est passée de 0,44 à 0,38. Les enquêtes clients de RTE montrent que les utilisateurs de réseaux en sont globalement satisfaits.

décembre 2019, et d'abaisser le seuil d'inclusion au CRCP à 9 M€/an, afin de maintenir un niveau de risque pour RTE équivalent à celui du TURPE 5 HTB.

Une large majorité d'acteurs s'est montrée favorable à cette proposition. Si RTE en partage également le principe, il a toutefois demandé que le seuil d'inclusion au CRCP soit fixé à 3,2 M€/an, afin de rééquilibrer le niveau maximal de pénalité et celui des primes, qui sont respectivement de -7,4 M€/an et +1,6 M€/an, avec le dispositif envisagé.

La CRE considère qu'un abaissement du seuil, de 15 M€ pour le TURPE 5 HTB à 9 M€ proposé en consultation pour le TURPE 6 HTB, permettra de couvrir davantage RTE des conséquences de phénomènes climatiques extrêmes pour la période du TURPE 6 (par rapport à la période tarifaire passée). La CRE décide toutefois de retenir également, dans ses hypothèses, les indemnités versées ou à verser par RTE au titre des coupures intervenues sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 30 juin 2020.

Par conséquent, la présente délibération met en œuvre le dispositif suivant pour la période du TURPE 6 :

- une couverture par le tarif à hauteur de 1,8 M€/an du remboursement par RTE, aux GRD, des indemnités versées par ces derniers auprès de leurs clients en cas de coupures longues issues du réseau de transport ; et
- une inclusion au CRCP des sommes versées par RTE aux GRD au-delà de 9 M€/an.

Les composantes du dispositif de la CRE pour le suivi de la continuité d'alimentation pour le TURPE 6 HTB sont présentées en annexe 3.

## **2.5 Régulation incitative de la R&D et de l'innovation**

Dans un contexte d'évolution rapide du secteur de l'énergie et, particulièrement de l'électricité, la CRE attache une importance particulière à l'innovation, au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Les gestionnaires de réseaux doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, qui peuvent notamment nécessiter d'importants budgets SI, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs des réseaux et pour faire évoluer les outils d'exploitation de leurs réseaux. Les gestionnaires de réseaux se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources. Ils doivent plus généralement faire évoluer leurs pratiques et les conditions d'accès au réseau et au marché autant que nécessaire pour favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs du système électrique.

L'article 18 du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité prévoit que les méthodes de tarification incitent, de manière appropriée, tant à court qu'à long terme, les gestionnaires de réseau de transport à soutenir les activités de recherche connexes et à faciliter l'innovation dans l'intérêt des utilisateurs.

### **2.5.1 Régulation de la R&D**

Afin de satisfaire ces exigences, la régulation incitative de la R&D s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D incitée de manière asymétrique : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux utilisateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs. Cette approche permet de ne pas inciter l'opérateur à réduire ses dépenses de R&D ;
- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D, complété par un rapport public bisannuel.

Au cours des trois premières années de la période du TURPE 5, les dépenses de R&D de RTE se sont élevées à environ 33 M€/an en moyenne, niveau comparable au niveau des trajectoires prévisionnelles fixées par la CRE. En outre, RTE a obtenu, sur la période 2017-2019, 3,2 M€ de subventions cumulées contre 4,5 M€ prévues. Les dépenses de R&D de RTE ont été portées majoritairement par deux thématiques : la « gestion des actifs », dont l'objectif est notamment d'anticiper les besoins de renouvellement des ouvrages et d'améliorer la performance de la maintenance du réseau, et le « fonctionnement & l'exploitation » du réseau.

Dans ses consultations publiques des 14 février 2019 et 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a proposé de maintenir les modalités de couverture des coûts de R&D afin de ne pas inciter les opérateurs à arbitrer entre des économies sur leurs dépenses de R&D et la préparation de l'avenir et d'introduire la possibilité d'une révision de cette trajectoire à mi-période tarifaire. Par ailleurs, la CRE a proposé de renforcer la transparence sur les projets et dépenses associées en demandant aux opérateurs de consulter le marché, en début de période tarifaire, sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer. La majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques

s'est exprimée en faveur du dispositif envisagé. En outre, les acteurs se félicitent de l'organisation par RTE d'une consultation sur ses thématiques de R&D en début de période tarifaire.

Au vu de l'ensemble de ces éléments et de ses propres analyses complémentaires, pour la période TURPE 6 HTB, la CRE met en place une régulation incitative reposant sur les principes suivants :

- le dispositif d'incitation à la maîtrise des charges liées à la R&D de RTE est maintenu. Une trajectoire de coûts de R&D est fixée avec la possibilité, si RTE en fait la demande motivée auprès de la CRE, de réviser cette trajectoire à mi-période tarifaire afin de lui offrir plus de souplesse dans l'adaptation de son programme. En fin de période du TURPE 6, RTE présentera à la CRE un bilan financier de sa R&D. Les éventuels montants non dépensés sur la période seront restitués aux utilisateurs *via* le CRCP, tandis que les éventuels dépassements de trajectoire resteront à la charge de l'opérateur ;
- la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D sont renforcés au travers de deux exercices, dont le format fera l'objet d'un travail entre la CRE, RTE et les autres opérateurs :
  - la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, en lieu et place du rapport actuel à destination de la CRE ;
  - la publication bisannuelle par RTE d'un rapport à destination du public, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports devront être harmonisés entre les opérateurs disposant d'un mécanisme de régulation incitative de la R&D, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif ;
- la CRE demande à RTE de consulter les acteurs de marché et de l'écosystème de la R&D avant la fin de l'année 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'il prévoit de développer.

Enfin, RTE publiera sa feuille de route R&D pour la décennie 2020-2030 à la fin du 1<sup>er</sup> trimestre 2021 avec un focus détaillé sur les actions qui seront engagées au cours de la période du TURPE 6.

**Trajectoire des dépenses de R&D pour le TURPE 6**

Les dépenses de R&D du TURPE 6 HTB sont minorées des subventions obtenues. Ainsi, si RTE obtient un surcroît de subventions, celui-ci pourra être utilisé pour financer ses activités de R&D.

RTE a présenté, pour la période du TURPE 6, la trajectoire de dépenses de R&D suivante :

En M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	2024	Total 2021-2024
Demande RTE – R&D (brute)	38,9	39,8	40,3	41,4	160,4
Subventions	1,1	1,1	1,2	1,2	4,5
<b>Demande RTE – R&amp;D (déduction faite des subventions)</b>	<b>37,8</b>	<b>38,7</b>	<b>39,1</b>	<b>40,2</b>	<b>155,9</b>

Ce budget global de 155,9 M€ pour le TURPE 6 représente une augmentation de 15 % par rapport à la trajectoire globale du TURPE 5 HTB. Le programme ambitieux de RTE pour le TURPE 6 s'appuie sur les cinq programmes stratégiques de R&D du TURPE 5 <sup>39</sup>, qui doivent permettre de rendre le réseau de transport et le système électrique plus résilients face aux évolutions disruptives, en accompagnant les transitions énergétique, digitale et sociétale. L'augmentation du budget vise, en particulier, à traiter les nouveaux enjeux de la transition énergétique, de la transformation numérique et de l'architecture des marchés de l'électricité. En outre, cette augmentation s'inscrit en cohérence avec les recommandations récentes de l'Agence Internationale de l'Energie ou du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) en faveur d'une augmentation des budgets nationaux de R&D afin notamment de soutenir la transition énergétique. La CRE retient par conséquent cette trajectoire.

La CRE effectuera, en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par RTE et restituera aux utilisateurs, *via* le CRCP, l'écart éventuel entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réalisée, dans le cas où RTE n'aurait pas dépensé l'ensemble de cette enveloppe.

<sup>39</sup> Ces cinq programmes sont : Evolution de l'infrastructure du réseau, Gestion des actifs, Fonctionnement & Exploitation du Système Electrique, Prospective, Marché et Transition Energétique (PMTE), Environnement et société





## 2.5.2 Projets de réseaux électriques intelligents

Un guichet « *smart grids* » a été mis en place pour les gestionnaires de réseaux d'électricité depuis le TURPE 5 HTB, leur permettant d'obtenir, en cours de période tarifaire, des financements supplémentaires. Ainsi, RTE est autorisé à demander, une fois par an, la couverture de charges d'exploitation relatives au déploiement de technologies dites « *smart grids* », non prévues dans la délibération tarifaire, pour des projets représentant au moins 3 M€, sous réserve de démontrer que le coût de ces projets est plus que compensé par les économies qu'ils induisent pour les utilisateurs de réseaux sur le long terme. Ce dispositif répond à un besoin de souplesse pour le déploiement rapide de solutions innovantes porteuses de valeur sur le long terme pour la collectivité, comme alternative à des investissements d'infrastructure ou pour les repousser dans le temps.

Le dispositif « *smart grids* » n'a pas été sollicité par RTE sur la période 2017-2020. L'opérateur a indiqué dans son dossier tarifaire, d'une part, que le seuil de 3 M€ était trop élevé pour la plupart des projets qui pourraient être concernés, et d'autre part, que de nombreux projets « *smart grids* » impliquent des dépenses d'investissement (et non des charges d'exploitation), non éligibles au dispositif en vigueur sous le TURPE 5 HTB.

Dans ses consultations publiques des 14 février 2019 et 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a proposé d'abaisser le seuil actuel du guichet « *smart grids* » à 1 M€ pour RTE pour la prochaine période tarifaire, en cohérence avec le seuil fixé pour l'ensemble des opérateurs gaziers, sans modifier le périmètre des dépenses et projets éligibles. La majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques s'est exprimée en faveur de la proposition de la CRE. Certains gestionnaires de réseaux ont néanmoins émis des réserves sur le périmètre des charges éligibles au dispositif, et demandé que la couverture de charges supplémentaires associées à certains investissements SI puisse également être examinée dans le cadre du guichet « *smart grids* ».

Au vu de l'ensemble de ces éléments et de ses analyses complémentaires, la CRE décide, pour la période du TURPE 6, de reconduire le principe d'un guichet « *smart grids* ». Le seuil d'éligibilité à ce mécanisme est fixé à 1 M€. Les charges d'exploitation ainsi que les charges de capital (CCN) associées aux investissements SI d'un montant supérieur à ce seuil sont éligibles à ce dispositif. Les conséquences financières de la mise en œuvre de ce dispositif, comme l'intégration éventuelle de charges d'exploitation et de CCN supplémentaires, seront prises en compte via le CRCP.

## 2.5.3 Publication des données

La mise à disposition par RTE de données de marché auprès des acteurs constitue un enjeu important pour ces derniers, tant du point de vue de la qualité des données que de leurs délais de publication ou de transmission par l'opérateur. Pour le TURPE 5 HTB, deux indicateurs de suivi portent sur la publication de données :

- le taux de disponibilité mensuel du Portail Services de RTE, sur lequel il publie de nombreuses données de marché. Les performances de RTE sur cet indicateur sont satisfaisantes sur la période 2017-2019, demeurant au-dessus de 99 % ;
- le taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement, dont les valeurs sont également supérieures à 99 % sur la période 2017-2019.

Malgré ces bonnes performances, les retours des acteurs à la consultation publique de la CRE du 17 octobre 2019 ont montré que cela ne répondait pas à l'ensemble de leurs besoins. Les acteurs ont identifié des données prioritaires, notamment en lien avec le mécanisme d'ajustement et le mécanisme de capacité, pour lesquelles les enjeux de qualité des données et de respect des délais de mise à disposition sont cruciaux.

La CRE considère également que l'accès aux données est un sujet prioritaire, dans la mesure où ces données sont essentielles à l'amélioration des services rendus aux clients finals et à l'innovation. Dans cette optique, et compte tenu des besoins exprimés par les acteurs, la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, d'introduire des indicateurs de suivi portant sur le respect par RTE des délais de publication (ou de transmission) des données identifiées comme prioritaires pour les acteurs (trois données liées au mécanisme de capacité<sup>40</sup> et une donnée liée au mécanisme d'ajustement<sup>41</sup>).

L'ensemble des acteurs a accueilli favorablement cette proposition de la CRE. RTE a toutefois demandé d'exclure du calcul de ces indicateurs les délais qui dépendraient de tiers (par exemple des GRD).

Par ailleurs, des échanges complémentaires ont eu lieu entre RTE et la CRE, ayant permis de réévaluer la pertinence de certaines propositions d'indicateurs présentées dans la consultation susmentionnée et de mieux appréhender les demandes de certains acteurs.

<sup>40</sup> Il s'agit i) des paramètres de certification et d'obligation de capacité intervenant dans les règles ii) de la déclaration d'évolution des paramètres informatifs de certification des producteurs et iii) des niveaux de capacités certifiées évoluées publiés par RTE sur le registre.

<sup>41</sup> Il s'agit du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement.



Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE décide de suivre, pour le TURPE 6 HTB, les six indicateurs suivants :

- le taux de disponibilité mensuel du site Portail Services de RTE ;
- le taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement ;
- la qualité du Niveau de Capacitif Effectif (NCE) et de l'obligation de capacité estimés et définitifs transmis par RTE aux acteurs concernés ;
- le délai de publication par RTE de la déclaration d'évolution du Niveau de Capacité Certifié (NCC)<sup>42</sup> évolué sur le registre des Capacités Certifiées ;
- le délai de transmission par RTE du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC)<sup>43</sup> ;
- le délai de transmission par RTE du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement (CRMA). Plus précisément, RTE suivra deux indicateurs mensuels complémentaires afin de rendre compte de sa performance sur le délai de transmission du CRMA aux acteurs participant au mécanisme d'ajustement (MA) :
  - le premier indicateur portera sur la transmission par RTE du CRMA à partir des données à disposition de RTE dans les délais contractuels<sup>44</sup> ;
  - le second indicateur portera sur le nombre de courbes de charges reçues par RTE dans les délais contractuels de la part des GRD, rapporté au nombre de sites raccordés au RPD participant au MA, en injection et soutirage (correspondant au nombre théorique de courbes de charge que RTE devrait recevoir pour effectuer le CRMA). Les données détenues par les GRD d'une semaine S (du samedi au vendredi) sont attendues contractuellement par RTE le vendredi midi de la semaine S+1. L'indicateur mensuel permettra ainsi de refléter si les courbes de charge nécessaires à la réalisation du CRMA par RTE, ont été mises à disposition de RTE dans les délais.

La CRE demande à RTE de publier, une fois par an, l'ensemble des indicateurs de suivi. Lors de chaque publication, les résultats des trois années précédentes seront rappelés pour les indicateurs disposant d'un tel historique.

En outre, si des besoins spécifiques sont remontés par les acteurs de marché ou identifiés par la CRE ultérieurement, la CRE se réserve la possibilité de mettre à jour la liste des données prioritaires et d'introduire une incitation à la publication de telles données. Le cas échéant, cette mise à jour sera concertée avec RTE et portée à la connaissance de l'ensemble des acteurs.

Le cas échéant, l'incitation sera traitée en application du cadre défini dans le paragraphe 2.5.4 « favoriser l'innovation à l'externe » de la présente délibération.

### 2.5.4 Favoriser l'innovation à l'externe

Dans le contexte de la transition énergétique, lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques, la CRE formule un certain nombre de demandes aux gestionnaires de réseaux quant à la mise en place d'évolutions pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux et ainsi s'assurer de la bonne exécution des missions qui leur sont confiées par la loi et les règlements. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des nouvelles actions requises par les textes législatifs et réglementaires ou demandées par la CRE ne sont pas toujours satisfaisants et parfois incompatibles avec le rythme de progression des innovations. La CRE considère que la mise en œuvre de ces actions dans les délais impartis est essentielle dans un contexte marqué par des transformations rapides du système électrique et de ses usages.

Partant de ce constat, la CRE a proposé, dans ses consultations publiques du 17 octobre 2019 et du 1<sup>er</sup> octobre 2020, de mettre en place une régulation incitative au respect des délais d'exécution par RTE d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché. Quatre actions prioritaires ont été présentées lors de la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, en lien avec les demandes exprimées précédemment par les acteurs de marché, et associées à des délais de mise en œuvre définis par la CRE en cohérence avec les règlements ou après concertation avec RTE :

- mise en place de l'appel d'offres pour la réserve secondaire, au 1<sup>er</sup> octobre 2021 ;
- publication de la carte de l'ensemble des congestions au niveau France, au 1<sup>er</sup> janvier 2023 ;

<sup>42</sup> Le délai figurant dans les règles du mécanisme de capacité est au plus tard 5 jours ouvrés après cette déclaration (paragraphe 7.6.1.4)

<sup>43</sup> Le délai figurant dans les règles du mécanisme de capacité est au plus tard 15 jours ouvrés après la date de réception par RTE de la demande de certification de l'EDC (paragraphe 7.5.1.5 pour les EDC raccordées au RPD et 7.5.2.1 pour les EDC raccordées au réseau de transport).

<sup>44</sup> Le délai figurant dans les règles RE/MA est le vendredi entre le 14 et le 20 du mois M+1 (paragraphe 4.6.1.3.3.1).

- mise en œuvre d'un outil SI permettant la correction des périmètres d'équilibre pour les flexibilités locales, au 1<sup>er</sup> mars 2023 ;
- mise en place d'un cadre de contractualisation pour les flexibilités participant à la résolution des congestions, au 1<sup>er</sup> octobre 2024.

Une large majorité des acteurs s'est prononcée en faveur du dispositif présenté par la CRE. Aucun acteur n'a identifié d'autre action prioritaire, mais quelques-uns ont demandé une mise en œuvre plus rapide de certaines actions.

En revanche, RTE est défavorable au mécanisme, estimant ne pas avoir les moyens financiers et humains pour répondre aux objectifs exposés par la CRE dans sa consultation publique. RTE souhaite par ailleurs que la CRE tienne compte de la crise COVID-19 dans la fixation des délais (potentiels retards exogènes à RTE). En outre, l'opérateur exprime son désaccord sur la date fixée pour la publication de la carte des contraintes, rappelant qu'au 01/01/2023, seuls huit Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) auront été révisés, ce qui ne permettra pas de publier une carte de l'ensemble des contraintes à la maille France. RTE indique que ces cartes de contraintes sont élaborées, pour chaque région, dans un délai maximal de six mois après la publication du S3REnR révisé, et que c'est cette échéance qui devrait constituer l'objectif fixé par la CRE.

La CRE rejoint RTE sur la pertinence de prendre en compte les S3REnR révisés afin d'alimenter une carte sur la localisation des congestions liées à la production, et comprend le délai opérationnel maximal sur lequel peut s'engager RTE. Toutefois, la publication d'une carte des contraintes ne nécessite pas la prise en compte de la révision des S3REnR si cette dernière n'a pas lieu dans un horizon de temps proche. Par conséquent, la CRE demande à RTE de publier la carte des congestions, y compris pour les régions dont la révision du S3REnR est lointaine et sans attendre celle-ci, de façon à répondre au besoin des acteurs d'en avoir connaissance le plus tôt possible.

Au vu de l'ensemble des éléments, le TURPE 6 HTB comprend un dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par RTE d'actions identifiées comme « prioritaires », qui repose sur :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif : afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation, la liste d'actions prioritaires pourra être alimentée pendant la période du TURPE 6 en cohérence avec les évolutions législatives et réglementaires et les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché. Les actions prioritaires pourraient porter, notamment, sur l'intégration des flexibilités et sur les mécanismes d'équilibrage et permettraient, par exemple, de répondre aux problématiques suivantes : mise en œuvre des plateformes européennes, participation des batteries et autres flexibilités aux mécanismes de marché, etc. ;
- pour chacune de ces actions, un délai d'exécution lui est associé, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi en concertation avec les gestionnaires lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE. La liste des projets prioritaires identifiés à ce jour ainsi que leur délai de mise en œuvre, sont indiqués ci-dessous :
  - mise en place de l'appel d'offres pour la contractualisation de la réserve secondaire, au 1<sup>er</sup> octobre 2021 ;
  - publication d'un contrat-type de contractualisation des flexibilités de stockage et d'effacement participant à la résolution des congestions, au 1<sup>er</sup> janvier 2022 ;
  - publication d'une carte des contraintes sur l'ensemble du réseau public de transport français au plus tard au 1<sup>er</sup> janvier 2023, puis mise à jour de la cartographie des congestions de chaque région à l'occasion de la révision de son S3REnR, dans un délai maximal de six mois après la publication de chaque S3REnR révisé ;
  - mise en place d'un outil (systèmes d'information) permettant la correction des périmètres d'équilibre lors des activations de flexibilités locales, opérationnel au 1<sup>er</sup> mars 2023 ;
- la non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux ou au bon fonctionnement du marché, entraîne le versement d'une pénalité. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants sont les suivants :
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 100 k€/mois de retard est appliquée ;
  - pour un projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 200 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 6<sup>ème</sup> mois ;
  - pour un projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 400 k€/mois de retard pour les mois au-delà du 12<sup>ème</sup> mois ;
- le montant global de l'ensemble des pénalités versées par RTE est plafonné à 10 M€/an.

### 3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRES D'EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

#### 3.1 Niveau des charges à couvrir

##### 3.1.1 Demande tarifaire de RTE

RTE soutient la nécessité d'une forte augmentation des investissements sur la période du TURPE 6 afin de permettre le raccordement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, le renouvellement de ses actifs, le maintien d'un haut niveau de qualité d'alimentation et le développement et la modernisation de son système d'information : les investissements passeraient ainsi de 1,5 Md€/an en moyenne sur la période du TURPE 5 à 2,2 Md€/an en moyenne sur la période du TURPE 6.

Cette accélération des investissements conduirait à une hausse de 23 % de la BAR entre 2019 et 2024. L'impact de cette hausse de la BAR sur le tarif est partiellement compensé par une baisse des coûts de financement de l'opérateur. Dans son dossier, RTE demande que son CMPC soit fixé à 5,35 % nominal avant impôts (au lieu de 6,125 % pendant le TURPE 5 HTB) et prévoit ainsi une baisse des charges de capital d'environ 0,5 % entre 2019 et 2021 puis une hausse moyenne de 4,7 %/an sur la période 2021-2024.

RTE demande en parallèle une hausse de ses charges nettes d'exploitation d'environ +15 % entre 2019 et 2021 puis une hausse moyenne de +1,8 %/an entre 2021 et 2024<sup>45</sup>.

RTE demande ainsi un total de charges à couvrir nettes des recettes d'interconnexion de 4 511 M€<sup>46</sup> en 2021, soit +446 M€ (+11,0 %) de plus que les dépenses constatées en 2019, puis une hausse moyenne de +3,7 %/an. Compte tenu de la baisse des soutirages anticipée par RTE sur son réseau, cette hausse se traduirait par une évolution tarifaire moyenne de +6,25 % par an en moyenne sur l'ensemble de la période du TURPE 6.

#### Impacts tarifaires du COVID-19

La demande tarifaire communiquée par RTE à la CRE s'est basée dans un premier temps sur un bilan électrique, prenant en compte le réalisé de janvier à mai 2020 et une hypothèse de diminution des volumes soutirés sur le second semestre 2020, partiellement liée à la crise COVID-19. Cette évolution affecte les recettes prévisionnelles d'acheminement pour l'année 2020 et par conséquent le solde du CRCP au 31 décembre 2020.

RTE a dans un second temps chiffré l'effet à la baisse des suites de la crise COVID-19 anticipé sur les volumes d'énergie injectés et soutirés sur son réseau pour la période du TURPE 6. Il prévoit un retour à la normale en 2024 et cet effet affecte le niveau de certains postes de charges et celui de ses recettes tarifaires. Les autres répercussions de la crise COVID-19 sur les activités de RTE, ses trajectoires de charges et recettes prévisionnelles, ou encore l'atteinte des objectifs fixés par la régulation incitative en vigueur sont difficilement quantifiables par l'opérateur à la date de publication de la présente délibération, que ce soit pour l'année 2020 ou les années 2021 à 2024. RTE n'anticipe toutefois à ce stade pas d'impact majeur sur ses activités pour la période 2021-2024 justifiant une modification des trajectoires de charges de sa demande tarifaire.

La CRE souhaite analyser, de façon transverse à l'ensemble des opérateurs, les impacts de cette crise sanitaire sur l'ensemble de leur activité, à la fois en termes de charges d'exploitation, de trajectoire et de coûts d'investissements, mais aussi de qualité de service. Elle mènera pour cela un exercice spécifique au premier trimestre 2021. Si des évolutions du cadre tarifaire devaient être envisagées dans ce cadre, elles feraient le cas échéant l'objet d'une consultation publique.

##### 3.1.2 Charges d'exploitation

###### 3.1.2.1 Démarche retenue par la CRE

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs les écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire du TURPE 5 doit être pris en compte pour établir le TURPE 6 HTB, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains de productivité dans la durée.

<sup>45</sup> Hypothèse d'inflation incluse

<sup>46</sup> Hors apurement du CRCP

Pour ces raisons, la CRE a demandé à RTE de présenter sa demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2019.

La CRE a sollicité le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation de RTE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique). Les travaux se sont déroulés entre mai et septembre 2020. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande mise à jour de RTE, a été publié en même temps que la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020.

Cet audit a permis à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation de RTE ainsi que de ses investissements « hors réseaux » constatés lors de la période du TURPE 5. Il a également analysé en détail les charges d'exploitation ainsi que les investissements « hors réseaux » prévisionnels présentés par l'opérateur pour la période tarifaire à venir (période 2021-2024). Plus précisément, cet audit a permis :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges nettes d'exploitation de l'opérateur pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2017-2019) et prévisionnelles (2021-2024) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges nettes d'exploitation à prendre en compte pour le TURPE 6.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec RTE à partir de juillet 2020. RTE a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux de l'auditeur.

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE avait considéré une fourchette avec comme « borne haute » la trajectoire de charges nettes d'exploitation issue de la demande de RTE, et comme « borne basse » la trajectoire recommandée par le consultant à laquelle elle avait ajouté ses propres analyses préliminaires s'agissant des achats liés à l'exploitation du système électrique.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre RTE et la CRE sur un certain nombre de postes des charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de ces échanges avec RTE et de ses propres analyses.

### 3.1.2.2 Trajectoire d'inflation

Les analyses de l'auditeur et de la CRE ont porté sur le dossier tarifaire transmis par RTE.

Toutefois, conformément à ce qu'elle avait indiqué dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a ajusté l'hypothèse d'inflation pour les années 2020 et 2021 sur la base du projet de loi de Finances pour l'année 2021, et sur la base des dernières prévisions du FMI pour les années 2022 à 2024. L'ensemble des trajectoires présentées ci-après sont corrigées de cette nouvelle trajectoire d'inflation.

**Tableau 2 : Trajectoire d'inflation retenue dans le dossier tarifaire de RTE et dans la présente délibération**

	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle retenue dans le dossier tarifaire de RTE	0,4 %	1,40 %	1,60 %	1,70 %	1,70 %
Inflation prévisionnelle retenue dans la délibération	0,2 %	0,6 %	1,0 %	1,2 %	1,5 %

Par ailleurs, le montant des charges nettes d'exploitation incitées retenu dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle retenue dans la présente délibération et l'inflation réalisée.

### 3.1.2.3 Achats liés à l'exploitation du système électrique

#### 3.1.2.3.1 Demande de RTE

S'agissant des achats liés à l'exploitation du système électrique, la demande de RTE s'élève à 1036 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6. La demande de RTE conduirait à une hausse de ces charges de +184 M€ en 2021 par rapport au réalisé 2019, soit une hausse de +22 %.

Les prévisions d'achats liés à l'exploitation du système électrique présentées par RTE dans sa demande tarifaire pour la période du TURPE 6 figurent dans le tableau ci-après :

Tableau 3 : Demande de RTE - achats liés à l'exploitation du système électrique (M€courants)

En M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Achats pour la compensation des pertes	423	555	542	538	543	545
Achats liés aux services système et aux réserves d'équilibrage	304	346	343	342	346	344
<i>dont réglage de la fréquence / équilibrage</i>	196	238	235	232	234	235
<i>dont réglage de la tension</i>	108	108	108	109	112	109
Charges liées aux congestions	10	26	37	50	62	44
Contrats d'échanges entre GRT	-1	0	0	0	0	0
ITC <sup>47</sup>	22	21	21	21	21	21
Solde RE-MA <sup>48</sup>	11	0	0	0	0	0
Solde mécanisme de capacité	0	0	0	0	0	0
Interruptibilité	79	83	83	83	83	83
<b>Total</b>	<b>848</b>	<b>1 031</b>	<b>1 026</b>	<b>1 033</b>	<b>1 055</b>	<b>1 036</b>

Les principaux déterminants de la hausse demandée par RTE sont :

- une hausse significative du coût d'achat d'énergie et de capacité pour la compensation des pertes (+122 M€ entre 2019 et la moyenne 2021-2024, soit +29 %), essentiellement portée par une hausse du prix de l'énergie et de la capacité, et dans une moindre mesure par un volume moyen prévisionnel de pertes plus élevé ;
- une hausse du coût des achats liés aux services système et aux réserves d'équilibrage (+40 M€ entre 2019 et la moyenne 2021-2024, soit +13 %), notamment due selon RTE à la mise en œuvre d'évolutions attendues sur les marchés des réserves d'équilibrage dès 2021 (modes de contractualisation, mise en place de plateformes européennes, introduction de nouveaux produits tels que les produits « fréquence » et la réserve rapide à la baisse, etc.). En particulier, s'agissant de la réserve secondaire, RTE considère devoir faire évoluer son dimensionnement à la hausse concomitamment au passage à une contractualisation par appel d'offres et estime que cette évolution pourrait en renchérir le coût ;
- une hausse du coût des congestions (+34 M€ entre 2019 et la moyenne 2021-2024, soit +342 %, cette hausse se décomposant entre +15 M€ sur les congestions nationales et +19 M€ sur les congestions internationales). RTE indique que cette hausse anticipée est due à la mise en œuvre d'écrêtements sur le réseau national et à l'évolution des méthodologies de partage des coûts de congestions internationales entre gestionnaires de réseaux de transport au niveau européen.

### 3.1.2.3.2 Analyse de la CRE

Au terme de son analyse, la CRE retient les trajectoires détaillées dans les sections suivantes, conduisant à des achats liés à l'exploitation du système électrique qui s'élèvent à 956 M€/an en moyenne au cours du TURPE 6 HTB, soit un ajustement de -81 M€/an (-8 %) par rapport à la demande de RTE. Cette trajectoire correspond à une hausse

<sup>47</sup> Inter-TSO compensation : mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport) qui vise à compenser chaque GRT pour les coûts que génèrent les flux transfrontaliers sur son réseau.

<sup>48</sup> Le solde RE-MA désigne le solde du Compte-Ajustement Ecart (CAE), qui est un compte enregistrant l'ensemble des flux financiers liés aux activations de RTE sur le mécanisme d'ajustement. Il est refacturé aux responsables d'équilibre (RE) via la correction *ex post* du facteur k dans le cadre du règlement des écarts et a vocation à être équilibré.

moyenne de +108 M€ soit +13% par rapport à la valeur observée en 2019. Cette trajectoire reste orientée à la hausse par rapport au TURPE 5 HTB du fait de la hausse des prix de marché se répercutant sur le coût de compensation des pertes et de la hausse anticipée des congestions, conformément aux prévisions du SDDR.

**Achat des pertes (poste au CRCP faisant l'objet d'une régulation incitative ad hoc – cf. paragraphe 2.3.1.3)**

La trajectoire d'achats pour la compensation des pertes présentée par RTE dans son dossier tarifaire a été réévaluée à fin octobre 2020 par l'opérateur afin de tenir compte de données plus récentes pour ses prévisions de prix de marché de l'énergie et de la capacité, ainsi que des coûts réels des achats déjà effectués pour la compensation des pertes. Cette actualisation conduit à une demande moyenne de RTE de 540 M€/an pour la période du TURPE 6 (contre 545 M€/an dans son dossier tarifaire).

RTE s'est notamment fondé sur les prix de marché publiés en octobre 2020 pour les produits à terme « annuels base » portant sur les années de livraison considérées. Ils se sont élevés à 45,2 €/MWh en moyenne pour les cotations portant sur la période du TURPE 6, contre 36,7 €/MWh en moyenne pour les produits annuels base des années 2017-2019 au moment de l'élaboration du TURPE 5 HTB. Pour la capacité, les hypothèses de prix retenues par RTE s'appuient sur le résultat des enchères organisées en octobre 2020 et portant sur les années de livraison 2021 et 2022. Lors de ces enchères, les prix de capacité étaient compris entre 18 k€/MW/an et 33 k€/MW/an, contre des prix de capacité compris entre 0 et 19 k€/MW/an pour 2019 et inférieurs à 10 k€/MW/an pour 2017 et 2018.

Par ailleurs, RTE prévoit une hausse de ses volumes de pertes, en lien notamment avec la mise à jour de ses prévisions en matière de mise en service de certains projets au cours de la période du TURPE 6, et s'agissant notamment des projets d'interconnexions. RTE demande un taux de pertes moyen appliqué aux volumes des injections totales prévisionnelles sur le réseau de transport de 2,25 %.

La CRE estime que les hypothèses de prix retenues par RTE sont pertinentes. En revanche, concernant les volumes, la CRE retient un taux de pertes de référence de 2,20 %. La CRE considère (cf. paragraphe 2.3.1.3.) que le taux de pertes doit être fondé sur les derniers taux de pertes observés et non sur des projections. Ces dernières sont en effet fondées par RTE sur des hypothèses que la CRE considère trop incertaines (calendrier de mise en service de certaines interconnexions et impact des autres investissements devant être mis en service et pouvant réduire les pertes notamment).

L'impact de cet ajustement est de -13 M€/an en moyenne (soit -2 % par rapport à la demande de RTE). La trajectoire retenue par la CRE pour ce poste est ainsi de 527 M€/an en moyenne.

La trajectoire des volumes de pertes associée à la trajectoire d'achats pour la compensation des pertes retenue par la CRE est la suivante :

**Tableau 4 : Volumes prévisionnels de pertes de référence**

En TWh	2021	2022	2023	2024
Volumes prévisionnels de pertes de référence	10,9	10,9	11,0	11,2

**Achats liés aux services système fréquence et aux réserves d'équilibrage (poste partiellement au CRCP – cf. paragraphe 2.3.1.4)**

La CRE retient un ajustement de -36 M€/an, soit -16 % par rapport à la demande de RTE. Les hypothèses retenues par la CRE ainsi que leurs impacts en termes d'ajustements sont détaillées ci-après pour chaque type de réserves :

- réserve primaire : maintien des prix actuels pour l'année 2021, en lien avec le décalage au 1<sup>er</sup> janvier 2022 de la mise en œuvre des nouvelles modalités de certification des capacités hydrauliques (-13 M€ uniquement pour l'année 2021) ;
- réserve secondaire : non-prise en compte de l'augmentation des volumes envisagée par RTE, dans la mesure où les travaux relatifs à l'évolution de la méthode de dimensionnement et la concertation associée sont encore en cours (la CRE ne s'est donc pas encore prononcée sur la pertinence de cette évolution et ne sera saisie qu'au printemps 2021), et modification du prix de contractualisation de cette réserve en cohérence avec le calendrier de passage en appel d'offres (-29 M€/an) ;
- réserves rapide et complémentaire : prise en compte des résultats de l'appel d'offres portant sur l'année 2021 (+5 M€ uniquement pour l'année 2021) ;
- surcoûts liés à la reconstitution des marges : prise en compte des coûts observés sur la période du TURPE 5 (-5 M€/an) ;





- surcoûts liés à la reconstitution des services système : prise en compte, d'une part, des coûts observés sur la période TURPE 5 (-2 M€/an), et d'autre part des surcoûts liés au décalage de la mise en œuvre des nouvelles modalités de certification des capacités hydrauliques participant à la réserve primaire (+35 M€ uniquement en 2021).

La trajectoire retenue par la CRE pour ce poste est ainsi de 218 M€ en 2021 et de 199 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6.

La CRE rappelle en outre que cette trajectoire sera réévaluée chaque année en application du cadre de régulation fixé pour la période du TURPE 6 (cf. paragraphe 2.3.1.4).

#### Achats liés au service système tension (poste hors CRCP incité à 100 %)

La trajectoire d'achats liés aux services système tension présentée par RTE dans son dossier tarifaire a été réévaluée en novembre 2020 par l'opérateur afin de tenir compte de la hausse anticipée de la rémunération du service de compensation synchrone offert par les groupes hydrauliques. Cette actualisation conduit à une demande moyenne de RTE de 112 M€/an pour la période du TURPE 6 (contre 109 M€/an dans son dossier tarifaire).

Les ajustements retenus par la CRE sur ce poste intègrent les dernières informations disponibles sur l'évolution prévue du parc de production pour le réglage de la tension et sur les valeurs des indices définis dans les règles et utilisés pour le calcul du prix, ainsi qu'un ajustement de la rémunération du service de compensation synchrone offert par les groupes hydrauliques. Ces ajustements représentent une baisse de -3M€/an par rapport à la dernière trajectoire de RTE. La trajectoire retenue par la CRE pour ce poste est ainsi de 108 M€/an en moyenne.

Le poste des achats liés aux services système tension ne figure pas au périmètre du CRCP et est donc incité à 100 %. Pour autant, RTE prévoit une évolution importante des règles relatives aux services système tension au cours de la période du TURPE 6. Le contour de ces nouvelles règles dépendra de travaux en cours et d'une concertation avec les utilisateurs de réseau, dont les conséquences sur la trajectoire tarifaire sont encore incertaines. En conséquence, la trajectoire de ce poste pourra être révisée en cours de période tarifaire en cas d'évolution des règles ayant des conséquences importantes sur celle-ci.

#### Charges liées aux congestions (poste partiellement au CRCP – cf. paragraphe 2.3.1.5.)

Dans son dossier tarifaire, RTE demande une augmentation significative des charges liées aux congestions nationales et internationales pour les porter à 44 M€/an en moyenne (10 M€ en 2019).

RTE indique que la hausse des charges liées aux congestions nationales demandée par RTE (26 M€/an en moyenne contre 7,7 M€/an en moyenne sur 2017-2019) s'explique principalement par l'augmentation des écrètements de production dans le cadre du dimensionnement optimal prévu dans le SDDR et, dans une moindre mesure, des congestions « historiques » intervenant sur le réseau de grand transport.

La hausse demandée par RTE correspond toutefois à une hypothèse de coût moyen d'écrêtement non représentative de l'évolution de la part d'éolien sous complément de rémunération (vs obligation d'achat) à l'horizon 2025, ainsi qu'à une trajectoire des congestions « historiques » intervenant sur le réseau de grand transport non fondée sur la moyenne historique. La CRE a donc corrigé cette trajectoire et retient en conséquence un ajustement de -11 M€/an en moyenne sur les charges liées aux congestions nationales (soit -43 % par rapport à la demande de RTE).

La hausse des charges liées aux congestions internationales demandée par RTE (18 M€/an en moyenne contre 4 M€/an en moyenne sur 2017-2019) est expliquée par RTE par la hausse des coûts de *redispatching/countertrading* à la charge de l'opérateur, en lien notamment avec la modification attendue de la méthode de répartition des coûts sur les frontières du nord de l'Italie et sur la frontière France-Espagne. La CRE retient les hypothèses de RTE en la matière.

Ainsi, la trajectoire retenue pour le TURPE 6 HTB s'élève à 33 M€/an en moyenne, ce qui reste plus de trois fois supérieur aux coûts de congestions moyens supportés par RTE en 2019.

#### Interruptibilité<sup>49</sup> (poste à 100 % au CRCP)

La trajectoire présentée par RTE dans son dossier tarifaire est de 83 M€/an en moyenne, correspondant à la moyenne des montants des appels d'offres, hors abattements, réalisés entre 2017 et 2020. Ce poste est à 100 % au CRCP.

<sup>49</sup> Par ce dispositif d'interruptibilité, RTE peut interrompre, en moins de 5 ou 30 secondes, un ou plusieurs consommateurs industriels raccordés au réseau public de transport d'électricité qui ont été sélectionnés sur appel d'offres et qui sont rémunérés par RTE pour ce service.

Sur proposition de RTE, la CRE a également pris en compte les abattements moyens réalisés en 2017 et en 2019<sup>50</sup>, conduisant à une trajectoire de 74 M€/an pour la période du TURPE 6 (-9 M€/an par rapport à la demande moyenne de RTE).

**Charges liées à la compensation inter-GRT (ITC) (poste hors CRCP incité à 100 %)**

Dans son chiffrage pour le TURPE 6, RTE a utilisé comme hypothèse pour le calcul des charges prévisionnelles de compensation, la moyenne du solde exportateur observé sur 2012-2019 tout en excluant les années 2016 et 2017. En effet, RTE considère que pour ces deux années, le solde exportateur français a été exceptionnellement bas, du fait d'indisponibilités du parc nucléaire, et que ces deux années n'étaient donc pas représentatives de la tendance.

La CRE ne retient pas le retraitement demandé par RTE et ajuste donc sa demande de -6 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 en se fondant sur la moyenne des coûts d'ITC observés sur 2017-2019, de façon cohérente avec la méthodologie utilisée pour la plupart des postes de coûts. La trajectoire retenue par la CRE pour ce poste est ainsi de 15 M€/an en moyenne.

**Contrats d'échanges entre GRT (poste à 100 % au CRCP)**

La CRE retient une trajectoire à -0,2 M€/an, correspondant à la moyenne des charges et produits associés au secours mutuel observés sur la période 2017-2019.

**Solde RE-MA (poste hors CRCP incité à 100 %)**

La CRE retient la trajectoire de RTE. Celle-ci est fixée à zéro dans la mesure où le compte ajustements-écarts a vocation à être équilibré et n'a pas d'impact sur le TURPE.

**Solde mécanisme de capacité (poste à 100 % au CRCP)**

La CRE retient la trajectoire de RTE.

**Synthèse**

Les trajectoires fixées par la CRE pour les achats liés à l'exploitation du système électrique sur la période du TURPE 6 sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 5 : Achats nets liés à l'exploitation du système électrique de RTE pour la période du TURPE 6 (M€courants)						
En M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Demande de RTE		1 031	1 026	1 033	1 055	1 036
Ajustements retenus par la CRE		-51	-89	-91	-91	-80
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>	<b>848</b>	<b>980</b>	<b>937</b>	<b>942</b>	<b>964</b>	<b>956</b>
Achats pour la compensation des pertes	423	544	518	517	530	527
Achats liés aux services système et aux réserves d'équilibrage	304	325	301	300	303	307
<i>dont réglage de la fréquence / équilibrage</i>	196	218	194	191	192	199
<i>dont réglage de la tension</i>	108	107	107	109	111	108
Charges liées aux congestions	10	22	29	37	42	33
Contrats d'échanges entre GRT	-1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
ITC	22	15	15	15	15	15

<sup>50</sup> La CRE ne retient pas, dans ses analyses, les abattements constatés en 2018 compte tenu de leur caractère exceptionnel.



Solde RE MA	11	0	0	0	0	0
Solde mécanisme de capacité	0	0	0	0	0	0
Interruptibilité	79	74	74	74	74	74

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de +16 % des achats liés à l'exploitation du système électrique de RTE entre 2019 et 2021. Ces charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de -0,6%/an en moyenne sur la période 2021-2024.

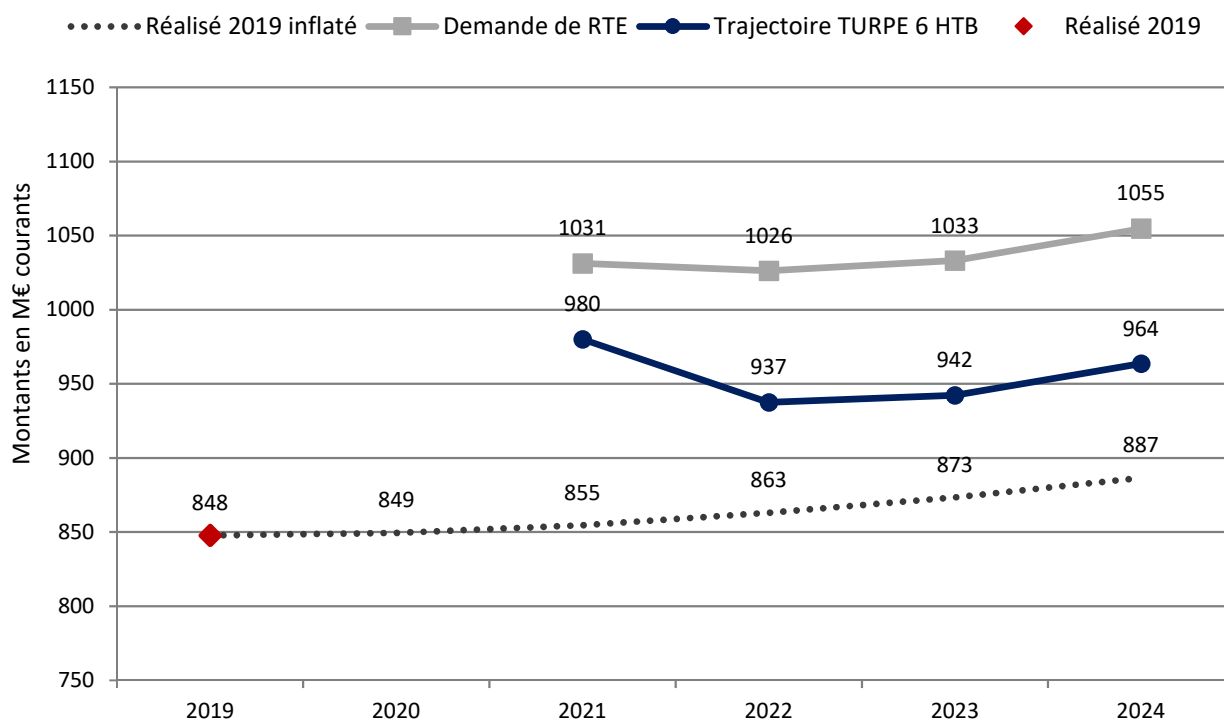


Figure 2 : Achats nets liés à l'exploitation du système électrique de RTE (en M€ courants)

### 3.1.2.4 Charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique

#### 3.1.2.4.1 Demande de RTE

La demande de RTE s'élève à 2 166 M€/an en moyenne. Les CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique augmenteraient en 2021 de +231 M€, soit +12,4 %, par rapport au réalisé 2019. Les charges évolueraient ensuite sur la période 2021-2024 de +2,4 % en moyenne par an.

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles hors achats liés à l'exploitation du système électrique présentées par RTE pour la période du TURPE 6 sont présentées dans le tableau ci-après :

Tableau 6 : Demande de RTE - CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique (M€<sub>courants</sub>)

en M€ <sub>courants</sub>	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
<b>Demande de RTE - CNE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique)</b>	<b>1 858</b>	<b>2 089</b>	<b>2 138</b>	<b>2 196</b>	<b>2 242</b>	<b>2 166</b>
<i>Evolution (%)</i>		+12,4 %	+2,3 %	+2,7 %	+2,1 %	
dont Achats de matériel et services	635	790	803	817	834	811
<i>dont Gestion des actifs</i>	265	317	332	337	345	333
dont Charges de personnel	904	974	1 005	1 035	1 055	1 017
dont Impôts et taxes	545	585	606	627	652	617
dont Autres charges opérationnelles	92	97	99	100	100	99
dont Autres produits opérationnels	-318	-356	-374	-383	-399	-378

Les principaux postes expliquant la marche 2019-2021 demandée par RTE sont les suivants :

- « **achats de matériel et services** » : hausse de +154 M€ entre 2019 et 2021, soit +24,3 %, avec notamment une hausse de +52 M€ sur la gestion des actifs, et de +16 M€ sur les systèmes d'information. D'une part, la hausse des investissements s'accompagne, selon RTE, d'une augmentation des charges nettes d'exploitation, à la fois liées à la maintenance des nouveaux ouvrages, comme les liaisons en mer, ou à l'adaptation des besoins d'ingénierie et des fonctions *corporate*. D'autre part, la politique de gestion des actifs de RTE, qui vise à rechercher des solutions optimales sur le cycle de vie des actifs devant permettre d'optimiser les charges d'exploitation et les investissements, entraîne une accélération des dépenses d'entretien et de maintenance du réseau (en particulier pour les mises en peinture de pylônes, les remplacements de sectionneurs et d'isolateurs et les opérations de déposes de lignes aériennes). Cette accélération s'explique à la fois par l'augmentation du volume d'opérations à réaliser et par la hausse du coût unitaire de ces opérations. Sur les systèmes d'information, RTE anticipe une hausse du coût des licences, une augmentation du nombre d'applications ainsi que des nouveaux besoins en matière de cybersécurité ;
- « **charges de personnel** » : hausse de +70 M€ entre 2019 et 2021, soit +7,7 %, en lien notamment avec la hausse des effectifs ;
- « **impôts et taxes** » : hausse de +40 M€ entre 2019 et 2021, soit +7,3 %, qui s'explique principalement par la hausse du sous-poste « Taxe sur les pylônes » du fait de l'hypothèse d'augmentation de la taxe unitaire sur les pylônes ;
- « **autres produits opérationnels** » : hausse de +37 M€ entre 2019 et 2021, soit +11,8 %, en lien principalement avec la hausse anticipée de la production immobilisée, elle-même liée à la hausse des investissements.

Il est à noter que l'impact de la crise COVID-19 est estimé par RTE à +19,7 M€ de surcoûts sur l'ensemble de la période du TURPE 6, concentrés sur l'année 2021. [confidentiel]

#### 3.1.2.4.2 Analyse de la CRE

L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire mis à jour transmis par RTE le 15 juillet 2020. A l'issue de ses travaux, l'auditeur recommande un ajustement global à la baisse de la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) de -155 M€/an en moyenne (soit -7,2 %).

**Tableau 7 : Proposition de l'auditeur - CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique (M€courants)**

en M€courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Demande tarifaire de RTE	2 089	2 138	2 196	2 242	2 166
Réalisé 2019 inflaté	1 873	1 891	1 914	1 943	1 905
<b>Trajectoire auditeur ajustée</b>	<b>2 006</b>	<b>2 012</b>	<b>2 006</b>	<b>2 018</b>	<b>2 011</b>
Ecart par rapport à la demande de RTE	-83	-126	-189	-224	-155

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les postes « Gestion des actifs », « Système d'information », « Charges de personnel » et « Impôts et taxes ».

La CRE, dans le cadre des travaux réalisés depuis la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, a procédé à un certain nombre de retraitements de la trajectoire proposée par l'auditeur. Les principaux ajustements qu'elle retient par rapport à la demande de RTE sont présentés ci-après.

**Baisse des impôts de production :**

Le projet de loi de finances (PLF) pour 2021 prévoit une baisse des impôts de production, notamment sur la contribution économique territoriale (CET) et les taxes foncières.

La présente délibération prend en compte les baisses de charges associées pour RTE.

Compte tenu des calendriers de publication du PLF et de sa consultation publique, la CRE n'avait pas intégré cette évolution dans la borne basse de la fourchette présentée dans la consultation publique. Cet ajustement s'ajoute donc à ceux présentés dans la consultation publique.

**Tableau 8 : Proposition de l'auditeur – CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique et intégrant l'impact du PLF 2021 (M€courants)**

en M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024
Demande de RTE	1 858	2 089	2 138	2 196	2 242
<b>Trajectoire auditeur ajustée</b>		<b>2 006</b>	<b>2 012</b>	<b>2 006</b>	<b>2 018</b>
Impact PLF 2021		-65	-68	-71	-74
<b>Trajectoire auditeur ajustée y.c. impact PLF 2021</b>		<b>1941</b>	<b>1944</b>	<b>1935</b>	<b>1944</b>

**Gestion des actifs :**

L'auditeur propose un ajustement à la baisse de -39 M€/an sur l'enveloppe dédiée à la gestion des actifs (-11,8 % par rapport à la demande de RTE de 333 M€/an en moyenne). L'auditeur a conservé la majorité des hypothèses de volumes de RTE en cohérence avec la doctrine validée par la CRE dans le cadre de son examen du SDDR. Il propose cependant d'ajuster la trajectoire de ce poste en révisant à la baisse les coûts unitaires demandés par RTE, en particulier ceux des sous-postes « Maintenance courante », « Politiques de maintenance récurrente » et « Politiques de réhabilitation et de remplacement ». En effet, l'auditeur constate que les coûts unitaires retenus par RTE sont très supérieurs aux coûts unitaires observés en 2019 indexés sur l'inflation.

**Analyse de la CRE**

La CRE partage l'approche globale de l'auditeur qui a majoritairement retenu les hypothèses de volumes d'activité présentés par RTE sur la gestion des actifs dans la mesure où cette politique vise à une meilleure optimisation à moyen/long terme entre les dépenses d'exploitation et les dépenses d'investissements. Toutefois, la CRE considère donc que la hausse des OPEX accordée doit nécessairement s'accompagner d'un cadre de régulation protégeant les utilisateurs en cas de non-réalisation des travaux et activités prévus par RTE dans son dossier tarifaire et met en place, à ce titre, un dispositif de régulation spécifique (cf. paragraphe 2.3.1.2).

S'agissant des hypothèses de coûts unitaires, la CRE partage également l'analyse générale de l'auditeur, mais a procédé à plusieurs adaptations, notamment sur l'élagage et les politiques correctives. Par ailleurs, RTE a apporté des justifications complémentaires concernant les mesures d'hygiène, la maintenance des stations de conversion,



la gestion des stocks de sécurité et d'exploitation nationaux et la sécurisation des postes électriques. Par conséquent, la CRE retient les demandes de RTE sur ces postes.

S'agissant des coûts unitaires de mise en peinture des pylônes et de réhabilitation des transformateurs de puissance, RTE n'a pas apporté de justifications quantitatives suffisantes pour expliquer la forte hausse anticipée de ces coûts unitaires. Pour autant, l'évolution des pratiques prévue par RTE pourrait effectivement donner lieu à des hausses de coûts unitaires supérieures à celles retenues. La CRE décide donc d'intégrer l'effet prix sur les coûts unitaires de ces sous-postes particuliers au CRCP à hauteur de 50 %. Ainsi, 50 % de l'écart avec les coûts unitaires de référence, définis dans l'annexe confidentielle 6, appliqué aux volumes réalisés par RTE sera couvert au CRCP.

La CRE retient un ajustement moyen de 29 M€/an par rapport à la demande de RTE et fixe ainsi la trajectoire moyenne pour le poste « gestion des actifs » à hauteur de 303 M€/an sur la période du TURPE 6.

### Systèmes d'information :

L'auditeur propose un ajustement à la baisse de -5 M€/an en moyenne sur la trajectoire des charges d'exploitation associées aux systèmes d'information (-3,6 % par rapport à la demande de RTE). L'auditeur propose de répartir essentiellement du niveau observé en 2019<sup>51</sup> indexé sur l'inflation ou sur les taux de croissance moyens observés sur les dernières années. L'ajustement recommandé par l'auditeur porte principalement sur deux sous-postes :

- licences : l'auditeur a procédé à un nouveau calcul de la trajectoire en conservant les mêmes hypothèses que RTE et aboutit à une trajectoire inférieure d'environ -2 M€/an ;
- Administration, Exploitation, Maintenance (AEM)<sup>52</sup> : l'auditeur ne retient pas de hausse sur ce poste par rapport au niveau observé en 2019 dans la mesure où RTE n'a pas justifié cette hausse par une décomposition au premier euro de sa trajectoire prévisionnelle.

### Analyse de la CRE

La CRE partage l'approche globale de l'auditeur sur le poste des charges d'exploitation liées au SI. En particulier, la CRE retient :

- l'intégralité de l'ajustement portant sur le coût des licences ;
- une partie de la trajectoire de RTE concernant les dépenses d'AEM, pour la part de la hausse effectivement justifiée par l'opérateur par l'arrivée des nouveaux *data centers* dont la mise en service va générer des dépenses supplémentaires d'AEM pour la période du TURPE 6.

En outre, la CRE retient deux ajustements complémentaires :

- exclusion des dépenses d'exploitation liées au projet Hermès hors périmètre INUIT (-1 M€/an), dans la mesure où ce projet n'a pas été approuvé par la CRE, au même titre que l'ensemble des projets de fibre<sup>53</sup> ;
- prise en compte des économies d'OPEX permises par le projet INUIT (cf. paragraphe 3.1.3.2), en cohérence avec l'évaluation réalisée par RTE dans la revue économique du projet (-2 M€/an en moyenne).

Ainsi, sur ce poste de charges d'exploitation liées aux Systèmes d'information, la CRE retient un ajustement moyen de -6 M€/an conduisant à une trajectoire moyenne de 135 M€/an pour la période du TURPE 6.

### Charges de personnel :

L'auditeur propose un ajustement à la baisse de -22 M€/an en moyenne sur l'enveloppe dédiée aux charges de personnel (-2,2 % par rapport à la demande de RTE).

L'ajustement proposé par l'auditeur porte principalement sur le sous-poste « Agents statutaires » et résulte de :

- la révision à la baisse de la croissance des effectifs proposée par RTE. L'auditeur propose d'indexer la hausse des effectifs sur l'augmentation du patrimoine et/ou des volumes d'actions de maintenance ;
- l'ajustement à la baisse des indices SNB<sup>54</sup> et GVT<sup>55</sup> en se fondant sur les moyennes historiques observées, de façon cohérente avec ce qu'il recommande pour Enedis ;

<sup>51</sup> Les dépenses d'exploitation associées aux systèmes d'information constatées au cours des années 2017, 2018, 2019 sont respectivement de 118 M€, 118 M€ et 125 M€.

<sup>52</sup> Il s'agit de dépenses de location de matériels, de maintenance logicielle et matérielle et de dépenses de main-d'œuvre pour la surveillance des applications et serveurs.

<sup>53</sup> Dans sa délibération de la CRE du 20 décembre 2018 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour l'année 2019

<sup>54</sup> SNB : salaire national de base. L'évolution de cet indice, qui constitue le paramètre essentiel de la rémunération principale, est déterminée dans le cadre de négociations de branche avec les partenaires sociaux.

<sup>55</sup> GVT : Glissement vieillissement technicité. Cet indice traduit l'évolution du coût moyen de la main-d'œuvre de RTE.



- la révision à la baisse des hypothèses d'intéressement et d'abondement en se fondant sur la moyenne observée entre 2017 et 2019, hors intéressements exceptionnels ;
- la révision à la baisse des hypothèses de rémunération complémentaire, s'agissant en particulier des primes à la mobilité.

#### Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse générale de l'auditeur, mais a procédé à plusieurs adaptations. La CRE partage notamment la proposition de l'auditeur de dimensionner les hausses d'effectifs en cohérence avec l'augmentation du patrimoine et/ou des volumes d'actions envisagés par RTE pour la prochaine période tarifaire.

En ce qui concerne les hypothèses d'évolution du SNB du régime des industries électriques et gazières, la CRE ne retient pas l'ajustement de l'auditeur, mais la demande de RTE. En revanche, la CRE retient l'ajustement de l'auditeur associé au taux de GVT [confidentiel] ainsi que l'ajustement de l'auditeur portant sur l'intéressement et l'abondement.

Ainsi, sur ce poste de charges, la CRE retient un ajustement moyen de -14 M€/an conduisant à une trajectoire de 1 003 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6.

#### Impôts et taxes :

L'auditeur propose un ajustement à la baisse de -4 M€/an en moyenne sur l'enveloppe aux impôts et taxes, soit un écart de -0,6 % par rapport à la demande de RTE. Cet ajustement concerne principalement la Contribution économique territoriale (CFE - CVAE<sup>56</sup>) et les taxes foncières pour laquelle l'auditeur procède à une analyse séparée de l'assiette et des taux prévisionnels de cotisation, en étudiant notamment l'historique des taux communaux et intercommunaux.

#### Analyse de la CRE

La CRE partage les ajustements de l'auditeur sur le poste « impôts et taxes ».

Ainsi, sur ce poste de charges, la CRE retient un ajustement moyen de -4 M€/an (hors impact du PLF 2021) conduisant à une trajectoire moyenne de 543 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 (tenant compte également de l'impact du PLF 2021).

#### Objectif d'efficience :

En complément de l'analyse poste à poste, l'auditeur a apprécié les charges et produits prévisionnels de RTE sur la base d'une analyse globale des CNE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique), afin d'évaluer l'évolution de l'efficience globale de RTE. L'auditeur a ainsi comparé le niveau d'efficience réalisé sur la période 2017-2019 aux niveaux d'efficience prévisionnels correspondant à la demande tarifaire de RTE ainsi qu'à la proposition de l'auditeur issue de l'analyse poste à poste. Cette analyse s'articule sur l'appréciation de l'évolution de deux ratios : « CNE à périmètre d'activités constant par kilomètre de lignes » et « CNE à périmètre d'activités constant par nombre de transformateurs ».

Afin d'obtenir les « CNE à périmètre d'activités constant », l'auditeur a déduit des CNE les charges et recettes résultant de contraintes exogènes ou trop imprévisibles ainsi que les postes faisant état d'une croissance du périmètre d'activité (par exemple, charges dues aux obligations légales de débroussaillage, charges au titre de la mise en peinture, indemnités, pénalités et abattements liés aux services système et à l'équilibrage, etc.).

Il ressort de l'analyse de l'auditeur que les deux indicateurs augmentent à euros constants sur la période du TURPE 6 conduisant à une dégradation par rapport à 2019 à hauteur de 5,7 % en 2024 pour le ratio « CNE à périmètre d'activités constant par kilomètre de lignes » et à hauteur de 3,5 % pour le ratio « CNE à périmètre d'activités constant par nombre de transformateurs ».

L'auditeur recommande donc un ajustement supplémentaire par rapport à la trajectoire proposée à l'issue de l'analyse poste à poste visant à retrouver en 2024 le niveau d'efficience mesuré en 2019 au travers des deux indicateurs considérés.

L'auditeur propose ainsi une baisse additionnelle de la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) d'environ -56 M€/an, laquelle correspond à un objectif de productivité sur les charges d'exploitation de l'opérateur de près de 1,7 %/an à partir de 2022.

<sup>56</sup> CFE : Contribution Foncière des Entreprises

CVAE : Contribution à la Valeur Ajoutée des Entreprises

Analyse de la CRE

La CRE considère que le principe d'un objectif d'efficience tel que proposé par l'auditeur est pertinent dans la mesure où il permet d'inciter l'opérateur à maintenir son niveau d'efficience globale. Les deux indicateurs retenus sont pertinents et couramment retenus dans les études de comparaison internationale des gestionnaires de réseaux. En outre, la performance de RTE sur ces indicateurs s'est améliorée entre 2017 et 2019 et il n'existe aucune raison pour qu'elle se dégrade pendant le TURPE 6 HTB étant donné que le périmètre de l'indicateur exclut les charges en forte hausse. La CRE considère toutefois que l'objectif proposé par l'auditeur est trop ambitieux. La CRE retient un ajustement moyen de -15 M€/an sur la période du TURPE 6.

Synthèse :

L'analyse de la CRE conduit à retenir une trajectoire de charges nettes d'exploitation de RTE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période du TURPE 6 de 2 001 M€/an en moyenne sur la période (évolution 2019-2021 de + 5,6 % et évolution annuelle moyenne de + 1,3 % sur la période 2021-2024). La trajectoire proposée par la CRE présente un écart de 165 M€/an par rapport à la demande de RTE de 2 166 M€/an dont 70 M€/an s'expliquent par la baisse des impôts de production.

La trajectoire de CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique retenue sur la période du TURPE 6 est la suivante :

en M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Demande de RTE (CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique)	1 858	2 089	2 138	2 196	2 242	2 166
		-125	-140	-185	-198	-162
Trajectoire de CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique	1 858	1 964	1 998	2 011	2 044	2 004

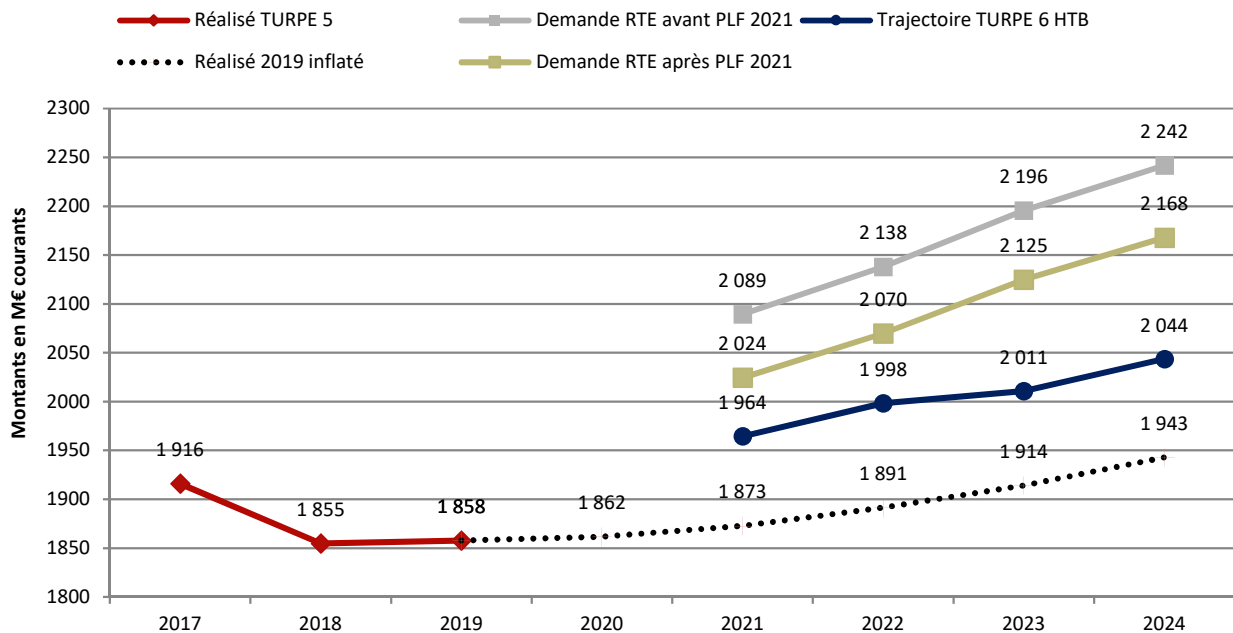


Figure 3 : Trajectoires des CNE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) (M€courants)



### 3.1.2.5 Synthèse

A titre de synthèse, le tableau suivant présente la trajectoire des charges nettes d'exploitation, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le TURPE 6 HTB.

**Tableau 10 : Trajectoire CRE - Charges nettes d'exploitation de RTE pour le TURPE 6 HTB**

M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Trajectoire CRE - CNE hors achats liés à l'exploitation du système électrique	1 858	1 964	1 998	2 011	2 044	2 004
Trajectoire CRE - achats liés à l'exploitation du système électrique	848	980	937	942	964	956
Trajectoire CRE - Charges nettes d'exploitation totales	2 706	2 944	2 936	2 953	3 007	2 960

La trajectoire retenue par la CRE :

- octroi à RTE :
  - les moyens de mener une politique de gestion des actifs volontariste en retenant ses hypothèses de volume d'opérations cohérentes avec le SDDR et devant permettre de maîtriser les investissements ;
  - une hausse de ses effectifs à due proportion de l'évolution des opérations de maintenance prévue et permettant de mener à bien les projets de raccordement de parcs éoliens en mer et d'interconnexions, les projets SI ;
  - les moyens de faire face à la croissance de ses besoins SI et en particulier des enjeux de cybersécurité, tout en tenant compte des économies permises par les projets précédemment engagés ;
  - les moyens de mener à bien une politique de R&D ambitieuse ;
- fait bénéficier les utilisateurs :
  - de la baisse des impôts de production décidée dans le cadre du projet de loi de finances 2021 ;
  - des réductions de coûts permises par certains investissements dans des projets SI ;
  - d'un effort de productivité supplémentaire durant la période du TURPE 6.

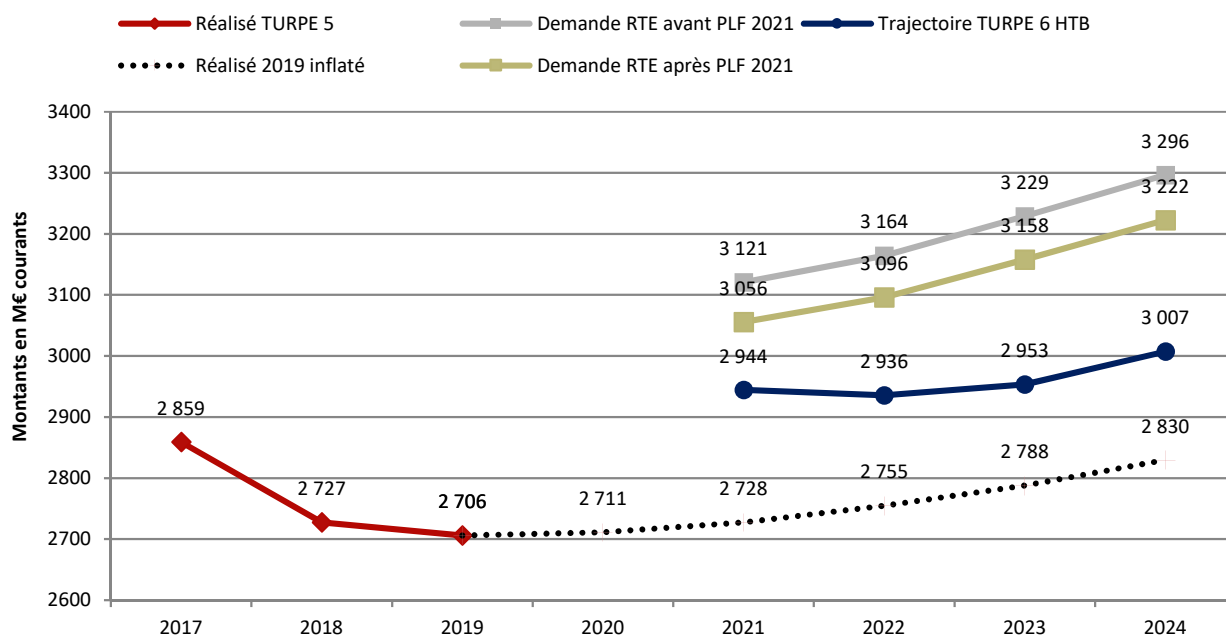


Figure 4 : Trajectoire des charges nettes d'exploitation (M€ courants)

### 3.1.3 Calcul des charges de capital normatives

#### 3.1.3.1 Coût moyen pondéré du capital (CMPC)

##### Demande de RTE

RTE a présenté une demande de coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 5,35 % nominal, avant impôts sur les sociétés, en baisse par rapport à celui du TURPE 5 HTB (6,125 %). RTE a par ailleurs demandé un taux de 2,55 % nominal, avant impôts sur les sociétés, pour la rémunération des IEC. Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par RTE auprès d'un consultant externe.

RTE demande une révision à la hausse du bêta de l'actif, à 0,45 contre 0,37 pour le TURPE 5 HTB. RTE justifie cette hausse par (i) l'accroissement des besoins d'investissements et la plus grande complexité des projets, (ii) l'évolution de la gestion du système électrique dans un contexte de transition énergétique, (iii) la variation potentielle du risque auquel RTE est exposé du fait des modifications du cadre de régulation, (iv) le mode envisagé de rémunération des IEC et des actifs en service totalement amortis, qui sont en augmentation et (v) le benchmark des bêtas de l'actif de comparables européens régulés réalisés par son consultant<sup>57</sup>.

##### Analyse préliminaire de la CRE

La CRE a examiné les différents paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital. Elle a fait réaliser une étude par un prestataire externe pour auditer la demande de rémunération de RTE. Cette étude a été publiée dans le cadre de la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020. A l'occasion de cette consultation publique, la CRE a publié une fourchette de CMPC envisagé de 4,2 % à 4,7 % nominal, avant impôts.

##### Consultation publique de la CRE

Parmi les contributeurs à la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, une majorité a accueilli favorablement la baisse du taux de rémunération envisagée par la CRE, et partage la nécessité de prendre en compte la baisse des taux d'intérêt sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés dans le calcul du CMPC. RTE et ses actionnaires ont quant à eux défendu une baisse plus modérée du taux de rémunération, notamment via une hausse du bêta, justifiée selon eux par un profil de risque en hausse (citant par exemple l'augmentation du volume d'investissements). RTE s'appuie sur les bêtas d'un panel de gestionnaires de réseaux régulés européens.

<sup>57</sup> Sur la base de son benchmark, le consultant mandaté par RTE présente une fourchette des bêtas de l'actif de comparables européens régulés de 0,33 à 0,41 en fonction de l'échantillon retenu et de la période de référence.

**Paramètres retenus pour le TURPE 6 HTB**

Pour la présente délibération, la CRE retient la valeur de 4,6 % comme CMPC nominal, avant impôts pour rémunérer la BAR de RTE. Les valeurs retenues par la CRE pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 11 : Paramètres du calcul des charges de capital du TURPE 6 HTB**

Paramètres du calcul des charges de capital	TURPE 5 HTB	TURPE 6 HTB	
Taux sans risque nominal	2,7 %	1,7 %	A
Spread de la dette	0,6 %	0,7 %	B
Bêta de l'actif	0,37	0,37	C
Bêta des fonds propres	0,73	0,78	$D = C \times (1+F)/(1-F) \times (1-G)$
Prime de risque de marché	5,0 %	5,2 %	E
Levier (dette/(dette+fonds propres))	60 %	60 %	F
Taux d'impôt sur les sociétés (IS)	34,43 %	26,47 %	G
Déductibilité fiscale des charges financières	75 %	100 %	H
Coût de la dette (nominal, avant IS)	3,7 %	2,4 %	$I = (A+B) \times (1-H \times G)/(1-G)$
Coût des fonds propres (nominal, avant IS)	9,7 %	7,8 %	$J = (A+D \times E)/(1-G)$
<b>CMPC (nominal avant IS)</b>	<b>6,125 %</b>	<b>4,6 %</b>	$I \times F + J \times (1-F)$

Par rapport aux valeurs retenues dans le TURPE 5 HTB, les principales évolutions portent sur :

- le taux sans risque retenu s'établit à 1,7 %. Il est en retrait de 100 points de base par rapport à celui retenu pour la période tarifaire du TURPE 5 (2,7 %). Cette baisse est justifiée par la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt.

La CRE appuie sa décision relative à la valeur du taux sans risque sur l'observation des rendements des obligations de l'Etat français (« OAT »), considérés comme les placements les moins risqués, sur une période de 10 ans, et pour des OAT de maturité 15 ans. Par rapport au TURPE 5 HTB, la maturité des obligations considérées a été portée de 10 ans à 15 ans. Cet allongement de la maturité vise à refléter au mieux les conditions de financement d'opérateurs comparables.

- le bêta de l'actif, fixé à 0,37, stable par rapport au niveau retenu pour la période précédente.

La CRE appuie sa décision relative à la valeur du bêta de l'actif sur les observations de marché et les bêtas de l'activité des opérateurs électriques en Europe. Elle prend également en considération le cadre de régulation de RTE qui continue à protéger le niveau du chiffre d'affaires de RTE contre la plupart des risques.

- par ailleurs, la CRE prend en compte les évolutions prévues par le projet de loi de finances pour 2021 qui confirme la baisse prévue du taux normal d'imposition sur les sociétés de manière progressive jusqu'en 2022 où un taux normal d'imposition sur les sociétés de 25,0 % s'appliquera uniformément à l'ensemble des sociétés. La CRE retient donc, pour la période du TURPE 6, un taux d'impôt sur les sociétés de 26,47 %, construit comme la moyenne des taux d'imposition sur les sociétés applicables à RTE sur la période 2021-2024. L'effet de cette baisse du taux d'imposition représente environ 20 points de base dans la baisse du CMPC du TURPE 6 HTB par rapport à celui en vigueur sur la période du TURPE 5.

Conformément à ce qui est exposé au paragraphe 2.1.2.3, les IEC sont rémunérées au coût de la dette nominal avant impôts, soit 2,4 %.

**3.1.3.2 Investissements**

**Demande de RTE**

La trajectoire des dépenses d'investissements présentée par RTE pour la période du TURPE 6 dans son dossier tarifaire mis à jour de juillet 2020 est marquée par une accélération des investissements, avec des dépenses moyennes de 2 149 M€/an sur cette période, alors qu'elles ont été d'environ 1 456 M€ en 2019, soit une hausse d'environ +50 %.

Les dépenses d'investissements envisagées par RTE au cours de la prochaine période tarifaire par rapport à la période tarifaire actuelle sont présentées dans le graphe ci-dessous :



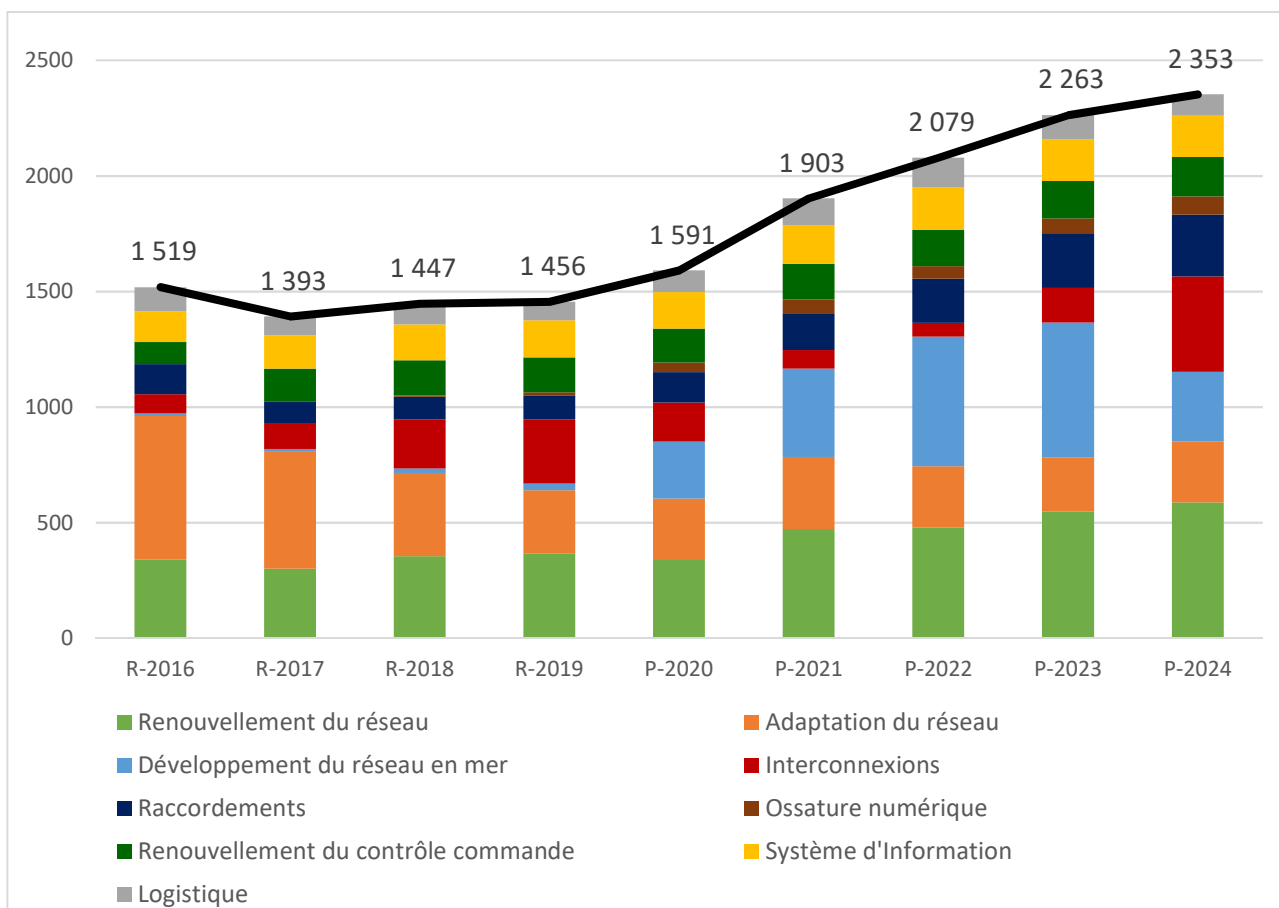


Figure 5 : Evolution des dépenses d'investissements de RTE (M€<sub>courants</sub>)

En particulier, RTE prévoit :

- une forte hausse des dépenses liées aux **raccordements des parcs éoliens en mer** (457 M€/an sur la période du TURPE 6 contre 29 M€ en 2019) et aux autres **raccordements** (213 M€/an sur la période du TURPE 6 contre 102 M€ en 2019), en particulier des énergies renouvelables terrestres ;
- une forte hausse des dépenses liées à **l'ossature numérique** du réseau (64 M€/an sur la période du TURPE 6 contre 15 M€ en 2019) liée à l'inclusion de projets de télécommunication pour un montant d'environ 40 M€/an sur la période tarifaire à venir ;
- une augmentation importante des dépenses d'investissements associées au **renouvellement du réseau** (522 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 contre 368 M€ en 2019). Comme prévu par le SDDR, les dépenses annuelles liées au renouvellement du réseau vont croître progressivement au fil de la période tarifaire, malgré la politique de gestion des actifs se traduisant par des hausses de charges d'exploitation qui doivent permettre de modérer les besoins de renouvellement ;
- une légère baisse des dépenses **d'adaptations** (268 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 contre 273 M€ en 2019) et des **interconnexions** (176 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6 contre 277 M€ en 2019). Ces dépenses sont notamment marquées par la finalisation du projet Savoie-Piémont et l'accélération des projets Celtic Interconnector et Golfe de Gascogne en fin de période tarifaire ;
- une hausse de +12 % pour les **systèmes d'information** (178 M€/an pour le TURPE 6 HTB contre 159 M€ en 2019). Cette hausse illustre l'enjeu majeur de ce poste pour la prochaine période tarifaire, qui est un des piliers du projet de transformation de RTE et revêt une importance majeure pour le bon fonctionnement du système électrique ;
- une hausse de +53 % sur **l'immobilier**, avec une demande moyenne à hauteur de 81 M€/an pour le TURPE 6 HTB contre 53 M€ en 2019. Cette hausse est portée par la construction des sièges régionaux de Lille et de Marseille (36 M€/an en moyenne) ainsi que par les projets prioritaires de restructuration ou reconstruction Groupes Maintenance Réseau (GMR) et Groupements de Postes (GDP) (24 M€/an en moyenne).



**Analyse de la CRE**

Les avis des parties prenantes à la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020 sont partagés. Si la majorité rappelle que les investissements dans les réseaux sont l'une des composantes nécessaires à l'atteinte des objectifs de la transition énergétique, d'autres craignent l'impact de la hausse des dépenses d'investissements sur la facture d'électricité.

Conformément à son examen du SDDR, la CRE considère qu'une hausse des investissements dans le réseau de transport d'électricité est rendue nécessaire par la transition énergétique et les besoins de renouvellement du réseau. Dans un tel contexte, il est d'autant plus important de s'assurer de la pertinence des choix d'investissements et de les réaliser au meilleur coût.

Par conséquent, la présente délibération introduit un plafond quadriennal accompagné d'une incitation financière portant sur certaines dépenses d'investissements de RTE pour la période du TURPE 6 afin d'inciter RTE à maîtriser et à prioriser ses investissements, tel que développé au paragraphe 2.3.2.1. Ce plafond est fixé à 3 967 M€<sub>courants</sub>.

Les projets ayant fait l'objet d'un refus de la CRE, tels que les projets d'infrastructures de télécommunication, dans le cadre de l'approbation par la CRE des programmes d'investissements de RTE, ne sont pas intégrés à la trajectoire d'investissements fixée par la présente délibération, ni au plafond d'investissements. Les projets de télécommunication concernés sont les suivants : le déploiement d'une infrastructure de télécommunication propre, Hermès, le réseau local de site et le complément INUIT. Le niveau d'investissements et du plafond pourrait être amené à évoluer dans le cas où des justifications satisfaisantes apportées par RTE conduiraient la CRE à approuver ces projets au cours de la période du TURPE 6.

Les projets de raccordements des parcs éoliens en mer et d'interconnexions à courant continu haute tension, qui présentent des montants unitaires élevés et dont le calendrier dépend largement de facteurs non maîtrisés par RTE, ne sont pas inclus dans le plafond quadriennal. Pour ces deux postes, qui sont nécessaires pour la transition énergétique, la CRE retient la trajectoire de dépenses d'investissements demandée par RTE.

Tel que rappelé précédemment, le plafond quadriennal est fixé à 3 967 M€<sub>courants</sub><sup>58</sup>.

**Tableau 12 : Dépenses d'investissements réseaux nettes de subventions intégrées au plafond (M€<sub>courants</sub>)**

M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	2024	Total TURPE 6
Dépenses d'investissements réseaux nettes de subventions intégrées au plafond	1 011	973	963	1 020	3 967

**Analyse des investissements « hors réseaux »**

Les investissements dits « hors réseaux » font l'objet d'une incitation portant sur les charges de capital (cf. paragraphe 2.3.2.5). L'objectif de ce mécanisme de régulation incitative, qui concerne les dépenses de systèmes d'information, d'immobilier et de véhicules légers, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre dépenses d'investissements et dépenses d'exploitation, est d'inciter RTE à optimiser globalement l'ensemble de ces charges dans l'intérêt des utilisateurs de réseaux.

Pour ce faire, une trajectoire de charges de capital correspondant aux dépenses prévisionnelles sur ces trois sous-postes est fixée en début de période tarifaire, et incitée à 100 %, de sorte que les gains ou les pertes sont intégralement conservés par l'opérateur.

L'auditeur a analysé la trajectoire prévisionnelle d'investissements associés à ces trois sous-postes dans la demande de RTE, afin d'en évaluer l'efficacité, et proposé des ajustements sur les investissements<sup>59</sup>.

La demande de RTE pour les investissements hors réseaux pour la période du TURPE 6 est rappelée ci-dessous :

<sup>58</sup> Pour rappel, cette trajectoire est indicative et ne sert qu'à réaliser le suivi expliqué au 2.3.2.1.

<sup>59</sup> Le choix de l'auditeur d'étudier la demande de RTE en termes de dépenses d'investissements, alors que la délibération TURPE 6 fixera *in fine* une trajectoire de charges de capital, permet d'analyser la demande de RTE toutes choses égales par ailleurs, en faisant abstraction des changements qui pourraient intervenir sur le taux ou le mode de rémunération de ces derniers.



**Tableau 13 : Demande de RTE - Investissements « hors réseaux » pour la période du TURPE 6 (M€<sub>courants</sub>)**

M€ <sub>courants</sub>	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
<b>Demande de RTE - investissements « hors réseaux »</b>	<b>215</b>	<b>257</b>	<b>288</b>	<b>261</b>	<b>247</b>	<b>264</b>
Systèmes d'information	159	167	186	180	179	178
Immobilier	53	86	98	77	63	81
Véhicules légers	4	5	5	5	5	5

S'agissant du poste SI, la trajectoire proposée par l'auditeur pour la période du TURPE 6 est inférieure d'environ -17 M€/an en moyenne à celle de RTE (soit -9 %). L'auditeur considère que certains projets non prioritaires, c'est-à-dire dont le besoin principal n'est pas lié à une contrainte réglementaire, une contrainte d'obsolescence ou une contrainte de sécurité, sont susceptibles d'être décalés d'une année, entraînant une baisse des dépenses sur la période du TURPE 6. L'auditeur a également recommandé de ne pas intégrer les dépenses associées à un projet de télécommunication que RTE avait inclus dans un de ses projets SI « hors réseaux » (le projet INUIT), dans la mesure où ce projet de télécommunication, au même titre que tous les projets de fibrage du réseau, n'avait pas été approuvé par la CRE<sup>60</sup>. Par ailleurs, l'auditeur considère que les nouveaux projets présentés par RTE entre sa demande initiale et sa demande mise à jour, ne sont pas prioritaires et peuvent être décalés au TURPE 7. Enfin, l'auditeur a également recalculé certaines trajectoires en conservant les hypothèses de RTE, conduisant à des ajustements mineurs, et appliqué une méthode standard pour re-dimensionner la trajectoire d'ajustements diffus de RTE, ces ajustements diffus permettant de prendre en compte les incertitudes, notamment sur les calendriers de déploiements, des projets SI.

S'agissant du poste immobilier, la trajectoire proposée par l'auditeur pour la période du TURPE 6 est inférieure d'environ -14 M€/an en moyenne à celle de RTE (soit -17 %). Une large majorité des ajustements apportés par l'auditeur concerne les projets dits « exceptionnels » et, dans une moindre mesure, les projets liés au domaine résidentiel :

- projet de construction de sites régionaux de Lille et Marseille : l'auditeur a réalisé un ajustement sur la trajectoire présentée par RTE, et retenu le site le moins coûteux pour Marseille ;
- projets de restructuration ou reconstruction de Groupes Maintenance Réseau (GMR) et Groupements de Postes (GdP) de RTE : l'auditeur a appliqué le coût unitaire moyen observé sur la période 2017-2019 pour chaque type d'opération ;
- autres projets exceptionnels : RTE avait identifié tardivement un projet de mise à niveau du système de climatisation des salles de dispatching que l'auditeur a jugé non essentiel pour la période du TURPE 6 et pouvant donc être décalé à la prochaine période tarifaire. Pour le projet de réaménagement des salles H24, l'auditeur a suggéré de se fonder sur un unique coût unitaire de travaux appliqué à l'ensemble des sites ;
- projet de rénovation du domaine résidentiel : l'auditeur a revu à la baisse l'objectif de RTE de rénovation annuelle de son parc résidentiel.

S'agissant des véhicules légers, la trajectoire proposée par l'auditeur pour la période du TURPE 6 correspond à une trajectoire moyenne de 4 M€/an contre 5 M€/an demandé par RTE, soit une baisse moyenne de -1 M€/an. A ce titre, l'auditeur a considéré que la croissance de la flotte de véhicules, expliquée par RTE par le développement de ses activités et la hausse des investissements sur le réseau, n'était pas justifiée.

Les avis des parties prenantes à la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020 sont partagés sur le niveau des trajectoires recommandé par l'auditeur, notamment concernant les systèmes d'information. Plusieurs acteurs attirent l'attention de la CRE sur le rôle essentiel des outils SI, qui vont permettre de répondre aux enjeux de transition énergétique impactant le développement du réseau et induisant un besoin accru de numérisation des processus internes à RTE. Ils souhaitent en outre que les ajustements qui seront retenus *in fine* sur les dépenses liées aux projets SI permettent à RTE de continuer à exploiter le système électrique dans des conditions satisfaisantes.

<sup>60</sup> Délibération de la CRE du 20 décembre 2018 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour l'année 2019. Dans sa demande pour le TURPE 6, RTE a inclus 6 M€/an en moyenne de charges d'investissement liées au projet Hermès dans le périmètre d'INUIT.



### **Analyse de la CRE**

La CRE partage globalement l'approche de l'auditeur sur les trois sous-postes d'investissements dits « hors réseaux ».

S'agissant des SI, la CRE retient un ajustement de -11 M€/an en moyenne par rapport à la demande de RTE (soit -6 %), correspondant à la prise en compte d'une partie des ajustements liés à la dé-priorisation de quelques projets pour lesquels RTE n'a pas apporté de justifications suffisantes et à la prise en compte des ajustements qui découlent de recalculs de trajectoires par l'auditeur. La CRE ne retient pas l'ajustement proposé par l'auditeur s'agissant du projet INUIT, dans la mesure où ces dépenses supplémentaires sont nécessaires à la matérialisation des bénéfices du projet. Toutefois, la CRE a corrigé en conséquence la trajectoire de charges d'exploitation de projets de télécommunication de façon à intégrer les économies permises par ce projet (cf. paragraphe 3.1.2.3). Enfin, la CRE ne retient pas l'ajustement proposé par l'auditeur sur la trajectoire d'ajustement diffus, considérant que la méthode utilisée par RTE est plus pertinente.

Au total, la CRE retient une hausse des investissements liés aux projets SI de près de 5 % en moyenne, à périmètre comparable, sur le TURPE 6 HTB par rapport à 2019. Cette décision matérialise l'enjeu fondamental que représentent, aux yeux de la CRE, les systèmes d'information de RTE pour le système électrique français. Le TURPE 6 HTB donne ainsi à RTE tous les moyens nécessaires pour contribuer à la transition énergétique et continuer à améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité.

S'agissant de l'immobilier, la CRE retient un ajustement de -7 M€/an en moyenne par rapport à la demande de RTE hors projets Lille et Marseille (soit -15 %) fondé sur l'analyse suivante :

- prise en compte de l'ensemble des ajustements sur les projets de reconstruction ou restructuration des Groupes Maintenance Réseau et Groupements de Postes, dans la mesure où les éléments fournis par RTE n'ont pas permis de justifier l'intérêt économique de certains projets significatifs et responsables de la hausse du coût unitaire et des volumes des différentes opérations ;
- rejet de la proposition d'ajustement de l'auditeur sur les deux autres projets exceptionnels (mise à niveau du système de climatisation des salles de dispatching et aménagement des salles H24) et sur le projet de rénovation du domaine résidentiel, les arguments que RTE a fait valoir auprès de la CRE pour justifier ses trajectoires étant pertinents.

Par ailleurs, s'agissant des projets de Lille et Marseille, depuis la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, RTE a informé la CRE d'un décalage du projet de Lille compte tenu d'un recours administratif lié au permis de construire et de sa volonté de lancer un nouvel appel d'offres pour le projet de Marseille suite à une rupture commerciale avec le promoteur retenu initialement. En conséquence, et compte tenu de l'incertitude sur le montant et le calendrier de ces deux projets, conformément au paragraphe 2.3.2.6, la CRE décide de ne pas les inciter au titre de la régulation incitative à la maîtrise des charges de capital hors réseaux, et retient les dernières chroniques d'investissement mises à jour par RTE. Ces investissements seront donc traités comme des investissements réseaux et seront soumis à la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets.

En outre, la CRE demande à RTE de la saisir à nouveau pour approbation de ces projets une fois ceux-ci matures.

S'agissant des véhicules légers, la CRE partage l'analyse de l'auditeur et retient donc un ajustement de -1 M€/an en moyenne par rapport à la demande de RTE.

L'ensemble des ajustements retenus par la CRE sur ces trois catégories « hors réseaux », excluant les projets de Lille et Marseille, représente -18 M€/an en moyenne par rapport à la demande de RTE hors projets Lille et Marseille (soit -8 %), et conduit à une trajectoire moyenne de 209 M€/an, comme présenté dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 14 : Investissements « hors réseaux » de RTE pour la période du TURPE 6 (M€courants)**

M€courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Demande de RTE - investissements « hors réseaux » (hors projets de Lille et Marseille)	220	239	230	220	227
Ajustement retenu par la CRE	-8	-18	-23	-24	-18
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>	<b>211</b>	<b>221</b>	<b>207</b>	<b>196</b>	<b>209</b>
Systèmes d'information	162	174	167	163	167
Immobilier (hors projets de Lille et Marseille)	45	43	36	28	38
Véhicules légers	4	4	4	4	4

**Tableau 15 : Investissements dans les projets immobiliers de Lille et Marseille**

M€courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Demande de RTE	38	49	31	28	36
Trajectoire retenue par la CRE	1	46	15	28	23

La présente délibération retient, pour les dépenses d'investissements de RTE pour le TURPE 6 HTB, la trajectoire synthétisée dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 16 : Trajectoire d'investissements retenue par la CRE (M€courants)**

En M€courants	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Adaptations	311	265	236	263	268
Développement du réseau en mer	383	560	582	303	457
Ossature numérique	46	16	18	16	24
Interconnexions	80	61	150	412	176
Raccordement	158	190	236	267	213
Renouvellement	473	479	548	588	522
Renouvellement du contrôle commande	153	157	162	170	161
Systèmes d'information	162	174	167	163	167
Immobilier et logistique	77	117	79	85	90
<b>Total</b>	<b>1 844</b>	<b>2 020</b>	<b>2 178</b>	<b>2 267</b>	<b>2 077</b>

### 3.1.3.3 Subventions et participations reçues de tiers relatives aux investissements

Les subventions et les participations reçues de tiers correspondent notamment aux subventions européennes reçues dans le cadre des projets d'interconnexions, à la quote-part des S3REnR et plus généralement aux quotes-parts supportées par les clients de RTE dans le cadre des raccordements au réseau. Dans son dossier tarifaire pour le TURPE 6 HTB, RTE envisage de percevoir les subventions et participations de tiers suivantes :

**Tableau 17 : Estimation des subventions et participations de tiers perçues par RTE (M€courants)**

En M€courants	2021	2022	2023	2024
Subventions et participations de tiers	226	234	323	482

Les subventions et des participations de tiers effectivement perçues par RTE seront déduites de la valeur des actifs intégrant la BAR.

### 3.1.3.4 Charges de capital normatives

Les montants prévisionnels de BAR et d'IEC retenus pour RTE pour la période du TURPE 6 sont les suivants :

**Tableau 18 : Base d'actifs régulés et immobilisations en cours (M€courants)**

En M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Base d'actifs régulés (BAR)	14 313	14 770	15 499	15 934	16 656	15 715
Immobilisations en cours (IEC)	1 979	2 500	2 405	2 669	2 789	2 591

Les montants prévisionnels retenus pour les CCN pour la période 2021-2024 sont les suivants :

**Tableau 19 : Trajectoire de charges de capital**

En M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Amortissements couverts par le tarif	859	946	978	1 027	1 080	1 008
Rémunération des actifs en service	877	679	713	733	766	723
Rémunération des IEC	73	60	58	64	67	62
<b>Total des charges de capital</b>	<b>1809</b>	<b>1 685</b>	<b>1 749</b>	<b>1 824</b>	<b>1 913</b>	<b>1 793</b>
<i>Dont CCN « hors réseaux » (hors projets de Lille et Marseille)</i>	148	189	207	223	235	213

Comme présenté au paragraphe 2.3.2.5, la CRE reconduit, pour la période du TURPE 6, un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital dites « hors réseaux ».

Les trajectoires prévisionnelles des BAR prises en compte dans le cadre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » sont les suivantes :

**Tableau 20 : Base d'actifs régulés « hors réseaux » (M€courants)**

En M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
BAR Systèmes d'information (au 01.01.N)	286	407	440	463	486	449
BAR Immobilier (au 01.01.N) (hors projets de Lille et Marseille)	251	299	329	354	368	337
BAR Véhicules légers (au 01.01.N)	22	22	20	18	17	20
<b>BAR totale « hors réseaux »</b>	<b>559</b>	<b>728</b>	<b>790</b>	<b>835</b>	<b>871</b>	<b>806</b>

Les trajectoires prévisionnelles des IEC prises en compte dans le cadre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » sont les suivantes :

**Tableau 21 : Immobilisations en cours « hors réseaux » (M€<sub>courants</sub>)**

En M€ <sub>courants</sub>	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
IEC Systèmes d'information (au 01.01.N)	215	214	218	232	225	222
IEC Immobilier (au 01.01.N) (hors projets de Lille et Marseille)	56	76	64	54	46	60
IEC Véhicules légers (au 01.01.N)	1	1	1	1	1	1
<b>IEC totales « hors réseaux »</b>	<b>273</b>	<b>291</b>	<b>284</b>	<b>287</b>	<b>272</b>	<b>283</b>

Les montants prévisionnels des charges de capital « hors réseaux » sont les suivants :

**Tableau 22 : Charges de capital « hors réseaux » (M€<sub>courants</sub>)**

En M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Charges de capital Systèmes d'information	143	159	174	185	165
<i>Rémunération Systèmes d'information</i>	24	25	27	28	26
<i>Amortissements Systèmes d'information</i>	120	134	147	158	139
Charges de capital Immobilier (hors projets de Lille et Marseille)	38	41	43	44	42
<i>Rémunération Immobilier</i>	16	17	18	18	17
<i>Amortissements Immobilier</i>	23	25	26	26	25
Charges de capital Véhicules légers	7	7	6	6	6
<i>Rémunération Véhicules légers</i>	1	1	1	1	1
<i>Amortissements Véhicules légers</i>	6	6	5	5	5
<b>Charges de capital totales « hors réseaux »</b>	<b>189</b>	<b>207</b>	<b>223</b>	<b>235</b>	<b>213</b>

### 3.1.4 Recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion et des mécanismes de capacité

En tant que propriétaire et gestionnaire d'interconnexions d'électricité entre la France et ses pays voisins, RTE perçoit des recettes tirées, d'une part, de l'allocation de capacités d'interconnexion et, d'autre part, des mécanismes de capacités mis en place en France et dans les pays frontaliers, au titre de la contribution de ses capacités d'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement.

Aux termes des dispositions de l'article 19 du règlement (UE) 2019/943<sup>61</sup>, les recettes tirées de l'allocation de capacités doivent être utilisées en priorité pour a) « garantir la disponibilité réelle des capacités allouées, y compris la compensation de fermeté » et b) « maintenir ou accroître les capacités d'échange entre zones ». Lorsque ces objectifs prioritaires ont été remplis, les recettes peuvent être prises en compte pour la fixation des tarifs d'accès au réseau. En ligne avec ces dispositions, les recettes d'interconnexion, de même que les coûts visant à garantir la

<sup>61</sup> Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité





fermeté des produits alloués, ainsi que les charges de capital des investissements permettant de maintenir ou d'accroître les capacités d'interconnexions, figurent au CRCP.

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a présenté la demande de RTE en matière de recettes d'interconnexion, intégrant à la fois les recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion et des mécanismes de capacité. Cette trajectoire correspondait à des recettes moyennes de 363 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6.

**Tableau 23 : Demande de RTE - Recettes d'interconnexion prévisionnelles sur la période du TURPE 6**

M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Recettes d'interconnexion	426	321	354	350	363

Cette trajectoire prévisionnelle a été mise à jour afin de tenir compte des dernières informations disponibles. En particulier :

- les hypothèses de différentiels de prix prévisionnels entre la France et ses voisins ont été mises à jour afin de tenir compte des cotations du 19 au 30 octobre 2020 ;
- les hypothèses de capacités disponibles ont été mises à jour afin de tenir compte de l'avancée des travaux de construction ou de maintenance de certains ouvrages (projet Savoie-Piémont, projet IFA2 et renforcement de l'axe Avelin-Avelgem-Horta notamment) ;
- les hypothèses de recettes tirées des mécanismes de capacité ont été mises à jour afin de tenir compte du résultat de l'enchère du 25 octobre 2020 portant sur le mécanisme de capacité français pour l'année 2022 et du résultat de l'enchère du mécanisme de capacité au Royaume-Uni pour les périodes de livraison d'octobre 2022 à fin-septembre 2024.

La mise à jour de ces hypothèses conduit à une trajectoire de recettes prévisionnelle équivalente à 366 M€/an en moyenne sur la période du TURPE 6.

La CRE retient cette trajectoire mise à jour pour l'élaboration du TURPE 6 HTB.

**Tableau 24 : TURPE 6 - Recettes d'interconnexion (M€<sub>courants</sub>)**

M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Recettes d'interconnexion	419	360	343	342	366

### 3.1.5 CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2021

Le montant total estimé du solde du CRCP de RTE au titre du TURPE 5 HTB à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé s'élève à +5,8 M€ en faveur de RTE, s'ajoutant donc au revenu autorisé du TURPE 6 HTB. Ce solde s'explique principalement par :

- des recettes tarifaires inférieures aux prévisions à hauteur de 304 M€ ; cet écart s'explique par l'aléa climatique observé sur les premiers mois de l'année 2020 et par l'impact de la crise COVID-19 sur la consommation d'électricité, correspondant à une baisse des quantités soutirées sur le réseau de RTE d'environ 30 TWh, soit -9 % par rapport aux quantités soutirées en 2019 ;
- des recettes d'interconnexion supérieures aux prévisions à hauteur de 120,4 M€ qui se décomposent en une baisse des recettes tirées de l'allocation des capacités d'interconnexion de 135 M€ par rapport aux prévisions, soit -32 %, et une hausse des recettes issues des mécanismes de capacité de 255,4 M€ (la prévision du TURPE 5 HTB intégrait une hypothèse de 11,9 M€ de recettes au titre du mécanisme de capacité anglais, mais n'intégrait pas de recettes en lien avec le mécanisme de capacité français) ;
- des achats liés à l'exploitation du système électrique inférieurs aux prévisions de 136 M€ ; cet écart s'explique en particulier par un coût prévisionnel des services système fréquence inférieur de 105 M€ aux prévisions ;
- des charges de capital inférieures aux prévisions de 71 M€, du fait de dépenses d'investissements en retrait, de façon récurrente, par rapport aux trajectoires prévisionnelles de RTE.

**Tableau 25 : Solde prévisionnel du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2021**

	Montant (M€ <sub>2020</sub> )
Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2020	2,8
Prise en compte de l'étalement de la franchise de l'immeuble Window en application de la délibération TURPE 5 HTB	20,1
Ecart prévisionnels en 2020 sur les postes inclus au périmètre du CRCP	-17,2
<i>dont écart anticipé sur les recettes tarifaires</i>	303,9
<i>dont écart anticipé sur les recettes d'interconnexion</i>	-120,4
<i>dont écart anticipé sur les achats liés à l'exploitation du système électrique</i>	-135,6
<i>dont écart anticipé sur les charges de capital</i>	-71,0
<i>dont écart anticipé sur la VNC des immobilisations démolies</i>	-4,7
<i>dont écart anticipé sur les indemnités services système</i>	19,3
<i>dont écart anticipé d'inflation sur les OPEX hors CRCP</i>	-8,8
Actualisation au taux sans risque de 2,70 %	0,1
<b>Solde prévisionnel du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2021 (M€<sub>2021</sub>)</b>	<b>5,8</b>

La CRE reconduit la méthode d'apurement du CRCP retenue pour le TURPE 5 HTB. Le solde du CRCP du TURPE 5 HTB, au 1<sup>er</sup> janvier 2021, sera ainsi remboursé au travers d'annuités constantes sur la période de quatre ans du TURPE 6 HTB, soit un montant de 1,5 M€/an s'ajoutant aux charges à couvrir.

Le montant du solde du CRCP de l'année 2020 pris en compte par la présente délibération est un montant provisoire. Le montant définitif sera pris en compte lors de l'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2022.

### 3.1.6 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2021-2024

Le revenu autorisé de RTE pour la période 2021-2024 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. paragraphe 3.1.2) ;
- les charges de capital normatives (cf. paragraphe 3.1.3) ;
- les recettes d'interconnexion (cf. paragraphe 3.1.4) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 1<sup>er</sup> janvier 2021 (cf. paragraphe 3.1.5).

Il se décompose de la manière suivante :

Tableau 26 : Revenu autorisé pour la période TURPE 6 HTB (M€courants)

En M€courants	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Achats liés à l'exploitation du système électrique	848	980	937	942	964	956
Charges nettes d'exploitation hors achats liés à l'exploitation du système électrique	1 858	1 964	1 998	2 011	2 044	2 004
Charges de capital normatives	1 809	1 685	1 749	1 824	1 913	1 793
Recettes d'interconnexion	-450	-419	-360	-343	-342	366
Apurement CRCP	29	1	1	1	1	1
<b>Revenu autorisé</b>	<b>4 094</b>	<b>4 212</b>	<b>4 326</b>	<b>4 435</b>	<b>4 580</b>	<b>4 388</b>

Le niveau moyen des charges à couvrir de RTE pour la période du TURPE 6 (CNE + CCN – recettes d'interconnexion) s'élèvera à 4 387 M€/an en moyenne. Il évolue ainsi, sur la période 2019-2024 de +2,4 % en moyenne par an, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de +2,3 % par an en moyenne, d'une hausse des CCN de +1,1 % par an en moyenne et d'une baisse des recettes d'interconnexion de -5,4 % par an.

Le revenu autorisé de RTE (charges à couvrir auxquelles s'ajoute l'apurement du CRCP) évolue en conséquence de +2,9 % entre 2019 et 2021, et de +2,8 % en moyenne par an sur la période du TURPE 6.

### 3.2 Hypothèses d'évolution des soutirages et des injections

#### 3.2.1 Evolutions constatées sur la période couverte par le TURPE 5 HTB

Le TURPE 5 HTB prévoyait sur la période 2017-2020 une stabilité des puissances souscrites et une évolution moyenne de l'énergie soutirée de -1,1 % par an, hors effet climat.

Sur la période 2017-2019, les puissances souscrites ont été inférieures de 4,6 GW par an en moyenne par rapport à la trajectoire prévisionnelle du TURPE 5 HTB, soit -4,8 %, car la prévision fournie par RTE pour l'élaboration du TURPE 5 HTB ne tenait pas compte de la suppression de la puissance souscrite pour les clients raccordés en HTB 3. L'énergie soutirée a été inférieure de 7,3 TWh par an en moyenne par rapport à la trajectoire prévisionnelle du TURPE 5 HTB, soit -1,7 %. En corrigeant des variations du climat, l'écart est de 6,7 TWh en moyenne. Cette baisse des soutirages plus importante que prévu s'explique principalement par les efforts de maîtrise de la demande en énergie et le développement plus rapide que prévu des énergies renouvelables raccordées sur le réseau public de distribution, dont la production réduit les soutirages nets des postes de distribution sur le réseau public de transport.

Pour 2020, les estimations des effets de la crise COVID-19 font état d'un écart entre les soutirages prévisionnels et réalisés de -27,5 TWh, soit -6,5 % hors effet climat, et de -29,9 TWh, soit -7,1 % avec effet climat.

Tableau 27 : Puissance souscrite et énergie soutirée sur le réseau de transport sur la période du TURPE 5

		2017		2018		2019		2020	
		Prév. TURPE 5	Réalisé	Prév. TURPE 5	Réalisé	Prév. TURPE 5	Réalisé	Prév. TURPE 5	Estimé
Puissances souscrites (GW)		95,5	90,9	95,5	90,5	95,5	91,3	95,5	86,2
Energie soutirée (TWh)	à climat réel	434,6	431,7	431,5	424,4	426,9	415,0	420,5	390,6*
	hors effet climat*		429,6		424,7		418,5		398,1*

\*inclut une première estimation de l'effet de la crise COVID-19

### 3.2.2 Demande de RTE

#### 3.2.2.1 Soutirages

RTE anticipe une diminution des soutirages d'énergie de 14,9 TWh, soit -3,6 % entre 2019 et 2021 en raison de l'effet du COVID-19. Sur la période 2021-2024, RTE prévoit une quasi-stabilité, qui s'explique par :

- une baisse structurelle liée à la poursuite du déploiement des solutions d'efficacité énergétique, ainsi qu'au développement de la production raccordée aux réseaux de distribution qui vient réduire la demande nette vue du réseau de transport, en partie compensée par une légère augmentation de la consommation des clients directs ;
- une diminution durable de la consommation du fait de la crise COVID-19, mais dont l'effet s'estompe progressivement.

**Tableau 28 : Trajectoire prévisionnelle des soutirages d'énergie 2021-2024 (source : RTE)**

En TWh	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Prévisions du dossier tarifaire initial (avril 2020)	415,0	410,7	406,9	404,3	403,0	406,2
Prévisions mises à jour (juillet 2020)	415,0	400,1	399,3	398,9	399,0	399,3
<i>Dont soutirages des GRD</i>	<i>345,1</i>	<i>332,5</i>	<i>331,7</i>	<i>331,3</i>	<i>331,2</i>	<i>331,7</i>

RTE prévoit, par ailleurs, que les puissances souscrites resteront globalement stables par rapport à la période précédente. L'effet du COVID-19 est comparativement moins marqué que sur les soutirages.

**Tableau 29 : Trajectoire prévisionnelle des puissances souscrites 2021-2024 (source : RTE)**

En GW	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Prévisions du dossier tarifaire initial (avril 2020)	91,3	90,9	90,8	90,6	90,6	90,7
Prévisions mises à jour (juillet 2020)	91,3	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6

#### 3.2.2.2 Injections

RTE prévoit une légère hausse des injections totales sur le réseau de transport<sup>62</sup> entre la période 2017-2019 et la période du TURPE 6 (2021-2024). RTE anticipe ainsi une baisse d'environ 0,2 % entre 2019 et 2021 puis une hausse de l'ordre de 0,8 % par an entre 2021 et 2024. Cette hausse s'explique principalement par le développement de la production EnR sur le réseau HTB1.

**Tableau 30 : Trajectoire prévisionnelle des injections 2021-2024 (source : RTE)**

En TWh	2019 Réalisé	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Injections totales	490,9	489,8	491,0	496,0	501,8	494,6
<i>Dont injections soumises à la composante d'injection (HTB3 et HTB2)</i>	<i>451,4</i>	<i>444,7</i>	<i>442,0</i>	<i>442,6</i>	<i>443,7</i>	<i>443,2</i>
<i>Dont injections non soumises à la composante d'injection (HTB 1)</i>	<i>39,5</i>	<i>45,1</i>	<i>49,0</i>	<i>53,4</i>	<i>58,1</i>	<i>51,4</i>

<sup>62</sup> Ces injections correspondent à l'ensemble de l'énergie injectée sur le réseau de transport par les producteurs directement raccordés au réseau de transport ainsi qu'aux refolements depuis les réseaux de distribution.

### 3.2.3 Analyse de la CRE

La CRE a procédé à une analyse des trajectoires des soutirages, des puissances souscrites et des injections présentées par RTE pour la période 2021-2024.

Lors de la préparation du dossier tarifaire, la CRE avait demandé aux opérateurs de se coordonner pour produire des prévisions reposant sur des hypothèses communes. Conformément à cette demande, RTE et Enedis se sont coordonnés pour présenter des trajectoires cohérentes.

La CRE considère que les prévisions de RTE sont cohérentes, à la fois avec les dernières valeurs réalisées et avec les évolutions en cours du système électrique. Ces évolutions découlent principalement du développement de la production décentralisée à partir de sources d'énergie renouvelable dans un contexte de demande stable. Ces hypothèses tiennent par ailleurs compte des impacts sur la consommation d'électricité et donc sur les soutirages sur le réseau de transport de la crise COVID-19, qui s'étendent jusqu'à 2024.

La CRE retient donc les hypothèses de RTE concernant les soutirages, les puissances souscrites et les injections. Ces hypothèses, notamment la baisse des soutirages, ont mécaniquement un effet à la hausse sur le tarif unitaire.

### 3.3 Prise en compte de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs

L'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, créé par l'article 157 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, prévoit qu'une réduction est appliquée sur les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité acquittés par les sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique.

Cet article dispose notamment que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité applicables aux sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique sont réduits d'un pourcentage fixé par décret par rapport au tarif d'utilisation du réseau public de transport normalement acquitté. Ce pourcentage est déterminé en tenant compte de l'impact positif de ces profils de consommation sur le système électrique ».

Le décret n° 2016-141 du 11 février 2016 relatif au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité précise les catégories de sites bénéficiaires de ce dispositif, les conditions auxquelles ces sites doivent satisfaire pour bénéficier d'un abattement de facture et le pourcentage d'abattement auquel ils peuvent prétendre.

L'article D. 341-11-1 du code de l'énergie, tel que modifié par le décret n° 2017-308 du 9 mars 2017 modifiant les dispositions relatives au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité, prévoit que « [p]our l'application du deuxième alinéa de l'article L. 341-4-2, une compensation est versée aux gestionnaires des ouvrages mentionnés au troisième alinéa du même article, autres que le gestionnaire du réseau public de transport, qui couvre les charges nettes qu'ils supportent du fait de l'application des dispositions de la présente section. Le montant de cette compensation est établi par la Commission de régulation de l'énergie au regard de la comptabilité du gestionnaire de réseau concerné ».

En application de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, le niveau du TURPE HTB prend en compte la perte de recettes que ce dispositif entraîne pour RTE.

Dans la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a indiqué que la perte de recettes due à ce mécanisme sur la période du TURPE 6 s'élèverait à 179 M€/an, soit l'estimation de RTE (173 M€) corrigée de l'évolution tarifaire et des évolutions de structure.

La CRE a mis à jour cette estimation afin de prendre en compte l'impact des nouvelles grilles tarifaires du TURPE 6 HTB. La trajectoire retenue par la CRE est présentée dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 31 : Abattement électro-intensifs (M€<sub>courants</sub>)**

En M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	2024	Moyenne TURPE 6
Abattement électro-intensifs	166	170	175	181	173

Ce poste impactant directement les recettes tarifaires de RTE, il est inclus au périmètre du CRCP.

### 3.4 Trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité

Le TURPE 5 HTB était caractérisé par une hausse initiale du niveau tarifaire de + 6,76 %, suivie d'une évolution à l'inflation. Pour ce qui est du TURPE 6 HTB, la CRE, attachée au principe de continuité tarifaire, souhaite éviter qu'une hausse au 1<sup>er</sup> août 2021 du niveau tarifaire, éventuellement combinée avec les effets des évolutions de la structure tarifaire, affecte trop fortement des utilisateurs de réseaux. Ainsi, l'évolution des termes tarifaires est lissée sur la période du TURPE 6 sur la base de la trajectoire des charges à couvrir et des hypothèses de soutirages, puissances souscrites et injections ainsi que sur les hypothèses en matière d'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs de la période tarifaire.

Les grilles tarifaires applicables au 1<sup>er</sup> août 2021 sont définies en section 5 de la présente délibération. Elles correspondent à une évolution moyenne sur l'ensemble des utilisateurs du TURPE 6 HTB qui s'établit à +1,09 % au 1<sup>er</sup> août 2021 par rapport aux grilles tarifaires actuellement en vigueur et à +1,57 % en moyenne par an sur l'ensemble de la période tarifaire, sur la base d'une hypothèse d'inflation moyenne sur la période de 1,07 % par an.

L'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2021, ainsi que les évolutions annuelles des grilles tarifaires sur les années 2022 à 2024, selon les principes définis au paragraphe 2.2.2, sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application des grilles tarifaires du TURPE 6 HTB soient égales, en valeur actualisée de 2021 à 2024, au revenu autorisé total sur la période.

Compte tenu de l'équilibre entre recettes tarifaires prévisionnelles et revenu autorisé sur la période 2021-2024 et des évolutions annuelles des grilles tarifaires, des écarts annuels entre recettes et revenu autorisé peuvent exister. La somme actualisée de ces écarts annuels sur la période est, par construction, égale à 0.

Ainsi, pour la période du TURPE 6, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants :

**Tableau 32 : Revenu autorisé et recettes tarifaires prévisionnels sur la période du TURPE 6**

en M€ <sub>courants</sub>	2021	2022	2023	2024	Valeur actuelle nette
Revenu autorisé prévisionnel	4 212	4 326	4 435	4 580	16 823
Recettes tarifaires prévisionnelles (hors apurement du solde du CRCP)	4 294	4 343	4 413	4 499	16 823
Écarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	82	17	-22	-82	0

A titre indicatif, les sous-jacents de cet équilibre tarifaire sont les suivants :

**Tableau 33 : Evolution prévisionnelle du TURPE HTB sur 2021-2024**

	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle entre l'année N-1 et l'année N	0,60 %	1,00 %	1,20 %	1,50 %
Facteur d'évolution X	0,49 %	0,49 %	0,49 %	0,49 %
Evolution prévisionnelle au 1 <sup>er</sup> juillet de l'année N (hors apurement du solde du CRCP)	1,09 %	1,49 %	1,69 %	1,99 %

## 4. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

La structure tarifaire correspond à la façon dont les coûts de réseaux sont affectés auprès des différents types d'utilisateurs, au travers de différentes composantes tarifaires. Cette allocation vise à faire payer à chaque utilisateur les coûts qu'il génère par son utilisation des réseaux d'électricité. En cherchant à réduire et à optimiser sa facture, l'utilisateur réduit les coûts qu'il génère pour le réseau, à court et à long terme.

Le rôle de la structure tarifaire est renforcé par la transformation du système électrique. Si la consommation annuelle d'électricité en France est globalement stable depuis plusieurs années (mise à part la baisse observée en 2020 en raison de la crise COVID-19), l'enjeu pour le réseau réside surtout dans la capacité à **satisfaire la pointe de demande électrique** principalement marquée du fait des usages thermosensibles (chauffage électrique). Par ailleurs, le **développement accéléré des parcs de production éoliens et photovoltaïques** ainsi que des nouvelles



technologies (le **stockage, le pilotage des véhicules électriques, la flexibilité**, etc.) posent de nouveaux défis tout en apportant aussi de nouvelles opportunités aux gestionnaires de réseaux.

Dans ce contexte, la CRE a engagé des travaux, afin de faire évoluer la structure tarifaire, pour lui permettre d'accompagner l'évolution des usages en reflétant correctement les coûts et bénéfices associés. Pour cela, la CRE s'est appuyée sur des données de réseaux plus fines, transmises par les opérateurs, ainsi que sur des courbes de charges transmises directement par les utilisateurs, en réponse aux diverses consultations de la CRE. En effet, compte-tenu des enjeux associés aux évolutions de la structure tarifaire, de la complexité des sujets à traiter ainsi que du besoin de visibilité exprimé par les acteurs, la CRE a très largement consulté sur les évolutions envisagées, au travers de trois consultations publiques traitant de la structure, menées entre mai 2019 et octobre 2020. Par ailleurs, la CRE publiera les données, les outils et modèles ayant permis la réalisation des travaux de structure, à l'exception de celles révélant des secrets protégés par la loi, afin de permettre aux acteurs de s'approprier au mieux les fondements et les conditions de mise en œuvre de ces évolutions.

## **4.1 Les enjeux de la tarification des réseaux**

### **4.1.1 Principes de tarification des réseaux**

La CRE construit les grilles tarifaires en respectant plusieurs principes fondamentaux :

- **Timbre-poste** : la tarification de l'accès au réseau est indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- **Péréquation tarifaire** : les mêmes tarifs d'utilisation du réseau s'appliquent sur l'ensemble du territoire national ;
- **Non-discrimination / reflet des coûts** : la tarification doit refléter les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- **Horo-saisonnalité** : conformément à l'article L. 341-4 du code de l'énergie, « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local [...].* ».

Dans ce cadre, la CRE considère qu'afin de répondre au mieux aux attentes des différentes parties prenantes, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent concilier les objectifs suivants :

- **Efficacité** : un signal tarifaire reflétant au mieux les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet d'optimiser les besoins d'investissements à long terme car cette information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements différents de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;
- **Lisibilité** : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. Les coûts du réseau varient dans le temps et dans l'espace, en fonction des congestions, du volume et du coût des pertes occasionnées. Un tarif reflétant parfaitement les coûts serait donc différent à chaque heure et en chaque point du réseau. Un tel tarif n'est pas envisageable, car trop complexe : il serait peu lisible et les coûts d'implémentation liés à sa mise en place dépasseraient vraisemblablement les bénéfices apportés. En conséquence, la structure tarifaire est définie de manière à atteindre le juste équilibre entre le reflet des coûts pour le réseau des décisions d'investissement et d'exploitation de l'ensemble des acteurs (producteurs, consommateurs ou stockeurs) et la lisibilité des tarifs à travers un nombre limité de coefficients tarifaires pertinents ;
- **Faisabilité** : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. L'exemple le plus significatif de ce critère est que les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis ;
- **Acceptabilité** : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de facture pour tout ou partie des utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les versions tarifaires actuelles ne reflètent qu'imparfaitement les coûts de réseau. Les modifications introduites par un nouveau tarif doivent être progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conservent une visibilité suffisante sur les évolutions du TURPE. En outre, les évolutions de structure ne doivent pas conduire à des modifications de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

Ces principes, inchangés depuis le TURPE 5, ont été soumis à l'appréciation des parties prenantes dans les consultations publiques de la CRE de mai 2019, mars 2020 et octobre 2020. Les répondants s'y sont révélés largement favorables, confortant cette approche pour la période du TURPE 6.

#### 4.1.2 Le reflet de l'horosaisonnalité des coûts de réseaux

Les coûts générés par l'utilisation des réseaux varient substantiellement en fonction de la période durant laquelle le réseau est sollicité. En effet, de façon schématique, l'augmentation de la consommation lorsque le réseau est peu utilisé n'induit qu'un surcoût limité pour les réseaux, lié à l'accroissement des pertes électriques principalement, alors qu'une augmentation de la consommation lorsque le réseau est chargé peut générer des congestions et induire, à terme, des besoins coûteux de renforcement du réseau.

Les réseaux de transport d'électricité sont principalement dimensionnés pour permettre les transits d'énergie pendant la pointe locale (pointe de la poche de réseau considérée) y compris en cas d'indisponibilité d'un ouvrage. Ainsi, les coûts de ces réseaux dépendent pour une part significative de la puissance transitée pendant les heures les plus chargées. Comme l'illustre la figure suivante, ces périodes les plus chargées ont principalement lieu en hiver.

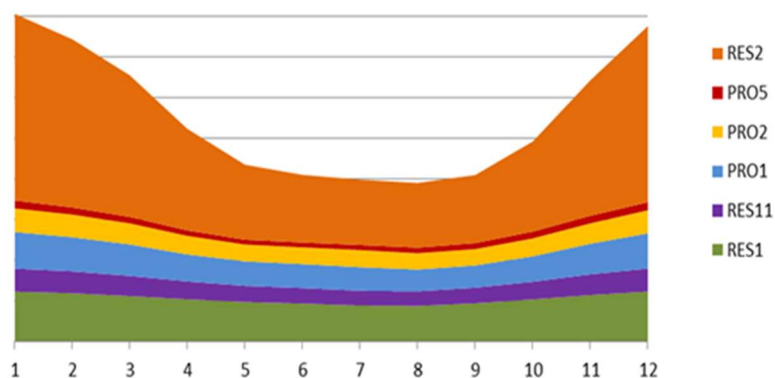


Figure 6 : Répartition en base 100 de la consommation française d'électricité des points de livraison raccordés en BT <36 kVA par mois et par segment (source : Enedis)

Ce phénomène est reflété par l'horosaisonnalité des tarifs : des tarifs différenciés selon l'heure de la journée et la période de l'année signalent aux utilisateurs que les coûts de réseau qu'ils engendrent ne sont pas les mêmes selon le moment de la sollicitation. En incitant les utilisateurs à adapter leurs usages pour optimiser leurs factures individuelles, ce système de tarif permet de coordonner les décisions d'exploitation et d'investissements des gestionnaires de réseaux et des utilisateurs. Il contribue ainsi à une meilleure efficacité économique pour la collectivité dans son ensemble. Cette approche a été employée historiquement, avec succès, sous la forme des offres de fourniture intégrées « heures pleines/heures creuses » afin de limiter les appels de charge les plus importants en début et en fin de journée et lisser ainsi la charge au niveau national au sein d'une journée. Le comportement des utilisateurs s'est adapté, par exemple avec la généralisation de l'asservissement des ballons d'eau chaude, à ce type de signaux tarifaires, générant sur le long terme d'importantes économies sur le dimensionnement du système électrique français.

#### 4.1.3 Une juste répartition puissance/énergie

La nécessité de fixer *ex ante* un tarif lisible et cohérent amène à effectuer des simplifications, tout en gardant l'objectif de limiter la pointe locale lors des périodes critiques pour le réseau.

La tarification à la puissance souscrite incite chaque utilisateur à limiter sa pointe individuelle et permet de ce fait de limiter la pointe de réseau. En ce sens, elle apparaît adaptée aux spécificités du réseau français. Toutefois, un tarif répercutant l'ensemble des coûts à la puissance souscrite serait contre-productif et induirait des transferts entre utilisateurs. En effet, les utilisateurs ne sont pas tous présents exactement de la même façon aux heures les plus chargées : à puissance de pointe égale, ceux présents le plus longtemps pendant les périodes les plus chargées génèrent plus de coûts de réseau que ceux présents pendant seulement une partie de ces dernières, ce qui est reflété dans la tarification à l'énergie soutirée.

Un des enjeux de la structure tarifaire consiste à trouver le juste équilibre entre tarification à la puissance et à l'énergie.

#### 4.1.4 Des évolutions de factures maîtrisées

Si l'envoi de signaux économiques est nécessaire pour maîtriser les coûts de réseaux et donc les factures sur le long terme, la CRE accorde également une vigilance particulière à l'acceptabilité des tarifs à plus court terme et donc aux évolutions de factures associées aux modifications de la structure tarifaire.

La CRE a pris en compte les craintes exprimées par certains acteurs, en réponse aux différentes consultations publiques, s'agissant de leurs évolutions de factures. Elle s'est assurée que les évolutions introduites pour la période TURPE 6 ne conduisent pas à court terme à des conséquences trop importantes ou brutales en termes de facturation pour les utilisateurs des réseaux. Elle a notamment mis en place un lissage sur 4 ans des différentes évolutions (cf. paragraphe 4.3.3.2). Les fournisseurs seront ainsi incités à progressivement prendre en compte ces évolutions dans leurs offres, ce qui génèrera des économies de réseaux substantielles, qui bénéficieront à la collectivité sur le long terme.

### 4.2 Maintien de la structure générale du TURPE 5 HTB

#### 4.2.1 Composantes tarifaires

En première approche, les « coûts des réseaux » supportés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution peuvent être classés de la façon suivante :

- les **coûts de gestion et du comptage** sont des coûts qui ne dépendent pas de l'usage du réseau en tant que tel, mais du type de service apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés (les coûts de la gestion clientèle, l'accueil téléphonique, la facturation et le recouvrement, l'entretien des dispositifs de comptage, de relève et de transmission de données de facturation, etc.) ;
- les **coûts d'infrastructures** sont des coûts fixes à court terme (mis à part les coûts de gestion des congestions, très faibles à ce jour), mais variables à long terme par le jeu des investissements ;
- les **coûts de compensation des pertes électriques** sont des coûts variables à court terme (et à long terme du fait des investissements). La contribution des utilisateurs à ces coûts dépend de l'énergie injectée et/ou soutirée aux différentes heures de l'année ;
- les **coûts des réserves**, correspondant aux coûts de la constitution des réserves d'équilibrage (réglage de la fréquence, reconstitution des services système, réserves rapide et complémentaire, reconstitution des marges), de l'interruptibilité ainsi qu'aux coûts du réglage de la tension ;
- les **autres coûts**, tels que les charges centrales et autres charges non affectées.

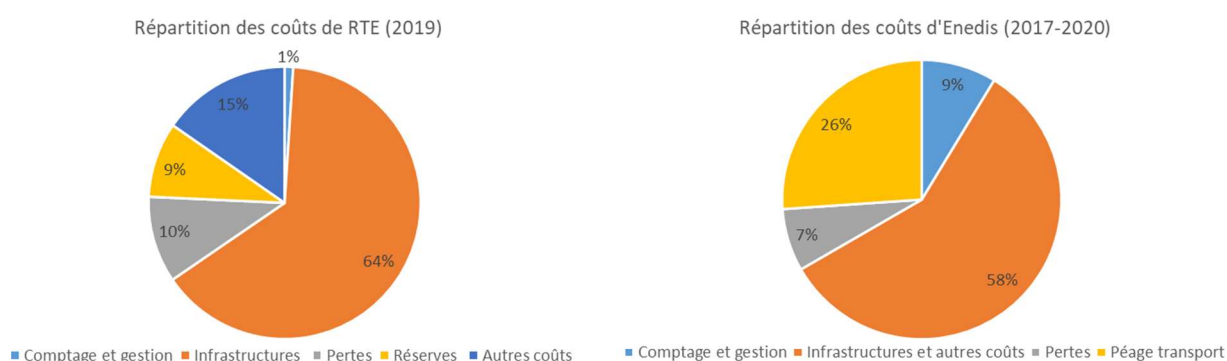


Figure 7 : Répartition illustrative des charges annuelles portées par RTE et Enedis (source : données RTE et Enedis, analyse CRE)

Ces coûts sont répercutés aux utilisateurs de réseaux selon un ensemble de composantes, différenciées par niveau de tension, qui sont les suivantes :

- des **composantes fixes** (€/an), qui couvrent les coûts de gestion et de comptage. Ces coûts ne dépendent pas de l'usage du réseau, mais du type de service apporté par les gestionnaires de réseaux en fonction des domaines de tension et des catégories d'utilisateurs concernés ;

- ii. une **composante de soutirage**, qui couvre les coûts d'infrastructure, les coûts de compensation des pertes, les coûts des réserves ainsi que les autres coûts non affectés par domaine de tension, tels que les charges centrales. Elle comporte :
  - a. des coefficients appliqués à la puissance souscrite (€/kW/an), qui reflètent la contribution de la puissance demandée par l'utilisateur aux coûts des infrastructures de réseau ;
  - b. des coefficients appliqués à l'énergie (€/kWh), qui reflètent, d'une part, la contribution de la durée d'utilisation de la puissance souscrite aux coûts des infrastructures de réseau et, d'autre part, la contribution de l'énergie soutirée aux coûts de compensation des pertes ;
- iii. une **composante d'injection (€/MWh)**, qui ne s'applique actuellement qu'aux injections sur le réseau de transport aux domaines de tension HTB 3 et HTB 2 et qui reflète la contribution de l'énergie injectée aux coûts de compensation des pertes générées sur le réseau français par l'électricité exportée ainsi qu'au coût de compensation des pertes facturées à RTE au titre du mécanisme transfrontalier ITC (*Inter TSO Compensation*) ;
- iv. des **composantes spécifiques** à certains services spécifiques : dépassements de la puissance souscrite, alimentation complémentaire et de secours, regroupement, énergie réactive, etc.

La CRE estime que le recouvrement des coûts selon les composantes présentées ci-dessus est approprié et a proposé, dans ses consultations publiques de mai 2019 et mars 2020, de maintenir ce découpage dans le prochain tarif. Les répondants s'y sont montrés largement favorables. La CRE décide de conserver pour la période du TURPE 6 les mêmes composantes tarifaires que pour le TURPE 5.

#### 4.2.2 Forme des grilles

La CRE avait procédé dans le TURPE 5 à une simplification des grilles tarifaires pour aller vers un modèle dans lequel les utilisateurs en haute tension (HTB et HTA) se voient appliquer un tarif à 5 plages temporelles, et les utilisateurs en basse tension un tarif à 4 plages temporelles, fonction des saisons et des heures, avec des versions tarifaires dépendant de la durée d'utilisation.

Dans ses consultations publiques de mai 2019, mars 2020 et octobre 2020, la CRE a proposé de maintenir la forme générale des grilles, en indiquant qu'à la suite de l'harmonisation des grilles tarifaires instaurée par le TURPE 5, les grilles en vigueur constituent un bon équilibre entre les principes de tarification. Les répondants s'y sont montrés largement favorables. La CRE décide de retenir cette proposition pour la période du TURPE 6.

Dans sa consultation publique de mai 2019, la CRE a proposé d'introduire une possibilité de flexibilité locale quant à la définition des heures creuses, des heures pleines et des saisons basse et haute pour le tarif des domaines HTB 1 et HTB 2, sur le modèle de la flexibilité introduite pour le tarif du domaine HTA dans le TURPE 5. La CRE décide de retenir cette proposition pour la période du TURPE 6 (cf. 5.2.1.4.2 et 5.2.1.4.3).

Par ailleurs, sur le niveau basse tension  $\leq 36$  kVA (particuliers et petits professionnels), des options sans différenciation saisonnière avaient été maintenues, en raison de la proportion encore limitée de compteurs Linky déployés pendant la période du TURPE 5 et dans un souci de progressivité des évolutions. La CRE a indiqué dans ses différentes consultations souhaiter faire disparaître ces options d'ici la fin du TURPE 6. Les acteurs s'y sont montrés globalement favorables.

Dès lors, la forme des grilles retenue pour la période TURPE 6 par niveau de tension est résumée dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 34 : Tableau 1. Forme des grilles tarifaires par domaine de tension**

	Heures chères		Heures peu chères			
	Heures de pointe	Heures Pleines Saison Haute	Heures Creuses Saison Haute	Heures Pleines Saison Basse	Heures Creuses Saison Basse	
HTB3			✓			Un tarif à l'énergie sans différenciation temporelle
HTB2 et HTB1	✓	✓	✓	✓	✓	Trois versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, moyenne utilisation, longue utilisation).
HTA	✓	✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, longue utilisation).
BT > 36 kVA		✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires sont proposées (courte utilisation, longue utilisation).
BT ≤ 36 kVA		✓	✓	✓	✓	Deux versions tarifaires 4 plages temporelles sont proposées (courte utilisation, moyenne utilisation).
				✓(*)	✓(*)	Une option à Différenciation Temporelle est proposée en version moyenne utilisation (MU DT, ou Heures Pleines/Heures Creuses) jusqu'à 2023. (*) : pas de différenciation saisonnière.
			✓			Une option sans différenciation saisonnière proposée en version Courte Utilisation (CU, ou Base) jusqu'à 2023 et en version Longue Utilisation (LU).

### 4.3 Evolution de la structure du TURPE 6 HTB

La structure tarifaire du TURPE 6 repose sur les mêmes principes que celle des tarifs précédents, avec, notamment, la conservation des différentes composantes (comptage, gestion, soutirage ...) et de la forme des grilles.

Les travaux menés par la CRE, en collaboration avec les gestionnaires de réseaux et sur la base des données détaillées qu'ils ont fournies, visent à orienter les décisions des utilisateurs des réseaux électriques en leur véhiculant des signaux-prix pertinents, reflétant les coûts que génère pour la collectivité leur utilisation des réseaux, dans le respect du principe de péréquation tarifaire.

#### 4.3.1 Composante de gestion

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès au réseau couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement.

D'après les éléments fournis par RTE, les charges de gestion de ses clients sur la période 2015-2018 se sont élevées à 37 M€ par an, alors que les revenus issus de la composante de gestion ont représenté 31 M€ par an. Dans la consultation publique de mai 2019, la CRE envisageait donc d'augmenter la composante de gestion des utilisateurs raccordés au réseau de transport de l'ordre de 18 % afin de mieux couvrir l'assiette de coûts correspondante. La composante de gestion ayant déjà augmenté de 11 % entre 2016 et 2020, la CRE a proposé dans la consultation publique d'octobre 2020 de l'augmenter de 6 %.

Les répondants à la consultation publique sont globalement favorables à la hausse de cette composante afin de couvrir les charges de gestion de RTE, certains acteurs jugeant toutefois cette hausse trop élevée.

La CRE considère que la hausse de la composante de gestion est nécessaire au juste reflet des coûts de gestion de RTE. En conséquence, la composante de gestion du TURPE 6 HTB est réévaluée au niveau de 9 404 € par an, permettant de couvrir l'assiette de coûts correspondante de 37 M€ par an, soit une hausse de 6,2 % par rapport au TURPE 5 HTB du 1<sup>er</sup> août 2020.

#### 4.3.2 Composante de comptage

La composante de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de comptage, les coûts d'entretien et, le cas échéant, de location des dispositifs de comptage.

La trajectoire prévisionnelle élaborée par RTE montre une augmentation des coûts de comptage pendant la période 2015-2022 liée notamment au lancement du projet « Comptage Fil de l'Eau », puis une diminution à partir de 2023 liée principalement à la baisse des charges de capital associées à ce projet. En 2021, les charges de comptage atteindraient leur niveau maximal de 30 M€ et les revenus issus de la composante de comptage seraient de 25 M€.

En 2025, cet écart serait entièrement résorbé. Le caractère transitoire de cet écart conduit la CRE à garder inchangé le niveau de la composante de comptage du TURPE 6 HTB par rapport au TURPE 5 HTB. Elle est seulement réévaluée du pourcentage de hausse fixée au 1<sup>er</sup> août 2021.

### 4.3.3 Composante de soutirage

#### 4.3.3.1 Méthode de construction de la composante de soutirage

La CRE a consulté les acteurs sur les évolutions envisagées s'agissant de la construction de la composante de soutirage, en mars et octobre 2020. Les acteurs s'y sont montrés globalement favorables. Certains acteurs, dont les gestionnaires de réseaux, sont particulièrement favorables aux évolutions de méthodologie étudiées dans la mesure où celles-ci mettent en évidence un coût de desserte et font augmenter la part puissance des tarifs. A l'inverse, certains consommateurs ont fait part de leur inquiétude, notamment vis-à-vis des conséquences sur leurs factures de la hausse de la part puissance.

La CRE retient, pour la période du TURPE 6, les évolutions présentées en consultation publique, mais a procédé à quelques adaptations pour répondre aux craintes légitimes exprimées par les acteurs (cf. paragraphe 4.3.3.2).

Comme indiqué précédemment, la méthodologie retenue pour le TURPE 6 s'appuie sur les données transmises par les gestionnaires de réseaux, qui décrivent leurs coûts, leurs réseaux et les flux d'énergie plus finement que celles transmises pour le TURPE 5, ainsi que sur l'analyse des courbes de charges transmises directement par les utilisateurs de réseaux en réponse à la consultation publique d'octobre 2020. Elle s'inscrit dans la continuité de la méthode utilisée pour le TURPE 5, tout en affinant certaines étapes de calcul, en particulier :

- la détermination d'une fonction de coût avec effets d'échelle ;
- la prise en compte d'un coût de desserte ;
- l'estimation d'un coût d'infrastructure local ;
- la tarification fondée sur le calcul de coûts marginaux d'infrastructure ;
- l'affectation des coûts de compensation des pertes électriques et des réserves d'équilibrage suivant les transits d'énergie entre les niveaux de tension.

La nouvelle méthode, détaillée dans l'annexe 7, permet notamment de mieux refléter les coûts de desserte des clients, peu dépendants de leur usage effectif du réseau. Le coût de desserte représente l'ensemble des coûts liés à la couverture géographique du réseau pour alimenter tous les utilisateurs, aux déplacements pour intervenir sur toute l'étendue de ce réseau (en prenant en compte le comptage évolué qui réduira ces déplacements), et aux contraintes ou exigences réglementaires spécifiques liées à l'étendue physique d'un réseau.

Dans le TURPE 5, la catégorie des coûts liés à la desserte n'était pas identifiée en raison notamment des limitations des données alors disponibles. Le modèle retenu lors de l'élaboration du TURPE 5 reposait sur une vision nationale, avec la pointe comme seul facteur explicatif des coûts d'infrastructure.

Dans le TURPE 6, la construction des tarifs distingue :

- la puissance foisonnée (puissance de pointe locale liée à la somme des courbes de charge des utilisateurs) comme facteur explicatif des coûts liés à la puissance de pointe du réseau à l'échelle locale,
- et la puissance non foisonnée (somme des puissances individuelles des utilisateurs, prise comme un proxy de leur nombre) comme facteur explicatif des coûts liés à la desserte.

Les principales étapes de la méthode sont les suivantes :

- Etape 1 – étude économétrique des coûts d'infrastructure : cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données de chaque poche de réseaux, à :
  - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
  - déterminer les variables les plus à même d'expliquer les variations de coûts entre les poches ;
  - en déduire une fonction de coût, permettant d'obtenir des coûts marginaux par rapport aux différents inducteurs de coûts ;
- Etapes 2 et 2 bis – pour les deux principaux inducteurs de coûts sélectionnés (nombre d'utilisateurs, représentant les coûts de desserte, et puissance « foisonnée » transitant dans chaque poche, représentant les coûts de la pointe), l'étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux locaux en coefficients tarifaires nationaux à la puissance souscrite et à l'énergie soutirée, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue ;



- Etape 3 – recalage et répercussion des coûts annexes : cette étape consiste tout d’abord recalculer les coefficients tarifaires de façon homothétique pour égaliser les recettes d’infrastructure et les charges à couvrir de chaque domaine de tension, puis à prendre en compte les coûts annexes (pertes, réserves, HTB 3) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d’ensemble ci-dessous :

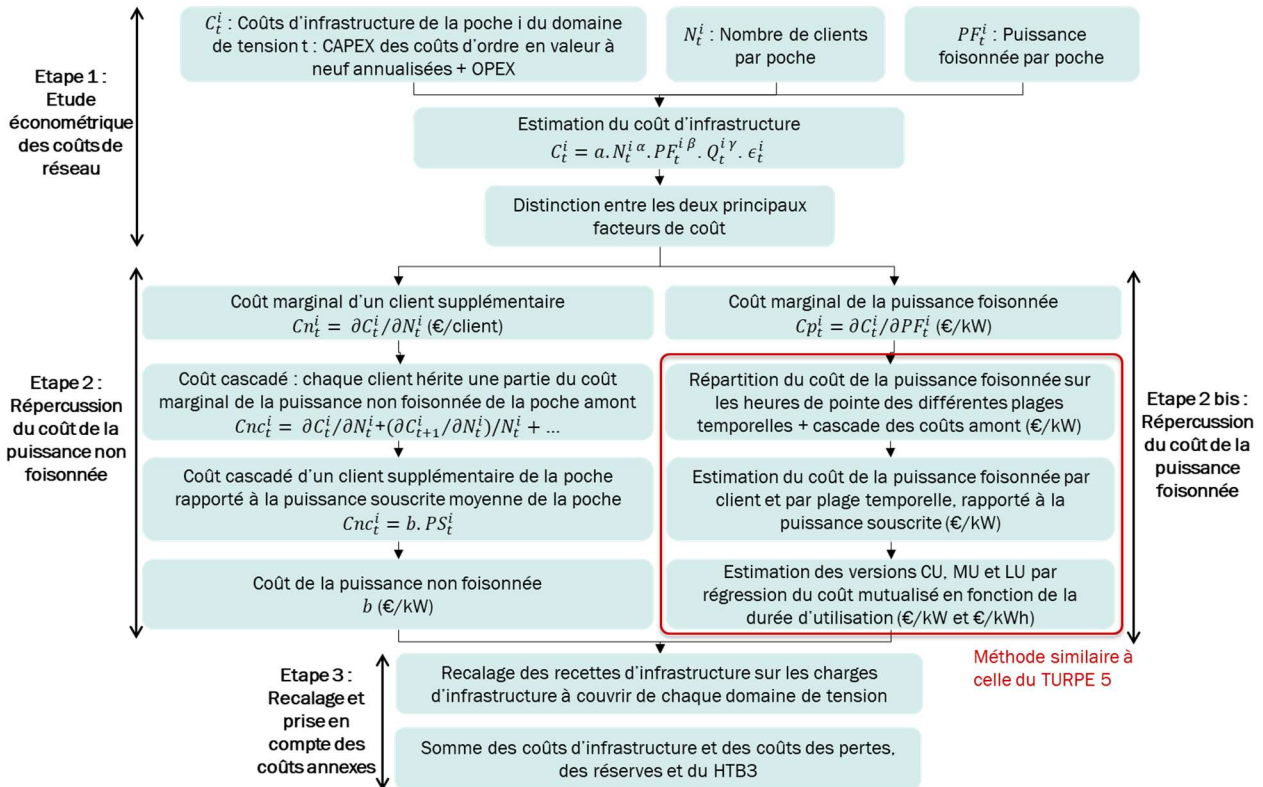


Figure 8 : Etapes de la méthode retenue pour le TURPE 6

L’allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, l’ensemble des niveaux de tension amont (cascade des coûts). Par ailleurs, pour le réseau HTB 3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées.

#### 4.3.3.2 Effets de l’évolution de la méthode et lissage des évolutions en HTB 1 et HTB 2 sur 4 ans

Ces évolutions conduisent, par rapport au TURPE 5 et à niveau tarifaire global constant, à des changements des grilles tarifaires et des factures de certains utilisateurs :

- une augmentation de la part puissance, notamment pour les utilisateurs choisissant la version tarifaire courte utilisation. La prise en compte des coûts de desserte (au travers d’une hausse de la tarification à la puissance souscrite, de la même manière, pour chaque niveau de tension - hors HTB 3 - sur toutes les versions tarifaires et toutes les plages temporelles), ces derniers étant largement indépendants de l’usage effectif des réseaux, conduit nécessairement à des hausses de facture en proportion plus importantes pour les utilisateurs ayant les durées d’utilisation les plus courtes. La CRE s’est néanmoins assurée que ces hausses restent soutenables pour toutes les catégories d’utilisateurs (cf. paragraphe 4.1.4) ;
- un ajustement de la différenciation tarifaire entre les saisons et entre les heures de la journée afin de mieux correspondre à la réalité des profils de charge des réseaux d’aujourd’hui :
  - les coefficients à l’énergie sont moins élevés en saison basse et plus élevés en saison haute, pour les niveaux de tension HTA et BT : la méthode retenue par la CRE pour la tarification des coûts d’infrastructure dans le TURPE 6, en s’appuyant sur le principe du coût marginal, conduit en effet à attribuer la majorité des coûts d’infrastructure aux heures critiques pour le réseau, plus fortement que pour le TURPE 5. Les heures de forte consommation se trouvent la plupart du temps



en saison haute, ce qui a pour effet principal de réduire le coût des heures de saison basse. Ainsi, la méthode aboutit à une plus grande différenciation temporelle des coûts d'infrastructure alloués aux coefficients appliqués à l'énergie soutirée ;

- à l'inverse, la différenciation temporelle est moins marquée pour les niveaux plus élevés (HTB 1 et HTB 2) sauf pour les utilisateurs dont la durée d'utilisation est la plus courte : en effet, la méthode retenue par la CRE pour le TURPE 6 tarifie désormais de façon distincte les coûts d'infrastructures et les coûts annexes. Ces derniers, qui incluent les coûts de compensation des pertes et des réserves, présentent une différenciation temporelle atténuée par rapport à celle des coûts d'infrastructure (les volumes des pertes HTB et des réserves variant moins que les soutirages, les taux de pertes HTB et de réserves sont notamment plus élevés en saison basse). Ces coûts annexes, qui représentent de l'ordre de 2 Md€ par an, soit environ 13 % des charges couvertes par le TURPE HTB et le TURPE HTA-BT, sont, en proportion, plus élevés sur les hauts niveaux de tension. Par conséquent, pour ces niveaux de tension, la prise en compte des coûts annexes induit des hausses des coefficients à l'énergie en été pour les utilisateurs longs en HTB 2 et HTB 1 et les utilisateurs moyens en HTB 2. Par rapport au TURPE 5, l'effet total est une diminution de la différenciation temporelle pour les niveaux HTB 2 et HTB 1 (sauf pour les utilisateurs en version courte utilisation). Depuis la consultation publique d'octobre 2020, la CRE a toutefois pris en compte la saisonnalité des prix des différentes réserves (les prix de marché étant plus élevés en saison haute), ce qui conduit à augmenter la différenciation temporelle entre la saison basse et la saison haute par rapport aux grilles présentées dans la consultation publique ;
- la différence entre heures pleines et heures creuses est moins marquée : lorsque des usages sont pilotés vers les heures creuses, la différence de sollicitation du réseau entre heures pleines et heures creuses se réduit, notamment avec les chauffe-eau à accumulation qui sont en mesure de transférer une part importante de la consommation durant les heures creuses. On constate ainsi que les réseaux sont également fortement utilisés durant une partie des heures creuses de saison haute. Cela se traduit par une réduction de la différenciation entre les heures pleines et creuses en saison haute, car ce phénomène n'avait pas été pris en compte dans le TURPE 5. Cette forte sollicitation des réseaux en heures creuses de saison haute, notamment dans les poches résidentielles, qui pourrait localement s'accroître avec la recharge pilotée des véhicules électriques, nécessite d'ailleurs une vigilance particulière des gestionnaires de réseaux de distribution. Un des enjeux à l'avenir sera notamment de placer correctement les heures creuses, en fonction des spécificités locales de chaque poche.

Le dimensionnement du réseau du domaine de tension HTB 3 n'est pas directement lié aux pointes de soutirage, mais aux transits interrégionaux et internationaux qui dépendent des équilibres locaux entre la production et la consommation. En plus des coûts d'infrastructure et de compensation des pertes, la composante de soutirage issue de la nouvelle méthode est désormais calculée en tenant compte explicitement du coût des réserves. Cette évolution conduit à une augmentation de la composante de soutirage HTB 3 de +3 %, légèrement supérieure à la réévaluation générale des grilles tarifaires au 1<sup>er</sup> août 2021.

Dans l'ensemble, les acteurs se sont montrés favorables aux propositions faites par la CRE lors des consultations de mai 2019, de mars 2020 et d'octobre 2020. En particulier, dans leur réponse à la dernière consultation publique, de nombreux acteurs sont favorables à la hausse de la part puissance des tarifs afin d'accompagner l'évolution des usages liée à la transition énergétique. Certains acteurs souhaitent que cette hausse de la part puissance des tarifs se poursuive pour les prochaines périodes tarifaires. RTE souligne plusieurs améliorations par rapport à la méthodologie utilisée pour élaborer la structure du TURPE 5, et notamment la meilleure prise en compte des inducteurs de coûts de réseau et des facteurs expliquant les variations de coûts selon les poches de réseau, à travers la spécification et le calage d'une fonction de coût d'infrastructure. RTE considère également que l'augmentation de la part puissance est une évolution qui va dans le bon sens dans un contexte de baisse structurelle de l'énergie soutirée et de stabilité des puissances souscrite. L'UFE est favorable à l'évolution méthodologique basée sur les coûts marginaux de long terme permettant de distinguer un coût de desserte.

A contrario, certains industriels sont défavorables à l'évolution proposée dans la mesure où celle-ci peut engendrer des évolutions de factures conséquentes pour certains sites de consommation. Comme explicité dans l'annexe 4, les consommateurs concernés par une augmentation de facture liée à l'évolution de la structure tarifaire sont les utilisateurs à courte durée d'utilisation (ratio énergie soutirée / puissance souscrite faible) et dans une moindre mesure les utilisateurs à longue durée d'utilisation (ratio énergie soutirée / puissance souscrite élevée). Les utilisateurs les plus courts, pour lesquels les coefficients à la puissance souscrite augmentent fortement, considèrent que l'augmentation de facture induite par la structure du TURPE 6 HTB est excessive. Les utilisateurs les plus longs considèrent que la baisse de la différenciation temporelle va à l'encontre de la contribution des tarifs à la réduction de la consommation en période de pointe.

Le changement de la méthodologie de construction de la composante de soutirage peut entraîner des évolutions qui restent importantes pour certains types d'utilisateurs, notamment les plus courts. Afin que l'ensemble des acteurs soient en mesure d'adapter en conséquence leurs habitudes de soutirage et leur stratégie d'optimisation de choix de version et de puissance souscrite, la CRE décide d'appliquer progressivement le changement de méthodologie sur la période tarifaire du TURPE 6 HTB pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2. Ce lissage est réalisé de manière linéaire entre la grille TURPE 5 du 1<sup>er</sup> août 2020 et la grille cible TURPE 6 du 1<sup>er</sup> août 2024. Une grille de référence en HTB1 et en HTB2 est prévue pour chaque année de la période du TURPE 6 HTB. Les grilles tarifaires applicables chaque année seront obtenues en appliquant l'évolution cumulée du niveau moyen du tarif depuis le 1<sup>er</sup> août 2021 à ces grilles de référence, qui figurent au paragraphe 5.2.2.2.

#### 4.3.4 Tarification de l'énergie réactive

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2020, la CRE a proposé de faire évoluer la tarification de l'énergie réactive pour les consommateurs industriels, en introduisant notamment une zone de facturation en tension haute, et en modifiant le pas de calcul des dépassements (au pas horaire, alors qu'il était mensuel pour le TURPE 5 HTB).

La majorité des répondants s'est prononcée en faveur de ces évolutions. En outre, certains acteurs suggèrent des leviers alternatifs pour le réglage de la tension et en particulier pour la gestion des phénomènes de tension haute : rémunérer les producteurs EnR et les stockeurs disposant des capacités de réglage nécessaires à ce service. Sur ce point, la CRE tient à rappeler que certains producteurs EnR raccordés en HTB participent déjà au réglage de la tension, et que RTE a engagé des concertations avec les producteurs EnR raccordés en HTA sur la faisabilité et les modalités de rémunération d'un tel service. RTE prévoit de lancer une phase d'expérimentation du service de réglage de la tension par les EnR raccordées en HTA à partir de 2021.

La CRE introduit dans le TURPE 6 HTB les évolutions suivantes pour la tarification de l'énergie réactive :

- la mise en place d'une zone de facturation en « tension haute », appliquée uniquement hors période hivernale, afin de facturer la sur-injection d'énergie réactive sur le réseau. Cette zone de tension haute, délimitée par deux seuils<sup>63</sup> (cf. figure ci-dessous), suit la même logique de dimensionnement que celle s'appliquant actuellement aux distributeurs ;
- l'uniformisation des plages horaires de facturation pour tous les niveaux de tension concernant la zone de tension basse ;
- le calcul des dépassements au pas horaire.

S'agissant de la zone de facturation en tension basse, elle reste inchangée par rapport au TURPE 5 HTB, et continue à être facturée uniquement en hiver du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars, afin de ne pas imposer en été le respect de deux contraintes simultanément incompatibles sur le plan opérationnel<sup>64</sup> pour les industriels.

Dans le cadre du TURPE 6 HTB, les évolutions retenues conduisent au gabarit suivant :

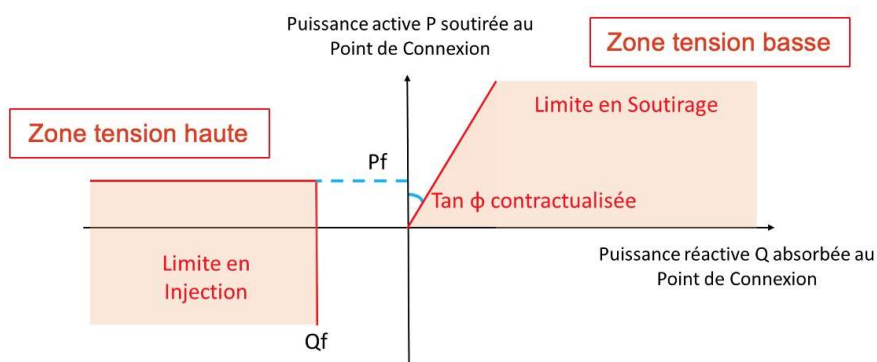


Figure 9 : Gabarit pour la tarification de l'énergie réactive en HTB

<sup>63</sup> La zone « Tension haute » est définie par deux seuils Pf et Qf qui sont fonction de la puissance souscrite et qui sont explicités dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau de transport. Les seuils Pf et Qf sont issus des travaux menés sur le gabarit de facturation à l'interface RPT/RPD pour le TURPE 5. La logique de dimensionnement de cette zone étant similaire entre les consommateurs industriels et les distributeurs, les valeurs des seuils sont reprises à l'identique pour assurer une homogénéité et une rationalisation entre les deux gabarits tarifaires.

<sup>64</sup> En effet, il serait très difficile pour un consommateur industriel de respecter en été à la fois une limite en injection d'énergie réactive et une limite en soutirage d'énergie réactive.

L'introduction de la zone de facturation en tension haute pour les consommateurs industriels nécessite de définir des tarifs unitaires de dépassement pour la zone de tension haute. Cette évolution, ainsi que le passage à un calcul horaire, impliquent également de revoir les coefficients de facturation par rapport à ceux du TURPE 5 HTB.

Les coefficients pour le TURPE 6 HTB sont établis selon la démarche suivante :

- la stabilité du montant total facturé aux consommateurs industriels entre la période du TURPE 5 et la période du TURPE 6 à 4 M€/an, afin d'éviter que les évolutions proposées se traduisent par une hausse généralisée des factures ;
- la mise en équivalence entre les coûts portés par les distributeurs et ceux portés par les consommateurs industriels au titre de la zone de tension haute.

Les coefficients de la composante de dépassement de l'énergie réactive du TURPE 6 HTB se traduisent par une répartition moyenne de l'enveloppe de facturation à 6 % pour les tensions hautes et 94 % pour les tensions basses, ce qui constitue une incitation modérée au respect de la zone de tension haute pour cette première période d'implémentation.

### 4.3.5 Composante d'injection

Le tarif d'injection du TURPE 5 HTB couvre le coût de compensation des pertes générées sur le réseau de transport par l'électricité exportée ainsi que celui des pertes facturées à RTE au titre du dispositif ITC (*Inter-TSO compensation* – mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport), qui sont directement imputables aux producteurs raccordés sur les domaines de tension HTB 3 et HTB 2. Le timbre d'injection s'élève pour la période du TURPE 5 à 0,20 €/MWh.

Les charges imputables aux injections (pertes électriques liées aux exportations et part de l'ITC couvrant les pertes électriques sur les réseaux frontaliers) sont en forte hausse pour la période du TURPE 6 du fait (i) de la hausse du coût de compensation des pertes électriques et (ii) de l'augmentation prévue par RTE des exportations de +26 % entre la période 2016-2019 (exportations moyennes : 79,1 TWh/an) et la période 2021-2024 (exportations moyennes prévisionnelles : 99,4 TWh). En conséquence, la CRE a proposé dans la consultation publique d'octobre 2020 de porter le tarif d'injection à 0,23 €/MWh pour les injections sur les réseaux des domaines de tension HTB 3 et HTB 2.

Les acteurs ayant répondu à la consultation sont partagés sur cette proposition d'augmentation. Si elle est jugée excessive par certains acteurs, RTE considère qu'elle est nécessaire pour s'assurer de la bonne couverture des coûts que cette composante a vocation à couvrir. Par ailleurs, plusieurs répondants suggèrent d'étendre l'application d'une composante d'injection aux domaines de tension HTB 1 et HTA, qui participeront de plus en plus aux exports d'électricité au fur et à mesure de l'évolution du mix électrique.

Du fait (i) de l'augmentation du prix de l'énergie et de la capacité pour la compensation des pertes, (ii) de l'augmentation des exportations et (iii) de la diminution des injections sur les niveaux de tension HTB 3 et HTB 2, la CRE considère qu'une augmentation du timbre d'injection est nécessaire pour couvrir le coût de compensation des pertes générées par l'électricité exportée ainsi que la part de l'ITC couvrant les pertes électriques, ces coûts étant directement imputables aux injections sur le réseau de transport.

En conséquence, la CRE fixe le tarif d'injection à 0,23 €/MWh pour les producteurs raccordés aux réseaux des domaines de tension HTB 3 et HTB 2.

## 5. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT D'ELECTRICITE, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> AOUT 2021

### 5.1 Règles tarifaires

#### 5.1.1 Définitions

Pour l'application des présentes règles, les termes mentionnés ci-dessous ont les significations suivantes.

##### 5.1.1.1 Absorption de puissance réactive

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

### **5.1.1.2 Alimentations**

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs alimentations, il convient contractuellement de la désignation de ses alimentations principale(s), complémentaire(s) et de secours avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté.

#### **5.1.1.2.1 Alimentation(s) principale(s)**

La ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doit(vent) permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur. Le régime normal d'exploitation est convenu contractuellement entre l'utilisateur et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le(s) contrat(s) d'accès correspondant(s).

Pour le domaine de tension HTB 3, la ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doit(vent) permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance maximale de soutirage et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur.

#### **5.1.1.2.2 Alimentation de secours**

Une alimentation d'un utilisateur est une alimentation de secours si elle est maintenue sous tension, mais n'est utilisée pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations d'un ou plusieurs utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs alimentations principale(s) et complémentaire(s).

La partie dédiée d'une alimentation de secours est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion d'une ou plusieurs alimentation(s) de secours de cet utilisateur ou d'un autre utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations de secours sont ceux qui s'établissent sous le régime d'exploitation convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s) en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres alimentations, des ouvrages électriques du ou des utilisateur(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

#### **5.1.1.2.3 Alimentation complémentaire**

Les alimentations d'un utilisateur qui ne sont ni des alimentations principales ni des alimentations de secours sont les alimentations complémentaires de cet utilisateur.

La partie dédiée d'une alimentation complémentaire d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion d'une ou plusieurs alimentation(s) complémentaire(s) de cet utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations complémentaires sont ceux qui s'établissent sous le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

### **5.1.1.3 Cellule**

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et qui comprend un appareil de coupure principal (généralement un disjoncteur), un ou plusieurs sectionneurs, des réducteurs de mesures et des dispositifs de protection.

### **5.1.1.4 Contrat d'accès au réseau**

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé aux articles L. 111-91 à L. 111-94 du code de l'énergie qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès d'un utilisateur à un réseau public de transport ou de distribution en vue de soutirage et/ou d'injection d'énergie électrique. Il est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par le fournisseur pour le compte de celui-ci.

**5.1.1.5 Courbe de mesure**

La courbe de mesure est l'ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. La courbe de charge est une courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Les périodes d'intégration sont des intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont calculées les valeurs moyennes d'une grandeur électrique variant au cours du temps. Lorsque les présentes règles disposent que des grandeurs sont calculées par période d'intégration, la valeur de ces grandeurs est ramenée pendant chaque période d'intégration à leur valeur moyenne pendant cette période.

**5.1.1.6 Dispositif de comptage**

Le dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : dispositifs de synchronisation, interfaces de communication pour la relève des compteurs et borniers.

**5.1.1.7 Domaine de tension**

Les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

**Tableau 35 : Domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif**

Tension de connexion ( $U_n$ )	Domaine de tension		
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT		Domaine basse tension
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA	Domaine haute tension
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2		
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaine HTB	
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2		
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3		

Les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1. Dans l'ensemble des présentes règles, les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 1 sont intitulés tarifs du domaine de tension HTA.

**5.1.1.8 Fourniture de puissance réactive**

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

**5.1.1.9 Injection de puissance active**

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.





#### **5.1.1.10 Jeu de barres**

Ensemble triphasé de trois rails métalliques ou de trois conducteurs dont chacun compose un ensemble de points, de tension identique, communs à chaque phase d'un système triphasé et qui permettent la connexion des installations (instruments, lignes, câbles) entre elles. Un jeu de barre n'est pas une liaison (telle que définie ci-dessous) au sens des présentes règles tarifaires.

#### **5.1.1.11 Liaison**

Une liaison est constituée par un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, du câble de garde.

Toutefois, lorsqu'un transformateur et un jeu de barres sont implantés dans l'enceinte d'un même poste électrique ou dans l'enceinte de deux postes électriques mitoyens, le circuit reliant le transformateur au jeu de barres ne constitue pas une liaison au sens des présentes règles tarifaires, mais fait partie intégrante des ouvrages de transformation.

#### **5.1.1.12 Ouvrages de transformation**

Les ouvrages de transformation sont les ouvrages des réseaux publics d'électricité qui sont situés à l'interface entre deux domaines de tension différents.

#### **5.1.1.13 Points de connexion**

Le ou les point(s) de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion aux réseaux publics, pour l'application des présentes règles, on considère que tout ou partie de ces points sont confondus, si dans le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s), ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

#### **5.1.1.14 Plage temporelle**

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle plage temporelle l'ensemble des heures de l'année durant lesquelles les mêmes coefficients tarifaires s'appliquent.

#### **5.1.1.15 Puissance active (P)**

La puissance active  $P$  désigne, en un point quelconque du réseau électrique, le flux d'énergie moyen en régime établi.

#### **5.1.1.16 Puissance apparente (S)**

La puissance apparente  $S$  représente l'amplitude du signal de puissance instantanée en un point quelconque du réseau électrique.

#### **5.1.1.17 Puissance réactive (Q) et énergie réactive**

La puissance réactive  $Q$  est égale à la puissance active que multiplie le rapport  $\tan \varphi$ .

L'énergie réactive désigne l'intégrale de la puissance réactive  $Q$  pendant une période de temps déterminée. L'énergie réactive est stockée sous forme de champ électromagnétique dans l'environnement des réseaux électriques, mais n'est pas consommée par ses utilisateurs.

#### **5.1.1.18 Rapport tangente phi (tg $\varphi$ )**

Le rapport tangente phi (tg  $\varphi$ ) mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport tg  $\varphi$  constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

#### **5.1.1.19 Soutirage de puissance active**

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

#### **5.1.1.20 Utilisateur**

Un utilisateur d'un réseau public de transport est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, y compris gestionnaire(s) de réseau(x) public(s), alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau. Les circuits d'interconnexion ne sont pas considérés comme des utilisateurs au sens des présentes règles.

### **5.1.2 Structure des tarifs**

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics.

En chaque point de connexion, le tarif payé annuellement pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité est la somme de :

- la (les) composante(s) annuelle(s) de gestion (CG) ;
- la (les) composante(s) annuelle(s) de comptage (CC) ;
- la composante annuelle d'injection (CI) ;
- la composante annuelle de soutirages (CS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;
- pour les gestionnaires de réseaux publics, la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;
- la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP) ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

Le contrat d'accès au réseau précise le(s) point(s) de connexion de l'utilisateur au réseau public concerné et le tarif qui y est(sont) appliqué(s). Pour chaque point de connexion, il précise également le domaine de tension de connexion, le dispositif de comptage employé et, pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2, les puissances souscrites et, pour le domaine de tension HTB 3, la puissance maximale de soutirage.

La version tarifaire et, le cas échéant, la puissance souscrite sont définies pour une période de 12 mois consécutifs dite « période de souscription ».

**5.2 Grilles tarifaires d'utilisation du réseau public de transport d'électricité**

**5.2.1 Grilles au 1<sup>er</sup> août 2021**

**5.2.1.1 Composante annuelle de gestion (CG)**

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès au réseau couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement.

La composante annuelle de gestion  $a_1$  est établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès selon le tableau ci-dessous :

**Tableau 36 : Composante annuelle de gestion**

$a_1$ (€/an) / contrat	Contrat d'accès au réseau
HTB	9404,04

**5.2.1.2 Composante annuelle de comptage (CC)**

La composante annuelle de comptage relative aux dispositifs de comptage dont les gestionnaires de réseaux publics ou les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité sont propriétaires, couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de comptage (celles-ci sont transmises à l'utilisateur ou à un tiers autorisé par lui selon une fréquence minimale définie dans le tableau ci-dessous), les coûts d'entretien et, le cas échéant, de location des dispositifs de comptage.

La composante annuelle de comptage est établie pour chaque dispositif de comptage en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage.

Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes annuelles du tarif d'utilisation des réseaux publics.

**Tableau 37 : Composante annuelle de comptage**

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Propriété du dispositif de comptage	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTB	Hebdomadaire	Gestionnaire de réseaux publics	3095,28
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	555,72

**5.2.1.3 Composante annuelle d'injection (CI)**

La composante annuelle d'injection est établie en chaque point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public, selon le tableau ci-dessous :

**Tableau 38 : Composante annuelle d'injection**

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	23
HTB 2	23
HTB 1	0

**5.2.1.4 Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)**

**5.2.1.4.1 Tarif pour le domaine de tension HTB 3**

En chacun des points de connexion au domaine de tension HTB 3, la composante annuelle de soutirage est établie selon la formule suivante :



$$CS = c \cdot E$$

Où E correspond à l'énergie active soutirée pendant la période de douze mois consécutifs considérée.

La valeur du coefficient c est indiquée dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 39 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 3**

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,33

#### 5.2.1.4.2 Tarif pour le domaine de tension HTB 2

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTB 2 les utilisateurs choisissent pour chacune des n plages temporelles qu'il comporte, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite  $P_i$ , où i désigne la plage temporelle (cf. tableaux 41 à 43). Quel que soit i, les puissances souscrites doivent être telles que  $P_{i+1} \geq P_i$ .

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 \cdot P_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^5 c_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} CMDPS$$

- $P_i$  désigne la puissance souscrite pour la  $i^{\text{ème}}$  plage temporelle, exprimée en kW ;
- $E_i$  désigne l'énergie active soutirée pendant la  $i^{\text{ème}}$  plage temporelle, exprimée en kWh ;
- CMDPS désigne la composante mensuelle de dépassement calculée comme indiqué au paragraphe 3.2.4.2.

Les plages temporelles du tarif HTB 2 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9 heures et 11 heures et entre 18 heures et 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés ;
- les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, à concurrence des heures de pointe précédemment définies ;
- les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses ;
- les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

Au cours de la période du TURPE 6, le gestionnaire du réseau de transport pourra faire évoluer par zone géographique la définition de la saison basse, de la saison haute, des heures creuses et des heures pleines en fonction des conditions d'exploitation du réseau de transport. Néanmoins, la nouvelle définition devra respecter les conditions suivantes :

- la saison haute devra comporter nécessairement les mois de décembre à février, et soixante et un jours additionnels, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus trois périodes disjointes ;
- les dimanches, samedis et jours fériés devront être entièrement en heures creuses ;
- les 8 heures creuses des autres jours devront être consécutives ou fractionnées en deux périodes, en considérant comme consécutives les heures 23h-0h et 0h-1h.

Afin de garantir la lisibilité du tarif, toute évolution devra au préalable être soumise à un processus de concertation au sein du Comité d'Utilisateurs de Réseau de Transport d'Electricité (CURTE). Ces nouvelles définitions sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet de RTE.

Pour l'établissement de la composante annuelle de soutirages sur le domaine de tension HTB 2, l'utilisateur choisit une des trois versions tarifaires suivantes :

- courte utilisation ;
- moyenne utilisation ;

- longue utilisation.

L'utilisateur conserve sa version tarifaire pendant une durée minimale de douze mois à compter de sa date de souscription. À l'issue de cette période de douze mois, l'utilisateur peut changer à tout moment de version tarifaire.

Pour le tarif HTB 2, les coefficients  $b_i$  et  $c_i$  employés pour les tarifs courte utilisation, moyenne utilisation et longue utilisation sont respectivement ceux du tableau 41, du tableau 42 et du tableau 43 ci-dessous :

**Tableau 40 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version courte utilisation**

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 1,43$	$b_2 = 1,37$	$b_3 = 1,35$	$b_4 = 1,28$	$b_5 = 1,05$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,29$	$c_2 = 0,88$	$c_3 = 0,85$	$c_4 = 0,67$	$c_5 = 0,54$

**Tableau 41 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version moyenne utilisation**

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 4,42$	$b_2 = 4,24$	$b_3 = 4,16$	$b_4 = 3,43$	$b_5 = 2,42$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,09$	$c_2 = 0,85$	$c_3 = 0,65$	$c_4 = 0,51$	$c_5 = 0,34$

**Tableau 42 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version longue utilisation**

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	$b_1 = 11,92$	$b_2 = 11,44$	$b_3 = 9,40$	$b_4 = 7,17$	$b_5 = 3,87$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,78$	$c_2 = 0,61$	$c_3 = 0,45$	$c_4 = 0,31$	$c_5 = 0,25$

**5.2.1.4.3 Tarif pour le domaine de tension HTB 1**

Pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension HTB 1 les utilisateurs choisissent, pour chacune des n plages temporelles que le tarif comporte, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite  $P_i$ , où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i, les puissances souscrites doivent être telles que  $P_{i+1} \geq P_i$ .

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 \cdot P_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^5 c_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} CMDPS$$

- $P_i$  désigne la puissance souscrite pour la i<sup>ème</sup> plage temporelle, exprimée en kW.
- $E_i$  désigne l'énergie active soutirée pendant la i<sup>ème</sup> plage temporelle, exprimée en kWh.
- CMDPS désigne la composante mensuelle de dépassement calculée comme indiqué au paragraphe 5.2.1.4.4.

Les plages temporelles du tarif HTB 1 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés ;
- les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, du lundi au vendredi inclus, hors jours fériés, à concurrence des heures de pointe précédemment définies ;
- les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses ;
- les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

Au cours de la période du TURPE 6, le gestionnaire du réseau de transport pourra faire évoluer par zone géographique la définition de la saison basse, de la saison haute, des heures creuses et des heures pleines en fonction des conditions d'exploitation du réseau de transport. Néanmoins, la nouvelle définition devra respecter les conditions suivantes :

- la saison haute devra inclure nécessairement les mois de décembre à février, et de soixante et un jours additionnels, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus trois périodes disjointes ;
- les dimanches, samedis et jours fériés devront être entièrement en heures creuses ;
- les 8 heures creuses des autres jours devront être consécutives ou fractionnées en deux périodes, en considérant comme consécutives les heures 23h-0h et 0h-1h.

Afin de garantir la lisibilité du tarif, toute évolution devra au préalable être soumise à un processus de concertation au sein du Comité d'Utilisateurs de Réseau de Transport d'Electricité (CURTE). Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet de RTE.

Pour l'établissement de la composante annuelle de soutirages sur le domaine de tension HTB 1, les utilisateurs choisissent une des trois versions tarifaires suivantes :

- courte utilisation ;
- moyenne utilisation ;
- longue utilisation.

L'utilisateur conserve sa version tarifaire pendant une durée minimale de douze mois à compter de sa date de souscription. À l'issue de cette période de douze mois, l'utilisateur peut changer à tout moment de version tarifaire.

Pour le tarif HTB 1, les coefficients  $b_i$  et  $c_i$  employés pour les tarifs courte utilisation, moyenne utilisation et longue utilisation sont respectivement ceux du tableau 44, du tableau 45 et du tableau 46 ci-dessous :



**Tableau 43 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version courte utilisation**

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b <sub>1</sub> = 4,19	b <sub>2</sub> = 3,88	b <sub>3</sub> = 3,77	b <sub>4</sub> = 3,19	b <sub>5</sub> = 2,80
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 2,30	c <sub>2</sub> = 1,88	c <sub>3</sub> = 1,57	c <sub>4</sub> = 1,18	c <sub>5</sub> = 0,85

**Tableau 44 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version moyenne utilisation**

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b <sub>1</sub> = 16,63	b <sub>2</sub> = 16,02	b <sub>3</sub> = 13,59	b <sub>4</sub> = 9,91	b <sub>5</sub> = 5,87
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 1,70	c <sub>2</sub> = 1,39	c <sub>3</sub> = 0,92	c <sub>4</sub> = 0,65	c <sub>5</sub> = 0,44

**Tableau 45 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version longue utilisation**

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b <sub>1</sub> = 32,17	b <sub>2</sub> = 30,99	b <sub>3</sub> = 24,86	b <sub>4</sub> = 17,49	b <sub>5</sub> = 9,94
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 1,24	c <sub>2</sub> = 0,95	c <sub>3</sub> = 0,60	c <sub>4</sub> = 0,41	c <sub>5</sub> = 0,21

**5.2.1.4.4 Composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1**

Par rapport aux tarifs des périodes précédentes, la formule de CMDPS est conservée, mais elle est précisée pour la rendre applicable aux situations variant en cours de mois (modification par un utilisateur de sa version tarifaire en cours de mois, période de froid rigoureux inférieure à un mois complet durant laquelle un gestionnaire de réseau de distribution peut bénéficier d'une réduction de ses dépassements de puissance).

Pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1, les composantes des dépassements de puissance souscrite sont établies chaque mois selon la formule suivante au niveau de chaque point de connexion :



$$CMDPS = \sum_{i=1}^5 0,04 * b_i * \sqrt{\sum_{j \text{ avec } P_j > PS_i} (P_j - PS_i)^2}$$

Où :

- $i$  désigne la Plage Temporelle ;
- $b_i$  est le coefficient pondérateur de la puissance défini pour la plage temporelle  $i$  et la version tarifaire choisie et dépendant du domaine de tension ;
- $PS_i$  est la puissance souscrite pour la plage temporelle  $i$  ;
- $j$  est la période de temps de dix minutes ;
- $P_j$  est la puissance active moyenne dix minutes en kW.

La puissance souscrite prise en compte est celle déclarée au plus tard trois jours ouvrés avant la mesure du dépassement par l'utilisateur.

Dans le cas d'un changement de version tarifaire en cours de mois, le montant mensuel dû au titre des dépassements est facturé par application de la formule ci-après :

$$CMDPS = \sum_{i=1}^5 0,04 * \sqrt{b_i^2 \sum_{\substack{j \text{ avant le} \\ \text{changement de VT} \\ \text{avec } P_j > PS_i}} (P_j - PS_i)^2 + b'_i{}^2 \sum_{\substack{j \text{ après le} \\ \text{changement de VT} \\ \text{avec } P_j > PS_i}} (P_j - PS_i)^2}$$

Où :

- $b_i$  est le coefficient pondérateur de la puissance pour la plage temporelle  $i$  pour la première version tarifaire ;
- $b'_i$  est le coefficient pondérateur de la puissance pour la plage temporelle  $i$  pour la seconde version tarifaire.

Dans le cas où l'utilisateur est un Gestionnaire Public de Distribution, lors d'un écrêtement grand-froid, la formule de dépassement intègre le coefficient prévu dans les conditions générales du CART GRD.

#### 5.2.1.4.5 Modalités de modification de la puissance souscrite au cours d'une période de souscription

Les modalités de modification, par un utilisateur, de la puissance souscrite au cours de la période de souscription sont précisées dans le contrat d'accès au réseau. Les stipulations de ce contrat prévoient, d'une part, qu'un préavis de trois jours ouvrés entre la date de demande d'une modification de puissance souscrite et la date de changement effectif de la puissance souscrite doit être respecté par l'utilisateur et, d'autre part, qu'une modification de puissance souscrite s'applique uniquement pour l'avenir.

#### 5.2.1.5 Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)

Les alimentations complémentaires et de secours établies à la demande des utilisateurs font l'objet d'une facturation selon les modalités ci-dessous. La composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) est égale à la somme de ces composantes.

##### 5.2.1.5.1 Alimentations complémentaires

Les parties dédiées des alimentations complémentaires d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème suivant :

**Tableau 46 : Alimentations complémentaires**

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	106 930,88	10 135,99
HTB 2	64 488,15	Liaisons aériennes : 6 462,01 Liaisons souterraines : 32 308,87
HTB 1	33 496,46	Liaisons aériennes : 3 834,42 Liaisons souterraines : 7 668,84

**5.2.1.5.2 Alimentations de secours**

Les parties dédiées des alimentations de secours d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du tableau 47 ci-dessus. La puissance souscrite sur les alimentations de secours est inférieure ou égale à la puissance souscrite sur les alimentations principales.

Lorsqu'une alimentation de secours est partagée entre plusieurs utilisateurs, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours et traversées par des flux ayant pour destination des points de connexion de plusieurs utilisateurs est répartie entre ces utilisateurs au prorata des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est raccordée au même domaine de tension que l'alimentation principale et qu'à la demande de l'utilisateur, elle a été raccordée à un transformateur du réseau public différent du transformateur utilisé pour son alimentation principale, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 47 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 48 ci-dessus, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

**Tableau 47 : Alimentations de secours – Réservation de puissance**

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,55
HTB 1	2,98

Lorsque l'alimentation de secours est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, la facturation annuelle de(s) l'alimentation(s) de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 49 ci-dessus, correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur.

Lorsque l'alimentation de secours, qui est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, est équipée d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite pour l'alimentation de secours par période d'intégration de 10 minutes, la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite pour l'alimentation de secours est établie chaque mois selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \alpha \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Tableau 48 : Alimentations de secours – Tarification du réseau public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 3	HTB 2	7,41	0,77	31,39
	HTB 1	5,45	1,31	23,25
HTB 2	HTB 1	1,59	1,31	6,98

**5.2.1.6 Composante de regroupement (CR)**

Un utilisateur connecté en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTB et équipé de compteurs à courbe de mesure pour chacun de ces points peut, s'il le souhaite, bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points pour l'application de la tarification décrite aux paragraphes 5.2.1.3 et 5.2.1.4, moyennant le paiement d'une composante de regroupement. Dans ce cas, la composante annuelle d'injection (CI), la composante annuelle de soutirage (CS), les composantes mensuelles de dépassements de puissance souscrite (CMDPS), la composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP) et la composante annuelle de l'énergie réactive (CER) sont établies sur la base de la somme des flux physiques mesurés aux points de connexion concernés. La possibilité de regrouper conventionnellement les points de connexion à un même réseau public est limitée au périmètre d'une même concession ou d'une même régie de distribution pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution et à celui d'un même site pour les autres utilisateurs.

Le regroupement des flux d'énergie réactive des points de connexion n'est possible que dans les cas où ces points de connexion satisfont aux conditions mentionnées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public d'électricité.

La composante de regroupement (CR) est établie en fonction de la longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement ce regroupement, indépendamment des conditions d'exploitation et de la capacité de transit disponible sur les réseaux permettant le regroupement. Le montant de cette composante est calculé selon la formule suivante, en fonction de  $P_{souscrite\ regroupée}^{65}$ , la puissance souscrite pour l'ensemble des points conventionnellement regroupés et de L, la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du réseau public concerné permettant physiquement le regroupement.

$$CR = L \cdot k \cdot P_{souscrite\ regroupée}$$

Le coefficient k est défini par le tableau suivant :

Tableau 49 : Composante de regroupement

Domaine de tension de l'alimentation	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	5,81
HTB 2	Liaisons aériennes : 15,12
	Liaisons souterraines : 58,12
HTB 1	Liaisons aériennes : 76,73
	Liaisons souterraines : 134,86

<sup>65</sup> Pour le domaine de tension HTB 3, la puissance considérée correspond à la puissance horaire maximale de soutirage sur les 12 mois précédents.



**5.2.1.7 Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution**

**5.2.1.7.1 Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)**

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion une ou plusieurs liaisons, aériennes ou souterraines, au même domaine de tension que la tension aval du transformateur auquel il est relié directement, sans l'intermédiaire d'une liaison en amont de son point de connexion, peut demander à bénéficier de la composante annuelle de soutirages (CS) applicable au domaine de tension directement supérieur à celui applicable au point de connexion.

Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite regroupée  $P_{\text{souscrite regroupée}}$

$$CT = k \cdot P_{\text{souscrite regroupée}}$$

Le coefficient k employé est celui défini dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 50 : Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation**

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
HTB 2	HTB 3 <sup>66</sup>	1,82
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,91
HTA 1	HTB 1	6,91

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités du paragraphe 5.2.1.6. Dans ce cas, il est procédé d'abord à l'application de la tarification au domaine de tension supérieur à chaque point de connexion, puis au regroupement tarifaire susmentionné.

**5.2.1.7.2 Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont**

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion des liaisons au même domaine de tension que les liaisons situées en amont de ce point de connexion bénéficient de cette compensation lorsque la tarification qui est appliquée au point de connexion considéré est celle du domaine de tension de ce point.

Dans ce cas, la composante annuelle de soutirages (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante :

$$CS = \frac{I_2}{I_1 + I_2} \cdot CS_N + \frac{I_1}{I_1 + I_2} \cdot (CS_{N+1} + CT_{N/N+1})$$

Avec :

- $I_1$  la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- $I_2$  la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui est (sont) strictement nécessaire(s) pour relier son point de connexion au(x) transformateur(s) de ce gestionnaire et nécessaire(s) pour garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public amont ;

<sup>66</sup> Pour le domaine de tension HTB 3, la puissance considérée correspond à la puissance horaire maximale de soutirage sur les 12 mois précédents.



- $CT_{N/N+1}$  est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension N+1 et N définie au paragraphe 5.2.1.7.1.

**5.2.1.7.3 Ecrêtement grand froid**

Lors de chaque période de froid rigoureux, telle que définie ci-après au pas horaire, le gestionnaire de réseaux de distribution peut bénéficier d'une réduction de ses dépassements de puissance souscrite uniquement durant cette période et les 24 heures suivant la période d'application de cette clause.

Une période de froid rigoureux correspond aux heures durant lesquelles, au niveau d'une station météorologique et au pas horaire, la température minimale constatée est inférieure à la température minimale locale de référence définie au niveau de chaque station météorologique par la 30<sup>ème</sup> valeur de température minimale mensuelle sur trente ans.

Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités transparentes et non-discriminatoires.

**5.2.1.8 Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP) pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1**

Pour des dépassements ponctuels programmés pour travaux et notifiés préalablement au gestionnaire de réseau public, un utilisateur peut demander l'application d'un barème spécifique pour le calcul de sa composante de dépassements de puissance souscrite relative à ce point de connexion à condition qu'un de ses points de connexion, non exclusivement alimenté ou desservi par une (des) alimentation(s) de secours, soit équipé d'un compteur à courbe de mesure et connecté en HTB 2 ou HTB 1.

Dans ce cas, pendant la période durant laquelle ce barème est appliqué, les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite font l'objet de la facturation suivante, qui se substitue à la facturation des dépassements de puissance souscrite définie au paragraphe 5.2.1.4.4. Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite  $\Delta P$  sont calculés par période d'intégration de 10 minutes.

La formule est la suivante avec  $b_i$  le coefficient pondérateur de puissance de la plage temporelle et de la version tarifaire correspondante :

$$CDPP = \alpha \cdot b_i \cdot \sum \Delta P$$

Le facteur  $\alpha$  applicable est défini dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 51 : Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1**

Domaine de tension	$\alpha$
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

Les éléments à fournir par les utilisateurs à l'appui de leur demande d'application du barème spécifique pour le calcul de la composante de dépassements de puissance souscrite et les conditions dans lesquelles le gestionnaire du réseau public de transport peut procéder au contrôle de la consistance de ces demandes sont précisés dans le contrat d'accès au réseau. Lorsque cette demande émane d'un gestionnaire de réseau public de distribution et que celle-ci est la conséquence d'une demande d'un utilisateur raccordé à son réseau, le gestionnaire de réseau public de distribution transmet les éléments précités au gestionnaire du réseau public amont, et fournit la demande de puissance maximale de l'utilisateur qui sera à retrancher des dépassements de puissance souscrite du gestionnaire de réseau public de distribution et à facturer selon les modalités applicables aux dépassements ponctuels programmés.

L'application de cette disposition est limitée pour chaque point de connexion à au plus une fois par année calendaire, pour une utilisation correspondant à la période des travaux et d'au plus 14 jours non fractionnables. Pour le décompte du nombre d'applications de cette disposition par point de connexion, les applications réalisées à la demande des gestionnaires de réseaux publics de distribution ne sont pas prises en compte quand elles sont la conséquence d'une demande d'un utilisateur connecté à leur réseau. Les jours non utilisés ne peuvent pas être reportés.





Le gestionnaire du réseau public de transport peut refuser ou suspendre l'application de cette disposition à un utilisateur, en raison des contraintes d'exploitation qu'il prévoit sur le réseau public qu'il exploite. Ce refus ou cette suspension est motivé et notifié parallèlement à la Commission de régulation de l'énergie. Le gestionnaire de réseau de transport transmettra annuellement un bilan des dépassements de puissance programmés qu'il a autorisés.

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA 2, facturés suivant le barème tarifaire du TURPE HTB en application de l'ensemble des règles tarifaires applicables, ne peuvent bénéficier de cette disposition.

#### **5.2.1.9 Report de charge**

RTE peut interrompre le service d'accès au réseau de transport pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement et la réparation des ouvrages du réseau de transport et peut ainsi, à son initiative, réaliser un report de tout ou partie du soutirage d'un utilisateur sur une ou plusieurs autre(s) de ses alimentations (principale, complémentaire ou de secours).

Si le report de soutirage est réalisé sur des alimentations principales ou complémentaires, les dépassements de puissance souscrite observés au cours de la période de report de charge sur ces alimentations ne sont pas pris en compte dans le calcul de la composante mensuelle de dépassements de puissance souscrite.

Si le report est réalisé sur une alimentation de secours, les quantités d'énergie soutirées sur le secours sont alors facturées au tarif de l'alimentation principale et les éventuels dépassements ne seront facturés qu'au-delà de la puissance souscrite de l'alimentation principale.

Lorsque le report de charge est effectué sur une alimentation exploitée par un gestionnaire de réseaux de distribution, RTE verse une compensation financière à ce gestionnaire de réseaux de distribution selon les modalités prévues par le CART-GRD.

Les modalités d'interruption de l'alimentation principale sont précisées dans le contrat d'accès au réseau.

Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités transparentes et non-discriminatoires.

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA 2, facturés suivant le barème tarifaire du TURPE HTB en application de l'ensemble des règles tarifaires applicables, ne peuvent bénéficier de cette disposition.

#### **5.2.1.10 Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)**

En l'absence de dispositifs de comptages permettant d'enregistrer les flux physiques d'énergie réactive, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir dans leur documentation technique de référence des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation de ces flux.

Les dispositions du paragraphe 5.2.1.10.1 ci-dessous ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

##### **5.2.1.10.1 Principes généraux**

L'énergie réactive absorbée du réseau en un point de connexion est facturée uniquement du lundi au samedi entre 6 heures et 22 heures pendant la période allant du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars, à chaque heure, dès lors que la valeur  $\text{tg } \varphi_{\text{max}}$  fixée à 0,4 est dépassée.

L'énergie réactive fournie au réseau en un point de connexion est facturée uniquement pendant la période allant du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre, à chaque heure, lorsque :

- les flux physiques d'énergie active sont des flux d'injection, et l'énergie réactive fournie est supérieure à un seuil  $Q_f$  (en valeur absolue) ;
- les flux physiques d'énergie active sont des flux de soutirage inférieurs à un seuil  $P_f$  (pourcentage de la puissance souscrite contractualisée dans les contrats d'accès), et l'énergie réactive fournie est supérieure à un seuil  $Q_f$  (en valeur absolue).

Les seuils  $P_f$  et  $Q_f$  sont explicités dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau de transport.

Un pas de facturation horaire est appliqué pour calculer les dépassements unitaires dans chacune des zones de facturation. Les coûts de dépassement sont définis dans le Tableau 52 :ci-dessous :

**Tableau 52 : Composante annuelle de l'énergie réactive d'électricité**

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée par l'utilisateur	10,3
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie par l'utilisateur	0,9

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, que l'installation est régulée en tension, et que l'utilisateur ne bénéficie pas d'un contrat comme prévu à l'article L. 321-11 du code de l'énergie, celui-ci s'engage à maintenir la tension au point de connexion de son installation dans une plage déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public auquel il est connecté. Lors d'une excursion de la tension en dehors de sa plage contractualisée, l'utilisateur est facturé selon le tableau 53 ci-dessus de l'écart entre l'énergie réactive que son installation a effectivement fournie ou absorbée et celle qu'il aurait dû fournir ou absorber pour maintenir la tension dans la plage contractuelle de sa convention d'exploitation, dans la limite de ses capacités constructives définies par les diagrammes [U, Q] de sa convention de raccordement. Ces éléments sont établis selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de transport.

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, que l'installation est régulée en tension, et que l'utilisateur bénéficie d'un contrat comme prévu à l'article L. 321-11 du code de l'énergie, celui-ci participe au réglage de tension selon les règles services système tension définies dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau. Cet utilisateur ne fait pas alors l'objet de la tarification du réactif défini dans le présent paragraphe.

À titre expérimental, pour une période maximale de trois ans, et d'un commun accord, le gestionnaire du réseau public de transport et l'utilisateur peuvent choisir de fixer des principes de facturation différents des principes exposés dans cette section afin de tester des moyens innovants pour améliorer la gestion de l'énergie réactive à l'interface entre les réseaux.

**5.2.1.10.2 Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**

À chaque point de connexion qu'ils partagent, les gestionnaires de réseaux publics de distribution s'engagent contractuellement avec le gestionnaire du réseau public de transport sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent, fixée en fonction de l'énergie active transitée.

L'énergie réactive absorbée par un gestionnaire de réseau public de distribution est facturée uniquement du lundi au samedi entre 6 heures et 22 heures pendant la période allant du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars et lorsque les conditions ci-dessous sont réunies :

- la valeur tg  $\phi_{max}$  contractualisée avec le gestionnaire du réseau public de transport est dépassée ;
- les flux physiques d'énergie active sont des flux de soutirage supérieurs à un seuil Pa (pourcentage de la puissance souscrite contractualisée dans les contrats d'accès).

L'énergie réactive fournie par un gestionnaire de réseau public de distribution est facturée sur l'ensemble de l'année, à chaque heure, lorsque :

- les flux physiques d'énergie active sont des flux d'injection et que l'énergie réactive fournie est supérieure à un seuil Q<sub>f</sub> (en valeur absolue);
- les flux physiques d'énergie active sont des flux de soutirage inférieurs à un seuil Pf (pourcentage de la puissance souscrite contractualisée dans les contrats d'accès) et l'énergie réactive fournie est supérieure à un seuil Q<sub>f</sub> (en valeur absolue).

Les seuils Pa, Pf, Q<sub>f</sub>, ainsi que la façon dont la tg  $\phi_{max}$  est contractualisée sont explicités dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau de transport. Ces règles et leurs modalités d'évolution tiennent compte, d'une part, des possibilités dont peut raisonnablement disposer le gestionnaire de réseau public de distribution pour maîtriser l'énergie réactive et, d'autre part, des contraintes de tension identifiées, à un horizon de cinq à dix ans, par le gestionnaire du réseau public de transport.



Un pas de facturation horaire est appliqué pour calculer les dépassements unitaires dans chacune des zones de facturation. Les coûts de dépassement sont définis dans le tableau 54 ci-dessous :

**Tableau 53 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée	3,05
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,53

Les mêmes règles s'appliquent au point de connexion entre deux gestionnaires de réseaux publics de distribution dès lors que l'un d'entre eux exploite un domaine de tension HTB à l'interface entre les deux réseaux. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau public de distribution disposant du domaine de tension HTB, précise les règles dans sa documentation technique de référence selon les modalités décrites dans cette section.

À titre expérimental, et d'un commun accord, les gestionnaires de réseaux publics peuvent choisir de fixer des principes de facturation différents des principes exposés dans cette section afin de tester des moyens innovants pour améliorer la gestion de l'énergie réactive à l'interface entre les réseaux.

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA, facturés suivant le barème tarifaire du TURPE HTB en application de l'ensemble des règles tarifaires applicables, ne peuvent bénéficier de cette disposition.

**5.2.1.11 Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires**

Entre le 1<sup>er</sup> août et le 30 novembre des années 2021, 2022, 2023 et 2024, les utilisateurs peuvent, pour chaque point de connexion, modifier leur version tarifaire sans qu'ils aient à respecter des périodes de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix. Cette disposition ne peut être activée qu'une seule fois (hors changement réalisé à l'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires) au cours de la période du TURPE 6 HTB et avec prise d'effet à date de réalisation.

Les règles s'appliquant aux modifications de puissance souscrite, et notamment le principe d'une définition de la puissance souscrite au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période, ne sont pas modifiées.

**5.2.2 Grilles tarifaires applicables à compter du 1<sup>er</sup> août 2022**

**5.2.2.1 Evolution des termes tarifaires**

Chaque année *N* à partir de 2022, les coefficients tarifaires, hors coefficients de la composante de soutirage et de la composante d'injection, applicables du 1<sup>er</sup> août *N* au 31 juillet *N+1*, sont le produit :

- des coefficients tarifaires applicables du 1<sup>er</sup> août 2021 au 31 juillet 2022 définis dans le paragraphe 5.2.1 ;
- et d'un coefficient  $Y_N$  correspondant à l'évolution tarifaire cumulée des années 2022 à *N*.

Chaque année *N* à partir de 2022, les coefficients tarifaires de la composante annuelle de soutirage, applicables du 1<sup>er</sup> août *N* au 30 juillet *N+1*, évoluent afin de prendre en compte :

- d'une part, la mise en œuvre progressive des évolutions de structure décidées par la présente délibération ;
- d'autre part, l'évolution annuelle du niveau du tarif.

En conséquence, les coefficients tarifaires de la composante annuelle de soutirage applicables sont le produit :

- des coefficients tarifaires de la grille de référence de l'année *N*, définie dans le paragraphe 5.2.2.2 ;
- et d'un coefficient  $Y_N$  correspondant à l'évolution tarifaire cumulée des années 2022 à *N*.

Le coefficient  $Y_N$  est défini de la manière suivante, arrondi à 4 décimales (0,0001) près :

$$Y_N = Y_{N-1} \times (1 + Z_N)$$



- $Y_{2021} = 1$ .

Le coefficient  $Z_N$  d'évolution annuelle de l'année  $N$  est défini comme :

$$Z_N = IPC_N + K_N + X$$

- $Z_N$  : coefficient d'évolution annuelle au 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  ;
- $IPC_N$  : taux d'inflation prévisionnel pour l'année  $N$  pris en compte dans la loi de finances de l'année  $N$  ;
- $K_N$  : coefficient d'évolution provenant de l'apurement du solde du CRCP de l'année  $N-1$ , compris entre -2 % et +2 % ;
- $X$  : est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire égal à 0,49 %.

Les règles d'arrondi sont les suivantes :

- les coefficients d'évolution annuelle  $Z_N$  sont arrondis au centième de pourcent le plus proche ;
- les coefficients d'évolution annuelle cumulée entre le 1<sup>er</sup> août 2021 et le 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  ne sont pas arrondis ;
- après application du coefficient d'évolution annuelle cumulée, le niveau des composantes annuelles de gestion et de comptage, ainsi que des parties proportionnelles à la puissance souscrite est arrondi au centime d'euro divisible par 12 le plus proche ;
- le niveau des autres composantes (à l'exception de la composante d'injection) est arrondi au centième le plus proche de l'unité dans laquelle il est exprimé.

### 5.2.2.2 Grilles de référence applicables pour les années 2022, 2023 et 2024

#### 5.2.2.2.1 Grille de référence HTB 3

##### Grille de référence HTB 3 au 1<sup>er</sup> août 2022

**Tableau 54 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 3**

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,33

##### Grille de référence HTB 3 au 1<sup>er</sup> août 2023

**Tableau 55 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 3**

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,33

##### Grille de référence HTB 3 au 1<sup>er</sup> août 2024

**Tableau 56 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 3**

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,33

5.2.2.2 Grille de référence HTB 2

Grille de référence HTB 2 au 1<sup>er</sup> août 2022

Tableau 57 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version courte utilisation

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	1,9612	1,9209	1,9109	1,8706	1,7097
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	1,1666	0,8549	0,8046	0,6336	0,5029

Tableau 58 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version moyenne utilisation

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	4,1737	4,0430	3,9022	3,3390	2,6350
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	0,9755	0,8046	0,6437	0,5129	0,3721

Tableau 59 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version longue utilisation

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	11,2640	10,7813	8,7397	6,5271	3,8720
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	0,6939	0,5733	0,4526	0,3520	0,2917

**Grille de référence HTB 2 au 1<sup>er</sup> août 2023**

**Tableau 60 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version courte utilisation**

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	2,4919	2,4719	2,4619	2,4419	2,3718
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	1,0408	0,8407	0,7606	0,5905	0,4804

**Tableau 61 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version moyenne utilisation**

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	3,9631	3,8530	3,6628	3,2725	2,8622
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	0,8707	0,7606	0,6405	0,5104	0,4103

**Tableau 62 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version longue utilisation**

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	10,6182	10,1579	8,1163	5,8946	3,8930
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	0,6105	0,5404	0,4604	0,3903	0,3303



Grille de référence HTB 2 au 1<sup>er</sup> août 2024

**Tableau 63 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version courte utilisation**

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	3,0262	3,0262	3,0262	3,0262	3,0262
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	0,9059	0,8163	0,7167	0,5575	0,4480

**Tableau 64 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version moyenne utilisation**

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	3,7429	3,6732	3,4243	3,2153	3,0859
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	0,7565	0,7068	0,6371	0,5176	0,4380

**Tableau 65 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version longue utilisation**

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	9,9943	9,5464	7,4957	5,2858	3,9022
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	0,5375	0,5077	0,4679	0,4280	0,3783

5.2.2.2.3 Grille de référence HTB 1

Grille de référence HTB 1 au 1<sup>er</sup> août 2022

Tableau 66 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version courte utilisation

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	5,8921	5,6914	5,6111	5,2297	4,9687
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	2,1782	1,7968	1,5257	1,0841	0,7729

Tableau 67 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version moyenne utilisation

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	14,6651	14,2034	12,4167	9,8269	7,0465
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	1,6361	1,3752	1,0138	0,7026	0,5019

Tableau 68 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version longue utilisation

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	32,6226	31,3177	25,0140	17,3552	10,8006
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	1,0339	0,8331	0,5722	0,4316	0,2710

**Grille de référence HTB 1 au 1<sup>er</sup> août 2023**

**Tableau 69 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version courte utilisation**

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	7,6187	7,5085	7,4685	7,2783	7,1481
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	2,0724	1,7220	1,4717	0,9911	0,7108

**Tableau 70 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version moyenne utilisation**

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	12,7545	12,4441	11,2728	9,7611	8,2494
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	1,5718	1,3716	1,1113	0,7509	0,5506

**Tableau 71 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version longue utilisation**

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	33,1877	31,7461	25,2387	17,2796	11,6933
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	0,8309	0,7208	0,5406	0,4605	0,3304

Grille de référence HTB 1 au 1<sup>er</sup> août 2024

**Tableau 72 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version courte utilisation**

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	9,3412	9,3412	9,3412	9,3412	9,3412
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	1,9703	1,6602	1,4202	0,9101	0,6401

**Tableau 73 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version moyenne utilisation**

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	10,8814	10,6914	10,1514	9,7313	9,4613
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	1,5102	1,3602	1,2202	0,8001	0,6001

**Tableau 74 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version longue utilisation**

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance $b_i$ (€/kW/an)	33,8245	32,2343	25,5234	17,2223	12,6017
Coefficient pondérateur de l'énergie $c_i$ (c€/kWh)	0,6301	0,6101	0,5201	0,4801	0,4001

## **ANNEXE 1 - REFERENCES POUR LA MISE A JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB A COMPTER DU 1<sup>ER</sup> AOUT 2022**

### **1. CALCUL ET APUREMENT DU CRCP**

Le solde du CRCP de RTE, au 1<sup>er</sup> janvier 2021, est égal à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du TURPE 5 HTB et le montant provisoire, égal à 5,8 M€, pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6 HTB.

Pour chaque année  $N$ , à compter de l'année 2021, le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année  $N$  est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre de l'année  $N$  défini comme la somme du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$  et la différence au titre de l'année  $N$  entre le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et les recettes prévisionnelles retenues dans la présente délibération, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire ;
- et de la différence, au titre de l'année  $N$ , entre :
  - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini ci-après, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation ;
  - la différence entre les recettes tarifaires perçues par RTE et les recettes tarifaires prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N+1$  est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année  $N$  au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), du dispositif relatif à la gestion des actifs et de la régulation incitative à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements.

L'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  prend en compte un coefficient  $K_N$ , qui vise à :

- arrêter les apurements générés par les coefficients  $K$  appliqués les années antérieures ;
- apurer, d'ici le 31 juillet de l'année  $N+1$ , le solde du CRCP du 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$ .

Le coefficient  $K_N$  est plafonné à +/- 2 %.

### **2. VALEURS DE REFERENCE POUR LE CALCUL DU REVENU AUTORISE DEFINITIF**

Pour chaque année  $N$  à compter de l'année 2021, le revenu autorisé définitif est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
  - les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles ;
  - les autres charges de capital normatives ;
  - les charges liées à la compensation des pertes ;
  - les charges liées à la constitution et à la reconstitution des réserves d'équilibrage ;
  - les charges liées aux congestions internationales et nationales ;
  - les charges liées au dispositif d'interruptibilité ;
  - les coûts échoués (valeur nette comptable des immobilisations démolies et études et travaux sans suite) ;
  - les indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport ;
  - les frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE ;
  - les coûts de rééquilibrage et pénalités éventuelles versées par les acteurs des mécanismes de capacité ;

- les coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres expérimentaux qui devront être menés par RTE en application de la feuille de route validée par la CRE à l'occasion de l'examen du SDDR ;
  - les indemnités versées aux producteurs éoliens en mer en cas de dépassement du délai de raccordement ou en cas d'avaries ou de dysfonctionnement des ouvrages de raccordement entraînant une limitation partielle ou totale de la production ;
  - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents (guichet *smart grids*) ;
  - l'écart entre la trajectoire retenue par la CRE au titre des services système tension et l'éventuelle mise à jour en cours de période tarifaire ;
  - l'écart prévisionnel annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
    - les recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion et les recettes tirées des mécanismes de capacité, nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions ;
    - les recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport ;
    - les abattements et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension ;
    - les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage ;
    - les recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains ;
    - les soldes éventuels restant sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification ;
    - les recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées ;
  - à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
    - l'effet prix portant sur la gestion des actifs ;
    - la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements de réseaux ;
    - la régulation incitative à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets ;
    - la régulation incitative portant sur les projets de création de nouvelles capacités d'interconnexion ;
    - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
    - la régulation incitative sur la qualité de transmission des données et l'innovation à l'externe ;
  - et à laquelle est ajouté l'apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 5 HTB.

Pour l'année 2024, les montants retenus au titre des régulations incitatives portant sur la gestion des actifs, la maîtrise et la priorisation des dépenses d'investissements et la R&D sont pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

## **2.1 Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif**

### **a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles**

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation en dehors des postes figurant partiellement ou entièrement au CRCP visés au paragraphe 2.3.3 de la présente délibération et des coûts échoués visés au paragraphe 2.1.h) de la présente annexe. Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :



<i>M€courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	2 083	2 116	2 131	2 165

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année *N* ;

	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année <i>N</i> <sup>67</sup>	0,20 %	0,80 %	1,81 %	3,03 %	4,58 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2019 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 0001763852), constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2019.

**b) Charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux valeurs de référence présentées ci-après des charges de capital relatives aux actifs « systèmes d'information », « véhicules légers » et « immobilier » à l'exception des projets de Lille et Marseille.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » sont les suivantes :

<i>M€courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux »	189	207	223	235

**c) Autres charges de capital normatives**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital constatées, à l'exception de celles prises en compte dans les charges de capital incitées « hors réseaux ». Ces charges de capital sont calculées en se fondant sur les montants réalisés d'investissements, de mises en service, de retraits d'actifs et d'amortissement.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital (y compris les charges de capital relatives aux projets de Lille et Marseille) sont les suivantes :

<i>M€courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les autres charges de capital normatives	1 496	1 542	1 601	1 678

**d) Charges liées à la compensation des pertes**

A compter de l'année 2021, pour une année *N* donnée, l'incitation annuelle au titre de la compensation des pertes sur le réseau public de transport correspond à 20 % de la différence entre le montant annuel de référence  $P_N$  et les charges réelles supportées par RTE, pour la compensation des pertes de l'année *N*. Elle est plafonnée à +/- 15 M€ par an.

L'incitation annuelle est dans un premier temps calculée sur la base de données provisoires, et les années suivantes sur la base de données mises à jour. Le montant de référence pris en compte au titre du calcul du revenu autorisé définitif pour l'année *N* est égal à la somme :

- des charges relatives à la compensation des pertes, effectivement supportées par RTE au cours de l'année *N* ;

<sup>67</sup> Valeurs arrondies à des fins de clarté. Les valeurs retenues dans le cadre du calcul du revenu autorisé définitif sont les valeurs exactes fondées sur la chronique d'inflation mentionnée au paragraphe 3.1.2.2 de la présente délibération.



A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges d'achat pour la compensation des pertes, hors régulation incitative, sont les suivantes :

M€courants	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges relatives à la compensation des pertes	544	518	517	530

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année *N-1*, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- au titre de l'année *N-2*, des écarts entre le montant de l'incitation annuelle pour cette année, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

L'incitation sur le volume et sur le prix d'achat des pertes est calculée selon la formule suivante :

$$Incitation_N = 20 \% * (V_{référence,N} * P_{référence,N} - V_{constaté,N} * P_{constaté,N})$$

Où :

- $V_{référence,N}$  est le volume de référence pour l'année *N* ;
- $V_{constaté,N}$  est le volume de pertes constaté sur le réseau public de transport pour l'année *N* ;
- $P_{référence,N}$  est le prix unitaire de référence pour l'année *N* ;
- $P_{constaté,N}$  est le prix moyen constaté de compensation des pertes sur le réseau public de transport pour l'année *N*.

#### Volume annuel de référence $V_{référence,N}$

Le volume annuel de référence pour une année *N* est calculé dès 2021 selon les paramètres définis dans la présente délibération.

Ainsi, le volume annuel de référence est déterminé chaque année par le produit entre le taux de pertes de référence fixé à 2,20 % et le volume des injections totales sur le RPT (qui incluent à la fois la production injectée sur le réseau et les importations).

#### Prix unitaire de référence $P_{référence,N}$

Le prix de référence pour une année *N* est calculé dès 2021 selon les paramètres définis dans la présente délibération.

Le prix unitaire de référence des pertes est égal au prix moyen d'un panier de produits comprenant des produits « à moyen terme », des produits « à court terme » et des produits « garantie de capacité ». Le panier de produits retenu permet de couvrir une courbe de charge des pertes réalisées à la maille horaire. Cette courbe de charge correspond à la courbe de charges des pertes de RTE donnant la meilleure vision des pertes à la date du calcul du prix unitaire de référence.

Le panier de produits « à moyen terme » se compose des produits annuels, trimestriels et mensuels en base et en pointe, dont la répartition est déterminée pour couvrir au mieux en moyenne la courbe de charge prévisionnelle.

Un prix de référence est retenu pour chaque produit « à moyen terme » (à l'exception du produit annuel base).

Pour le produit annuel base, le prix de référence tient compte des prix de marché et du prix de l'ARENH pour refléter la possibilité qu'a le GRT d'arbitrer en fonction de l'évolution de la différence entre les prix de marché et le prix de l'ARENH, tout en prenant en compte des contraintes de liquidité.

Le panier de produit « garanties de capacité » se compose de garanties de capacité hors capacité incluse dans le produit ARENH.

Le panier de produits « à court terme » se compose des produits *day-ahead*.

Un prix unitaire de référence brut est ainsi calculé comme la moyenne pondérée des prix de référence des différents produits du panier. Ce prix unitaire de référence brut ne prend pas en compte un certain nombre d'éléments comme par exemple :

- les frais de transaction ;
- les effets d'une liquidité imparfaite du marché ;
- l'existence d'écarts pour le responsable d'équilibre des pertes ;
- les biais éventuels inhérents à la modélisation du prix de référence (corrélation entre plusieurs risques notamment).

Le prix unitaire de référence brut est donc majoré d'un coefficient reflétant ces effets.

Les coûts liés aux soutirages physiques du gestionnaire de réseaux en tant que responsable d'équilibre sont également pris en compte à travers la valeur applicable du coefficient c, qui est défini dans les règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre en vigueur.

Le détail du calcul du prix unitaire de référence est précisé dans une annexe confidentielle au présent document.

**e) Charges liées à la constitution et à la reconstitution des réserves d'équilibrage**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme :

- des charges d'exploitation de référence liées à la constitution et à la reconstitution des réserves d'équilibrage. Ces charges correspondent à la trajectoire retenue dans la présente délibération et détaillée ci-après. Comme précisé au paragraphe 2.3.1.4 de la délibération portant sur le TURPE 6 HTB, ces charges de référence peuvent faire l'objet d'une mise à jour par la CRE à partir de l'année 2022.

<i>M</i> €courants	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges liées à la constitution et à la reconstitution des réserves d'équilibrage	218	194	191	192

- de 80 % de l'écart entre les charges liées à la constitution et à la reconstitution des réserves d'équilibrage effectivement constatées l'année *N* et la valeur de référence, éventuellement mise à jour, de l'année *N*.

**f) Charges liées aux congestions internationales et nationales**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal à la somme :

- des charges liées aux congestions internationales et nationales de référence de l'année *N* retenues dans la présente délibération et détaillées ci-après :

<i>M</i> €courants	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les charges liées aux congestions internationales et nationales	22	29	37	42

- de 80 % de l'écart entre les charges liées aux congestions internationales et nationales effectivement constatées l'année *N* et la valeur de référence de l'année *N*.

**g) Charges liées au dispositif d'interruptibilité**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement supportées par RTE.

**h) Charges relatives aux coûts échoués**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal à la somme :

- des charges relatives aux coûts échoués (« valeur nette comptable des immobilisations démolies » et « études et travaux sans suite ») de l'année *N* retenues dans la présente délibération et détaillées ci-après :

<i>M</i> €courants	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les coûts échoués	30	30	30	30

- des éventuels autres coûts échoués, jugés non récurrents ou prévisibles, qui seront effectivement retenus par la CRE au titre de l'année *N* à l'issue d'un examen, sur la base de dossiers argumentés par RTE, des actifs sortis de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable.

**i) Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport**

Les charges nettes d'exploitation incitées, présentées au paragraphe 2.1.a) de la présente annexe incluent un montant de référence de 1,8 M€/an au titre des indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport.

Néanmoins, les indemnités versées par RTE au-delà de 9 M€/an sont entièrement couvertes par le tarif.

Par conséquent, le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est :

- nul si le montant des indemnités effectivement versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport est inférieur à 9 M€ ;
- égal à la différence entre, d'une part, les indemnités effectivement versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues issues du réseau public de transport et, d'autre part, 9 M€, si le montant des indemnités effectivement versées est supérieur à 9 M€.

**j) Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE**

Dans le cadre de ses activités, RTE peut être amené à conduire des études en vue de la réalisation de ses investissements. Lorsque l'investissement est réalisé, ces frais d'études sont intégrés aux coûts dudit investissement. En revanche, si ces études conduisent RTE à ne pas mettre en œuvre son projet d'investissement, ces frais d'études constituent des charges d'exploitation pour RTE.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement effectivement supportés par RTE lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE.

**k) Coûts de rééquilibrage et pénalités éventuelles versées par les acteurs des mécanismes de capacité**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux coûts constatés de rééquilibrage et aux pénalités effectivement versées par les acteurs des mécanismes de capacité.

**l) Coûts de contractualisation des flexibilités retenues à des fins de gestion des congestions dans le cadre des appels d'offres expérimentaux**

En application de la feuille de route validée par la CRE à l'occasion de l'examen du SDDR, RTE doit mener des appels d'offres expérimentaux afin de contractualiser des flexibilités à des fins de gestion des congestions.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux coûts de contractualisation effectivement supportés par RTE.

**m) Indemnités versées aux producteurs éoliens en mer**

En application de l'article L. 341-2, 4° du code de l'énergie, le tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité couvre les indemnités versées par RTE aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable implantées en mer (i) en cas de dépassement du délai de raccordement prévu par la convention de raccordement ou, à défaut, à l'article L. 342-3 et (ii) en cas d'avaries ou de dysfonctionnement des ouvrages de raccordement entraînant une limitation partielle ou totale de la production d'électricité en application de l'article L. 342-7-1.

L'article L. 341-2, 4° prévoit néanmoins que « lorsque la cause du retard ou de la limitation de la production du fait d'une avarie ou d'un dysfonctionnement des ouvrages de raccordement des installations de production en mer est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une partie de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un montant en valeur absolue calculés sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. »

L'arrêté du 10 novembre 2017 pris à cet effet prévoit que le montant à la charge de RTE couvert par le TURPE est déterminé par la CRE dans la limite de 40 % des indemnités versées, et dans la limite d'un plafond fixé à 70 M€ par année civile pour toutes les installations de production.

En application de ces dispositions, la CRE déterminera, au cas par cas, le montant des indemnités restant à la charge de RTE au titre de l'année *N*. Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé de l'année *N* est égal aux montants effectivement fixés par la CRE dans ce cadre.

**n) Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents**

RTE peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation et/ou de charges de capital normatives associées à des investissements SI et liées à un projet, ou un ensemble de projets, relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation ou des charges de capital normatives associées à des investissements SI supérieures à 1 M€, sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues lors de l'entrée en vigueur du TURPE. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets peuvent être ajoutés.

Les charges d'exploitation et de capital ainsi que les montants des incitations associées retenus à ce titre dans le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* sont déterminés par la CRE.

**o) Ecart entre la trajectoire de services système tension et l'éventuelle mise à jour**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* correspond à l'écart entre la trajectoire de référence retenue au titre des services système tension de l'année *N* et l'éventuelle mise à jour de cette trajectoire au titre de cette même année.

La trajectoire de référence retenue dans la présente délibération est détaillée ci-après :

M€ <i>courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les services système tension	107	107	109	111

**p) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel**

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2021-2024 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6.

L'année *N*, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est le suivant :

M€ <i>courants</i>	2021	2022	2023	2024
Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé	82	17	-22	-82

**2.2 Postes de recettes retenus pour le calcul du revenu autorisé définitif**

**a) Recettes tirées de l'allocation de capacités d'interconnexion et recettes tirées des mécanismes de capacité**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux recettes effectivement perçues par RTE pour l'année *N* au titre de l'allocation de capacités d'interconnexion et des mécanismes de capacités.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles retenues dans la présente délibération sont les suivantes :

M€ <i>courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les recettes d'interconnexion	419	360	343	342

**b) Recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux recettes nettes effectivement perçues par RTE pour l'année *N* au titre des contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles retenues dans la présente délibération sont les suivantes :

<i>M</i> € <i>courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les recettes nettes liées aux contrats d'échanges entre gestionnaires de réseaux de transport	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2

**c) Abattement et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal aux recettes effectivement perçues par RTE pour l'année *N* au titre des abattements et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles retenues dans la présente délibération sont les suivantes :

<i>M</i> € <i>courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence abattements et pénalités liés au dispositif d'interruptibilité et aux services système tension	-14	-14	-14	-14

**d) Abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* est égal à la somme :

- des abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage de référence de l'année *N* retenus dans la présente délibération et détaillés ci-après :

<i>M</i> € <i>courants</i>	2021	2022	2023	2024
Valeur de référence pour les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage	-11	-11	-11	-11

- de 80 % de l'écart entre les abattements, pénalités et indemnités liés aux réserves d'équilibrage effectivement perçus l'année *N* et la valeur de référence de l'année.

**e) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

**f) Soldes éventuels restants sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* correspond aux soldes effectivement restants sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification au titre de l'année *N*.

**g) Recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N* correspond aux recettes constatées issues de versements de gestionnaires de nouvelles interconnexions exemptées au titre de l'année *N*.

**2.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative**

**a) Effet prix portant sur la gestion des actifs**

La présente délibération introduit un principe de couverture partiel de l'effet prix sur les coûts unitaires des sous-postes « mise en peinture des pylônes » et « réhabilitation des transformateurs de puissance » de la politique de gestion des actifs (cf paragraphe 3.1.2.4.2 de la présente délibération).



Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année  $N$  est égal, pour chacun de ces sous postes, au produit de 50 % de l'écart entre le coût unitaire constaté et le coût unitaire de référence défini dans l'annexe 6 confidentielle, et du volume d'opérations effectivement réalisées par RTE à ce titre au cours de l'année  $N$ .

#### **b) Régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements**

La présente délibération inclut une régulation incitative à la maîtrise des grands projets d'investissements (cf. paragraphe 2.3.2.2).

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année  $N$  est égal aux incitations à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements d'un montant supérieur à 30 M€, mis en service au cours de l'année  $N$ . Le cas échéant, le montant de cette incitation sera recalculé en  $N+2$  ou  $N+3$  si des dépenses additionnelles d'investissements sont constatées après la mise en service du projet.

#### **c) Régulation incitative à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets**

La présente délibération introduit une régulation incitative à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets (cf. paragraphe 2.3.2.3).

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année  $N$  est égal aux incitations à la maîtrise des coûts de tels projets, mis en service au cours de l'année  $N$ . Le cas, échéant le montant de cette incitation sera recalculé en  $N+2$  ou  $N+3$  si des dépenses additionnelles d'investissements sont constatées après la mise en service du projet.

#### **d) Régulation incitative portant sur les projets de création de nouvelles capacités d'interconnexion**

La présente délibération inclut un mécanisme d'incitations financières au développement des projets d'interconnexion (cf. paragraphe 2.3.2.4). Le montant de ces incitations est calculé dans le cadre d'une délibération tarifaire propre à chaque projet.

Le montant retenu pour le calcul du revenu définitif de l'année  $N$  est égal aux incitations financières pour la création de nouvelles capacités d'interconnexion définies dans les délibérations tarifaires propres à chaque projet.

#### **e) Régulation incitative de la continuité d'alimentation**

Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour RTE. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par RTE à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation mis en place pour RTE doit être rendu public sur son site Internet.

La liste des indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation RTE définis pour le TURPE 6 HTB figure en annexe 2 à la présente délibération.

Les indicateurs de RTE relatifs aux durées et fréquences moyennes annuelles de coupure des utilisateurs raccordés en HTB sont soumis à des incitations financières. Les objectifs et montants des pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière s'appliqueront à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021.

Le mécanisme de suivi de la continuité d'alimentation de RTE pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année  $N$ , au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme des deux incitations financières définies au paragraphe 2.3 de l'annexe 3 pour l'année considérée, dans la limite globale de -45 M€.

#### **f) Régulation incitative sur la mise à disposition des données (qualité et délais)**

Un suivi de la qualité et des délais de mise à disposition des données par RTE est mis en place par la présente délibération. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par RTE à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité des données ou de leurs délais de mise à disposition, doit être rendu public sur le site Internet de RTE.

La liste des indicateurs de suivi relatifs à la mise à disposition des données (qualité et délais) figure au paragraphe 2.5.3 de la présente délibération.

Certains indicateurs pourront être soumis, en cours de TURPE 6 HTB, à un système d'incitation financière en fonction de l'évolution des performances constatées. En outre, de nouveaux indicateurs pourront être introduits par la CRE (pour un suivi ou une incitation financière), comme précisé au paragraphe 2.5.3.

Le mécanisme de suivi de la mise à disposition des données pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre de la régulation incitative sur la mise à disposition des données, est égal au montant de ou des incitations financières qui pourront être décidées par la CRE dans ce cadre, au titre de l'année *N*.

**g) Régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe**

La présente délibération introduit un mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution par RTE d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation des acteurs de marché.

La liste des actions prioritaires concernées par cette régulation incitative ainsi que les délais d'exécution et les montants de pénalités associés en cas de non-respect des délais figurent au paragraphe 2.5.4 de la présente délibération. La CRE pourra introduire en cours de TURPE 6 HTB de nouveaux projets prioritaires qui seront soumis à cette régulation incitative, comme présenté au paragraphe 2.5.4. Les montants des pénalités calculés à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2021.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre de la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de ce cette régulation, au titre de l'année *N*.

**2.4 Apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 5 HTB**

Le montant de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP prévisionnel du TURPE 5 HTB est le suivant :

<i>M</i> € <i>courants</i>	2021	2022	2023	2024
Apurement du solde du CRCP prévisionnel TURPE 5 HTB	1,5	1,5	1,5	1,5

**2.5 Incitations financières prises en compte en fin de période tarifaire**

**a) Régulation incitative de la gestion des actifs**

Le TURPE 6 HTB introduit un dispositif de régulation spécifique sur la gestion des actifs (cf. paragraphe 2.3.1.2 de la présente délibération).

Dans le cadre de ce dispositif, RTE transmettra chaque année à la CRE un rapport de suivi de l'ensemble des dépenses de gestion des actifs ainsi qu'un rapport de suivi des investissements associés. A l'issue de la période du TURPE 6, la CRE fera le bilan des volumes de travaux effectivement réalisés par RTE comparativement à la trajectoire des volumes de référence listés dans l'annexe 6 confidentielle.

Si RTE n'a pas réalisé la totalité des opérations prévues sur cette période dans le cadre de sa politique de gestion des actifs, les dépenses prévisionnelles associées aux opérations non réalisées feront l'objet d'une rétrocession aux utilisateurs du réseau, à hauteur des volumes non réalisés multipliés par les coûts unitaires ayant servi à la construction de la trajectoire tarifaire.

Le montant déterminé au terme de ce dispositif sera pris en compte dans le solde du CRCP en fin de période tarifaire.

**b) Régulation incitative à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements**

Le TURPE 6 HTB introduit un dispositif incitatif à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements (cf. paragraphes 2.3.2.1 et 3.1.3.2 de la présente délibération).

Dans le cadre de ce dispositif, la CRE fixe un plafond quadriennal accompagné d'une incitation financière sur certaines dépenses d'investissements dont le périmètre est défini au paragraphe 2.3.2.1 de la présente délibération. Ce plafond est fixé à 3 967 M€*courants*.



Si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire dépasse cette enveloppe, alors un montant correspondant à 20 % de l'écart entre le plafond quadriennal et les dépenses d'investissements effectivement constatées sera pris en compte dans le calcul du solde du CRCP de fin de période tarifaire.

**c) Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)**

La présente délibération inclut un mécanisme de régulation incitative des dépenses de R&D (cf. paragraphe 2.5.1).

Si le montant total des dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets *smart grids* et minoré des subventions) réalisées sur la période 2021-2024 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6 HTB, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

Les montants de référence pour les dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets *smart grids* et minorés des subventions) pris en compte pour l'élaboration du TURPE 6 HTB sont les suivants :

M€courants	2021	2022	2023	2024
Montant de référence pour les dépenses de R&D (déduction faite des subventions) soumises à la régulation incitative	38	39	39	40

Cette trajectoire de référence pourra éventuellement être révisée à mi-période.

La transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D sont assurés, entre autres, par la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

## ANNEXE 2 - REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE ET D'ALIMENTATION DE RTE

Tableau 1 : Indicateurs de qualité de service et d'alimentation de RTE pour le TURPE 6 HTB

	Indicateurs suivis ou incités	Autres
Raccordements	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi du respect des délais inscrits dans la PTF</li> <li>• Suivi du respect des délais inscrits dans la convention de raccordement</li> <li>• Suivi des écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la convention de raccordement</li> <li>• Suivi des écarts entre les coûts réels et les coûts inscrits dans la PTF +/-15 %</li> <li>• Suivi des délais moyens de raccordement par segment : éolien en mer / EnR terrestres / distributeurs et consommateurs</li> </ul>	
Comptage	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs</li> </ul>	
Réclamations	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi du taux de réponse sous 10 jours</li> <li>• Suivi du taux de traitement des réclamations sous 30 jours</li> <li>• Suivi de la durée moyenne globale de traitement des réclamations</li> </ul>	
Qualité de l'onde de tension	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale, par niveau de tension</li> <li>• Suivi de la fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension, par niveau de tension</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dans le cadre des groupes de travail relatifs aux services système tension, initier des travaux sur les indicateurs les plus pertinents pour mesurer la qualité de l'onde de tension</li> </ul>
Continuité d'alimentation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incitation financière sur le Temps de Coupure Equivalent</li> <li>• Incitation financière sur la Fréquence Moyenne de coupure</li> <li>• Suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité</li> <li>• Suivi de l'Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport</li> <li>• Suivi du respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise en place d'une plateforme en ligne indiquant la planification des travaux par RTE</li> <li>• Questionnaire de satisfaction post travaux envoyés par RTE à ses clients</li> <li>• Indemnités versées aux GRD en cas de coupures longues (supérieures à 5 heures) sur les réseaux publics de distribution issues du réseau public de transport</li> </ul>
Accès au marché/données	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suivi du taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE</li> <li>• Suivi du taux de fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement</li> <li>• Indicateur de suivi de la qualité du Niveau de Capacitif Effectif (NCE) et de l'Obligation estimé et définitif transmis par RTE aux acteurs concernés</li> <li>• Indicateur de suivi du respect du délai de publication de la déclaration d'évolution du Niveau de</li> </ul>	

	<p>Capacité Certifié (NCC) évolué sur le registre des capacités certifiées</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Indicateur de suivi du respect des délais de certification (délai de transmission du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité)</li><li>• Indicateur de suivi du respect du délai de transmission du contrôle du réalisé sur le mécanisme d'ajustement</li></ul>	
--	---	--

## ANNEXE 3 - REGULATION INCITATIVE DE LA CONTINUTE D'ALIMENTATION

### 1. EVENEMENTS EXCEPTIONNELS

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

### 2. SUIVI DE LA CONTINUTE D'ALIMENTATION

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de RTE ainsi que les incitations financières correspondantes définies pour le TURPE 6 HTB.

#### 2.1 Durée moyenne de coupure

Tableau 1 : Paramètres du dispositif de régulation incitative de la durée moyenne de coupure

Calcul	<p>La durée moyenne de coupure de l'année <math>N</math> en HTB (<math>DMC_N</math>) est définie comme le ratio (i) du total de l'END de l'année <math>N</math> par (ii) puissance moyenne acheminée de l'année <math>N</math>.</p> $DMC_N = \frac{\text{Total de l'END de l'année } N \times 60}{PMDA \text{ (hors pertes) de l'année } N}$ <p>END : énergie non distribuée, exprimée en MWh. L'énergie non distribuée est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (cf. définition ci-dessus). Le calcul de l'énergie non distribuée inclut les délestages pour des causes liées au réseau public de transport.</p> <p>PMDA : puissance moyenne acheminée, exprimée en MW. La puissance moyenne acheminée est obtenue en divisant la valeur de l'énergie acheminée (hors pertes) dans l'année par 8 760 heures (ou 8 784 heures si l'année <math>N</math> est une année bissextile).</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>DMC_N</math> est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>• Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle</li> <li>• Fréquence de publication : trimestrielle</li> <li>• Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Objectif de référence (<math>DMC_{Nref}</math>) : 2,8 minutes / an</li> </ul>



Incitation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le montant global <math>I_N</math> de l'incitation pour une année <math>N</math> est indiqué au paragraphe 2.3</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>1<sup>er</sup> janvier 2021</li> </ul>

## 2.2 Fréquence moyenne de coupure

Tableau 2 : Paramètres du dispositif de régulation incitative de la fréquence de coupure

Calcul	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année <math>N</math> en HTB (<math>FMC_N</math>) est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues et brèves sur l'année <math>N</math> par (ii) le nombre d'installations au 31 décembre de l'année <math>N</math>.</p> $FMC_N = \frac{\text{Nombre de coupures longues et brèves sur l'année } N}{\text{Nombre d'installations au 31 décembre de l'année } N}$ <p>Coupure longue : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée supérieure à 3 minutes.</p> <p>Coupure brève : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes.</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li><math>FMC_N</math> est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle</li> <li>Fréquence de publication : trimestrielle</li> <li>Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>Objectif de référence (<math>FMC_{Nref}</math>) : 0,46 coupure / an</li> </ul>
Incitation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Le montant global <math>I_N</math> de l'incitation pour une année <math>N</math> est indiqué au paragraphe 2.3</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>1<sup>er</sup> janvier 2021</li> </ul>

## 2.3 Calcul du montant global de l'incitation pour une année $N$

La présente délibération introduit pour le TURPE 6 HTB une incitation asymétrique portant sur les deux indicateurs de durée et fréquence moyennes de coupure, et le montant global de l'incitation  $I_N$  pour une année  $N$  est donné par :

$$I_N = \text{Min}(17 \times (DMC_{ref} - DMC_N) + 109 \times (FMC_{ref} - FMC_N); 0)$$

Le plafond de l'incitation est fixé à 45 M€/an.

Le versement est effectué au travers du CRCP.

## 3. AUTRES INDICATEURS DE SUIVI DE LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION DE RTE

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, RTE transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent :

- l'énergie non distribuée toutes causes confondues ;
- l'énergie non distribuée hors événements exceptionnels ;

- l'énergie non distribuée lors des délestages toutes causes confondues ;
- l'énergie non distribuée lors des délestages hors événements exceptionnels ;
- le nombre de coupures longues et brèves toutes causes confondues ;
- le nombre de coupures longues et brèves hors événements exceptionnels ;
- pour chaque événement exceptionnel (cf. définition au paragraphe 1) : tout élément permettant de justifier le caractère exceptionnel de l'événement, l'énergie non distribuée, le nombre de coupures longues et brèves lors de l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par RTE pour rétablir les conditions normales d'exploitation.

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, RTE transmet à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente :

- la durée moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la durée moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux délestages toutes causes confondues ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux délestages hors événements exceptionnels ;
- la fréquence moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la fréquence moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels.

## ANNEXE 4 - EVOLUTION DES FACTURES D'UTILISATION DU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

A la demande de la CRE, RTE a simulé les factures résultant de l'application des grilles tarifaires du TURPE 6 HTB au 1<sup>er</sup> août 2021 aux courbes de charge des utilisateurs HTB de 2015 à 2019. Les évolutions de factures simulées présentées dans cette annexe prennent en compte l'évolution en structure de la composante de soutirage et l'évolution générale du niveau tarifaire de +1,09 %. Elles reposent sur l'hypothèse que les utilisateurs ré-optimisent les versions tarifaires et les puissances souscrites entre le TURPE 5 HTB et le TURPE 6 HTB. Ces simulations ne prennent pas en compte la diminution prévisionnelle des soutirages entre 2019 et la période 2021-2024.

L'écart entre l'évolution générale du niveau tarifaire 2021 et les évolutions de factures moyennes simulées à partir de la grille au 1<sup>er</sup> août 2020 et de la grille au 1<sup>er</sup> août 2021 appliquées aux courbes de charge 2015-2019 s'explique par la compensation de l'augmentation du ratio « puissances souscrites / énergies soutirées », l'évolution de la structure des grilles, la compensation de la hausse de la composante de gestion (exclue du périmètre des simulations), la trajectoire de l'abattement en faveur des électro-intensifs et un effet d'arrondi.

Les tableaux 1 et 2 présentent les évolutions de factures simulées moyennes des utilisateurs HTB 2 et HTB 1 regroupés par tranches de durée d'utilisation (énergie soutirée annuelle / puissance maximale annuelle).

Le tableau 3 présente les évolutions de factures simulées moyennes des utilisateurs HTB 3, HTB 2 et HBT 1 regroupés par secteur d'activité.

**Tableau 1 : Evolution de factures entre le TURPE 5 HTB au 1<sup>er</sup> août 2020 et le TURPE 6 HTB au 1<sup>er</sup> août 2021 pour un utilisateur représentatif raccordé au niveau de tension HTB 2**

Utilisateurs représentatifs HTB 2	Durée d'utilisation (DU) en heures	Nombre d'utilisateurs HTB 2	Evolution de factures
Utilisateur représentatif des DU comprises entre 0 et 3000 heures	866	254	1,32%
Utilisateur représentatif des DU comprises entre 3000 et 5000 heures	4 187	221	0,12%
Utilisateur représentatif des DU comprises entre 5000 et 8760 heures	6 012	65	1,96%

**Tableau 2 : Evolution de factures entre le TURPE 5 HTB au 1<sup>er</sup> août 2020 et le TURPE 6 HTB au 1<sup>er</sup> août 2021 pour un utilisateur représentatif raccordé au niveau de tension HTB 1**

Utilisateurs représentatifs HTB 1	Durée d'utilisation (DU) en heures	Nombre d'utilisateurs HTB 1	Evolution de factures
Utilisateur représentatif des DU comprises entre 0 et 3000 heures	1 275	1 311	0,00%
Utilisateur représentatif des DU comprises entre 3000 et 5000 heures	4 058	1 694	0,61%
Utilisateur représentatif des DU comprises entre 5000 et 8760 heures	5 889	261	0,40%

**Tableau 3 : Evolution de factures par secteur entre le TURPE 5 HTB au 1<sup>er</sup> août 2020 et le TURPE 6 HTB au 1<sup>er</sup> août 2021 (abattement électro-intensifs inclus)**

Secteur	Evolution de factures			
	HTB 1	HTB 2	HTB 3	TOTAL
Agriculture et industries agro-alimentaires	1,21%	2,69%		1,51%
Automobiles	0,82%	1,77%		0,97%
Autres industries	0,74%	5,87%		0,76%
Chimie	0,66%	2,50%	3,13%	1,30%
Distribution d'électricité	0,38%	0,64%	3,13%	0,56%
Energie et combustibles	0,44%	0,13%		0,40%
Métallurgie	1,19%	2,25%	3,12%	1,29%
Minéraux et matériaux	0,53%	2,30%	3,12%	1,21%
Papier	1,31%	1,29%		1,31%
Production d'électricité	1,26%	2,81%	3,12%	1,43%
Sidérurgie	3,70%	5,30%	3,12%	3,65%
Tertiaire	5,71%	3,63%	3,12%	4,32%
Transport non ferroviaire et Télécom	1,52%	1,78%	3,12%	1,66%
Transport ferroviaire	2,06%	0,89%	3,12%	1,73%
<b>TOTAL</b>	<b>0,50%</b>	<b>0,42%</b>	<b>3,12%</b>	<b>0,50%</b>

**ANNEXE 5 – REGULATION INCITATIVE PORTANT SUR LE PRIX D'ACHAT DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION DES PERTES POUR LE TURPE 6 HTB (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.

**ANNEXE 6 – DISPOSITIF RELATIF A LA GESTION DES ACTIFS (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.



## ANNEXE 7 – METHODE RETENUE POUR DETERMINER LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DU TURPE 6

Les travaux engagés pour la préparation du TURPE 5 s'agissant de la composante de soutirage avaient conduit à améliorer l'allocation des coûts en prenant notamment mieux en compte la différenciation des coûts unitaires de réseaux, en fonction de la temporalité. Les modifications apportées à l'allocation des coûts s'étaient alors fondées sur de nouvelles données de consommation, affinées car issues d'utilisateurs réels (intégralité des utilisateurs HTB, échantillon important d'utilisateurs HTA et BT). Les données relatives aux réseaux étaient en revanche construites à partir, d'une part, d'une modélisation simplifiée des coûts des infrastructures de réseau, considérant que ceux-ci augmentent de façon linéaire avec la pointe des soutirages à l'échelle nationale et, d'autre part, d'une prise en compte du foisonnement à l'échelle nationale.

Les travaux réalisés pour TURPE 6, présentés ci-après, ont pour objectif d'améliorer cette modélisation en se fondant sur des données de réseaux plus robustes, permettant de renforcer la précision de la méthodologie utilisée. Les gestionnaires de réseaux ont en particulier transmis à la CRE des données beaucoup plus précises s'agissant de la description de leurs réseaux. Ainsi, la CRE a pu fonder ses travaux sur la quantité d'ouvrages effectivement présente dans chaque poche de réseau<sup>68</sup> et les courbes de charge des postes sources HTB-HTA en tête de chacune de ces poches (et non d'une unique courbe de charge nationale). Cette amélioration permet de mieux prendre en compte, d'une part, les effets d'échelle du réseau (doubler la capacité d'un ouvrage ne revient pas à doubler les coûts) et, d'autre part, les effets locaux (tous les ouvrages de réseau n'ont pas la même pointe à la même heure).

Par ailleurs, l'échantillon d'utilisateurs HTA et BT utilisé est amélioré par rapport à celui utilisé lors des travaux TURPE 5 (43 000 points de livraisons dans les simulations de soutirages basse tension du TURPE 6, contre 3 000 dans le TURPE 5) et est donc plus représentatif de la forme de la consommation réelle des consommateurs.

La méthodologie retenue pour TURPE 6, présentée ci-après, s'inscrit dans la continuité de la méthode TURPE 5, tout en raffinant certaines étapes de calcul (prise en compte d'un coût de desserte, coût marginal plutôt que coût incrémental moyen, forme de la fonction de coût, affectation des coûts de compensation des pertes et des réserves suivant la matrice des flux ...). Elle s'efforce par ailleurs de respecter les principes généraux (efficacité, lisibilité, faisabilité, acceptabilité) rappelés précédemment, auxquels les acteurs se sont montrés globalement favorables. Les grilles tarifaires résultant de cette méthodologie sont présentées en annexe.

### 1. PRINCIPE GENERAL D'ALLOCATION DES COUTS

Les grilles tarifaires sont définies sur la base d'une allocation des coûts à chaque utilisateur, de manière à ce que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux le coût de réseau qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de lisibilité et de progressivité dans l'évolution des tarifs. Ce principe permet de transmettre aux utilisateurs un signal tarifaire pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux.

La méthode que la CRE met en œuvre dans le TURPE 6, fondée sur les données plus fines transmises par les gestionnaires de réseaux sur leurs coûts, leurs réseaux et les consommations, est fondée, pour les niveaux de tension HTB 1 et 2, HTA et BT, sur les grandes étapes suivantes :

- Etape 1- étude économétrique des coûts d'infrastructure : cette première étape consiste, à partir de l'analyse des données de chaque poche de réseaux, à :
  - reconstituer le coût annualisé de chaque poche ;
  - déterminer les variables étant le plus à même d'expliquer les variations de coûts entre poches ;
  - en déduire une fonction de coût, permettant d'obtenir des coûts marginaux dépendant des différents inducteurs de coûts ;
- Etapes 2 et 2 bis : pour les deux principaux inducteurs de coûts sélectionnés (nombre d'utilisateurs et puissance « foisonnée » transitant dans chaque poche), l'étape suivante consiste à transformer les coûts marginaux en coefficients tarifaires, en considérant un large échantillon d'utilisateurs représentatifs, dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue ;
- Etape 3 – répercussion des coûts annexes : cette étape consiste à prendre en compte les coûts annexes (compensation des pertes, réserves, ...) non intégrés à la fonction de coût établie en étape 1, et à les répercuter aux consommateurs en les intégrant aux coefficients tarifaires obtenus aux étapes 2 et 2 bis.

<sup>68</sup> Groupement d'ouvrages de réseau unis par leur proximité, en termes d'impédance, à un transformateur amont.

L'allocation des coûts prend en compte le fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension amont (cascade des coûts).

Pour le réseau HTB 3, les étapes 1 et 2/2 bis sont simplifiées. En effet, le réseau HTB 3 présente des particularités qui conduisent à refléter les coûts induits par les soutirages sous la forme d'un tarif à l'énergie, sans différenciation temporelle ni coefficient à la puissance souscrite. Les coûts d'infrastructures du réseau HTB 3 représentent 0,26 c€/par kWh transité sur ce domaine de tension.

Les principales étapes de la méthode sont représentées dans la vision d'ensemble ci-dessous :

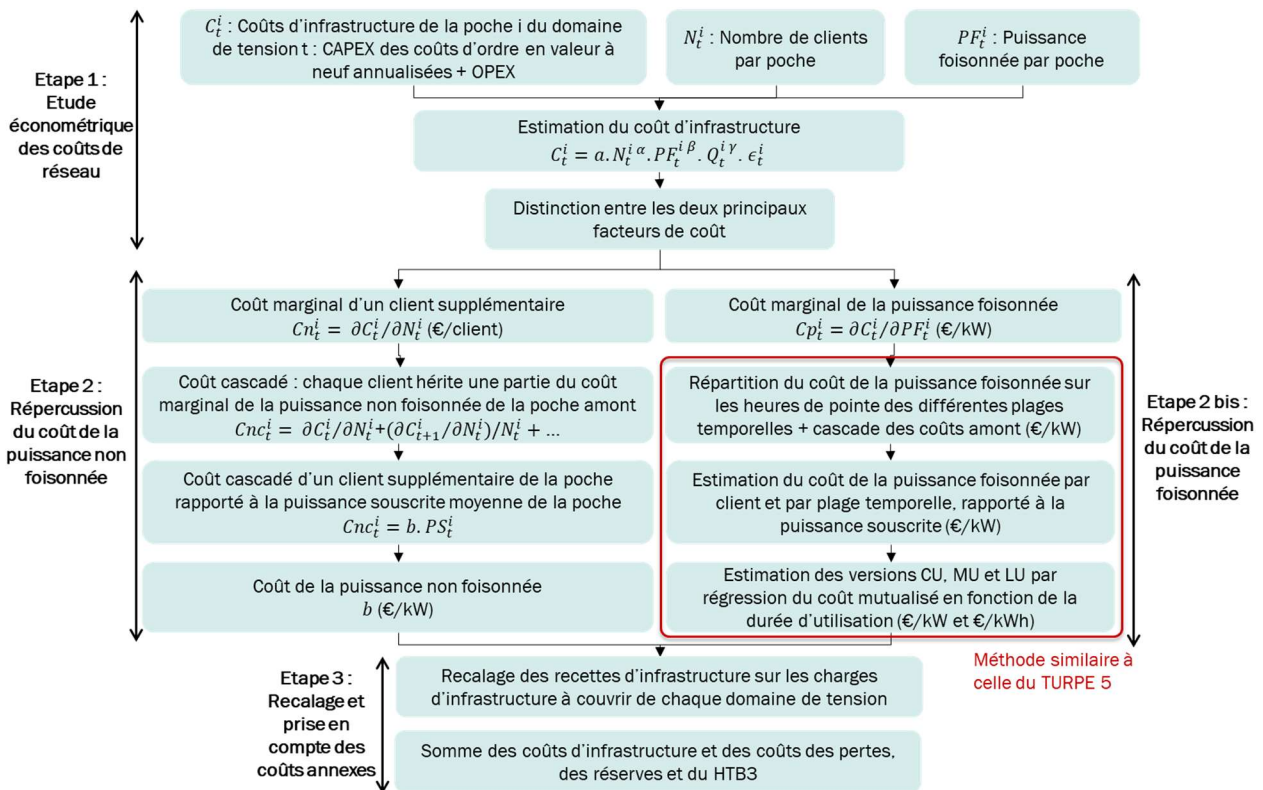


Figure 1 : Etapes de la méthode du TURPE 6

## 2. ETAPE 1 : ETUDE ECONOMETRIQUE DES COÛTS D'INFRASTRUCTURE

La méthode de calcul qui a été utilisée pour la structure du TURPE 5 présente un certain nombre de particularités qui ont été introduites en réponse notamment au manque de détails disponibles à l'époque sur les données de coûts d'infrastructure au niveau local :

- la maille observée est nationale ;
- les coûts d'infrastructure sont supposés entièrement expliqués par la capacité du réseau du domaine de tension considéré ;
- selon la fonction de coût implicite du TURPE 5, les coûts sont supposés strictement proportionnels à la capacité du réseau ;
- le nombre d'utilisateurs est supposé ne pas influencer sur les coûts ;
- le tarif ne vise pas à refléter le coût marginal, mais le coût horaire incrémental moyen.

Les travaux réalisés en amont du TURPE 6 ont permis d'estimer les coûts d'infrastructure à l'échelle locale (raisonnement à l'échelle des poches de réseaux, par niveau de tension), ce qui permet de calculer un coût marginal à la pointe en fonction du développement local du réseau. Ces données plus fines doivent permettre de répercuter plus précisément, dans les différentes versions tarifaires, les coûts correspondant aux différentes utilisations du réseau.

## 2.1 Utilisation de données de réseau plus fines : les poches de réseau

Une poche de réseau regroupe l'ensemble des ouvrages de réseau d'un domaine de tension connectés en aval d'un poste de transformation. En cas de connexion à plusieurs postes amont, l'ouvrage est associé au plus proche selon la distance électrique. Chaque poche représente ainsi un ensemble d'ouvrages de réseau cohérent localement. Le nombre de poches pour chaque niveau de tension dépend directement du nombre de postes de transformation entre les niveaux de tension. Schématiquement, on peut représenter le réseau de la manière suivante :

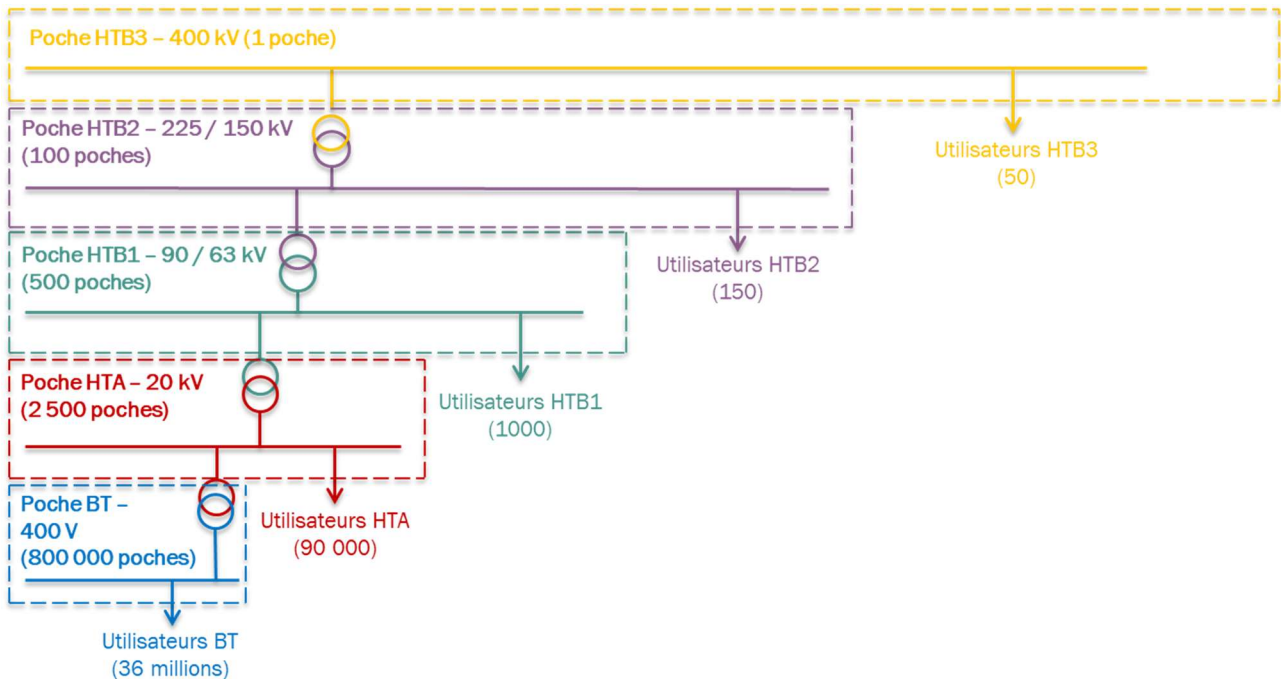


Figure 2 : Découpage du réseau en poches (ordre de grandeur)

Pour chaque poche, les gestionnaires de réseaux ont fourni de nombreuses données : quantités d'ouvrages, nombre et caractéristiques des utilisateurs raccordés, indicateurs topologiques et de densité, courbes de charge, etc.

Ces données permettent de reconstituer le coût annualisé de chaque poche et d'expliquer économétriquement ces coûts par les différentes variables issues des données fournies pour chaque poche (par exemple nombre d'utilisateurs, somme des puissances souscrites, puissance maximale transitée dans la poche, volume d'énergie transité au cours de la pointe, densité, etc.).

Le coût normatif d'une poche de réseau est calculé comme la somme de l'annuité des valeurs à neuf des actifs, et des coûts d'exploitation répartis au prorata des valeurs d'actifs.

Le coût d'une poche de réseau est directement lié aux caractéristiques techniques des ouvrages : le domaine de tension, la longueur des liaisons et la capacité des liaisons et des postes

## 2.2 Variables expliquant les coûts d'infrastructure

Le coût d'une poche de réseau est en partie expliqué par les caractéristiques des utilisateurs qui y sont raccordés. Il est également sensible à d'autres facteurs qui ne dépendent pas des caractéristiques des utilisateurs :

- variables géographiques comme le degré d'urbanisation, la nature du terrain, ou encore le climat ;
- et variables historiques telles que le dynamisme de la région et les choix de planification du gestionnaire de réseaux.

**Tableau 1 : Données considérées par poche dans l'analyse économétrique**

Domaine	Nombre de poches	Coût total (M€)	Puissance max asynchrone (MW)	Nombre d'utilisateurs ou de poches du niveau de tension inférieur	Coût moyen de la Pmax (€/kW)	Coût moyen par utilisateur (€)	Puissance max asynchrone moyenne par poche (MW)	Nombre d'utilisateurs moyen par poche	Puissance moyenne par utilisateur (kW)
HTB 2	107	1 420	122 345	879	11,6	1 699 263	1 143	8,2	27 283
HTB 1	446	1 794	94 325	3 146	19,0	808 683	211	7,1	20 846
HTA	2143	5 265	88 652	92 000	59,4	5 992	41	43,0	360
BT	787 500	6 081	70 900	36 400 000	85,7	167	0,1	46,2	9

L'analyse économétrique menée par la CRE montre que le coût d'une poche du réseau dépend principalement de la puissance de pointe foisonnée<sup>69</sup> (puissance foisonnée) et du nombre d'utilisateurs de chaque poche.

Des variables de contrôle ont également été introduites : pour toute la haute tension, la surface de desserte ; en HTA ont également été prises en compte la puissance de production et la densité.

D'autres variables peuvent être considérées, mais n'ont pas été retenues par la CRE, pour les raisons suivantes :

- les variables exogènes (type d'habitat, etc.) améliorent le pouvoir explicatif du modèle, mais n'apportent pas nécessairement d'information au tarifificateur. Leur utilisation peut dans certains cas se révéler contre-productive, si elles sont corrélées à la puissance de pointe, car elles vont amoindrir les coefficients des variables à tarifier, sans être tarifées elles-mêmes ;
- les caractéristiques de consommation agrégée des utilisateurs d'une poche, telles que la somme des puissances souscrites et la somme de l'énergie soutirée, sont trop corrélées entre elles et avec la puissance foisonnée pour apporter une information significative dans le cadre de la fonction de coût.

Par ailleurs, les domaines de tension HTB 1 et HTB 2 ont été traités comme un seul domaine de tension en raison de la fonction qu'ils assurent en tant que de réseau de répartition.

### 2.3 Fonction de coût

La sensibilité des coûts d'infrastructure aux caractéristiques des utilisateurs est quantifiable avec une fonction de coût de type Cobb-Douglas. Les paramètres de cette fonction sont directement issus de l'analyse économétrique des coûts par poche.

$$C_{pi} = A \cdot N_i^\alpha \cdot PF_i^\beta \cdot Q_i^\gamma$$

Avec :

- $C_{pi}$  le coût d'infrastructure de la poche i ;
- $N_i$  le nombre d'utilisateurs de la poche i ;
- $PF_i$  la puissance foisonnée de la poche i ;
- $Q_i$  la variable de contrôle de la poche i ;
- $A$  un coefficient de dimension caractéristique des variables retenues ;
- $\alpha$  l'élasticité du coût au nombre d'utilisateurs ;
- $\beta$  l'élasticité du coût à la puissance foisonnée ;

<sup>69</sup> La définition de la puissance foisonnée vise à reproduire schématiquement les décisions de dimensionnement des gestionnaires de réseaux. En HTB et en HTA, où le réseau est généralement redondant, la CRE a retenu la puissance lors de la 2 500<sup>ème</sup> heure la plus chargée de chaque poche. Le réseau de transport comporte des redondances lui permettant de supporter la perte d'un ou de plusieurs ouvrages, l'alimentation ne subissant alors que des délestages partiels. Ce n'est donc pas la puissance maximale qui induit des investissements, mais la puissance pendant les 2500 heures les plus chargées, durant lesquelles la consommation est en risque d'être délestée partiellement en cas de perte d'un ouvrage. La valeur déterminée pour la HTB a été retenue pour la HTA.

En BT, le réseau n'étant généralement pas redondant, les poches BT sont conçues pour garantir l'alimentation en situation de réseau complet, compte tenu des aléas de consommation. La pointe dimensionnante est caractérisée par une durée plus courte. La CRE a retenu une durée de 500 heures pour ce domaine de tension.



- $\gamma$  l'élasticité du coût à la variable de contrôle.

**Tableau 2 : Elasticités des coûts d'infrastructure au nombre d'utilisateurs et à la puissance foisonnée**

	Elasticité du coût au nombre d'utilisateurs	Elasticité du coût à la puissance foisonnée
HTB	0,20	0,32
HTA	0,12	0,37
BT	0,13	0,39

Les résultats mettent en évidence des économies d'échelle caractéristiques des industries de réseaux, les coefficients apparaissant dans le tableau ci-dessus étant nettement inférieurs à un. Plus le réseau est développé, moins le développement supplémentaire de réseau est coûteux.

En comparaison à la méthode utilisée pour le TURPE 5, la fonction de coût retenue pour TURPE 6, permet de raffiner la sensibilité des coûts d'infrastructure à l'utilisation qui en est faite en prenant en compte le niveau de développement de chacune des poches de réseau.

### 3. ETAPES 2 ET 2 BIS : REPERCUSSION DES COÛTS A CHAQUE UTILISATEUR

#### 3.1 Calcul des coûts marginaux à la puissance foisonnée et au nombre d'utilisateurs

La CRE a rappelé, dans la délibération du TURPE 5, que le signal économique le plus efficace, selon la théorie économique, est fondé sur le principe du coût marginal, qui revient à faire payer les coûts de développement des réseaux aux utilisateurs soutirant aux heures critiques pour le réseau qui, dans le cas du réseau électrique, sont très majoritairement en hiver. La CRE n'avait pas retenu une telle tarification pour le TURPE 5, d'une part, car certaines données étaient alors manquantes, d'autre part, pour assurer la meilleure continuité avec le TURPE 4. La CRE avait retenu pour le TURPE 5 un coût incrémental moyen.

La CRE a indiqué dans sa consultation publique d'octobre 2020, qu'elle envisageait, pour TURPE 6, de se rapprocher d'un principe de tarification fonction du coût marginal, sous réserve de la faisabilité d'une telle évolution.

Les acteurs se sont montrés globalement favorables à une tarification au coût marginal afin d'envoyer un signal économique plus efficace aux utilisateurs de réseau. Certains acteurs ont émis des réserves sur les conséquences d'une telle méthodologie, qui ne serait pas souhaitable si elle induisait de fortes augmentations de facture pour les ménages fragiles ou thermosensibles.

La poursuite des travaux menés par la CRE a confirmé qu'une tarification fondée sur des calculs de coûts marginaux est pertinente pour le TURPE 6 pour les raisons suivantes :

- l'évolution rapide à venir des usages des réseaux soulève des enjeux considérables d'investissements dans de nouvelles infrastructures, qui pourraient être plus ou moins bien maîtrisés en fonction de la façon dont les nouveaux appareils seront utilisés. Dans un contexte de forte croissance des investissements, la tarification au coût marginal demeure une des méthodes économétriques les plus robustes en la matière ;
- les données plus fines de réseau recueillies auprès des gestionnaires de réseaux permettent d'envisager une telle tarification ;
- les évolutions de facture pour les utilisateurs de réseau restent très limitées même pour les utilisateurs les plus thermosensibles. La nouvelle méthode incite chacun à adopter un meilleur comportement vis-à-vis du réseau sans pour autant fortement pénaliser les utilisateurs ne pouvant pas adapter leurs comportements.

L'étape suivante de la méthode, consiste à déduire de la fonction de coûts les coûts marginaux par rapport au nombre d'utilisateurs et à la puissance foisonnée. Le coût marginal correspond au coût de l'utilisation d'une unité supplémentaire :

- le coût marginal au nombre d'utilisateurs est le coût induit par la demande d'un nouvel utilisateur, à puissance foisonnée donnée et à variables de contrôle fixées ;
- le coût marginal à la puissance foisonnée est le coût induit par une demande de puissance légèrement supérieure, à nombre d'utilisateurs fixé et à variables de contrôle fixées.

Ainsi, la fonction de coût permet d'isoler les deux effets principaux complémentaires l'un de l'autre.

### 3.2 Etape 2 : Répercussion du coût marginal au nombre d'utilisateurs

Le coût marginal au nombre d'utilisateurs peut être considéré comme un coût marginal de desserte : il correspond au coût généré par l'ajout d'un nouvel utilisateur dans une poche, pour une puissance foisonnée donnée au niveau du poste de transformation. Schématiquement, cela correspondrait à un nouvel utilisateur qui ne consommerait jamais pendant les périodes de pointe. En revanche, à l'échelle plus locale, il faudrait raccorder ce nouvel utilisateur pour pouvoir lui servir sa puissance souscrite et éventuellement renforcer le réseau proche de l'utilisateur, ce qui provoquerait des coûts d'infrastructure.

Une partie de ces coûts est réglée par les utilisateurs du réseau au moment du raccordement au travers de la facturation du raccordement. Une fois ces revenus déduits des dépenses des opérateurs, il reste une part significative des dépenses liée à un service de desserte, qui doit être reflétée dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

Pour chaque niveau de tension et chaque poche de ce niveau de tension, on obtient un coût marginal au nombre d'utilisateurs en €/utilisateur. Ce coût tient compte du fait que chaque utilisateur utilise non seulement le niveau de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, les niveaux de tension amont (cascade des coûts).

Il serait toutefois inefficace de facturer ce coût forfaitairement, les écarts importants entre les domaines de tension inciteraient les utilisateurs de réseau à fractionner les points de livraison pour se raccorder à des niveaux inférieurs sans que cela soit économiquement efficace. Ce coût n'étant pas lié à l'utilisation du réseau par cet utilisateur une fois raccordé, la CRE a choisi, à l'échelle de chaque poche, d'allouer la facture globale des coûts marginaux de desserte au prorata de la puissance souscrite.

### 3.3 Etape 2 bis : Répercussion du coût marginal à la puissance foisonnée

Le coût marginal à la puissance foisonnée correspond au coût généré par l'augmentation du soutirage d'électricité pendant les périodes de pointe, pour un nombre d'utilisateurs donné. Cette augmentation va induire à long terme un besoin d'investissements dans le réseau qui doit donc être répercuté sur les tarifs de réseau.

Plus précisément, on désigne par puissance foisonnée d'une poche la puissance soutirée du poste de transformation pendant la 2 500<sup>e</sup> heure la plus chargée de l'année. Pour chaque niveau de tension et chaque poche de ce niveau de tension, on obtient un coût marginal à la puissance foisonnée en €/kW. Comme pour la puissance non foisonnée, ce coût est un coût cascadié, c'est-à-dire tenant compte de la sollicitation des réseaux amont.

Ce coût marginal à la puissance foisonnée est ensuite réparti sur les heures de pointe des différentes plages temporelles.

Pour chaque utilisateur, ce coût est ensuite facturé de manière similaire à la méthode TURPE 5 en fonction de la présence de l'utilisateur pendant les périodes les plus chargées de l'année. Cette étape est celle du versionnage décrite ci-après. Elle se déroule en deux phases :

- Représentation du coût induit par un utilisateur en fonction de sa durée d'utilisation

De manière similaire à TURPE 5, pour un domaine de tension et une plage temporelle donnés, on peut alors représenter le coût induit par les utilisateurs de ce niveau de tension en fonction de leur durée d'utilisation durant la plage temporelle considérée sous la forme d'un nuage de points. Ce nuage permet de déterminer le lien entre les différents comportements d'utilisation du réseau et les coûts qu'ils génèrent, en fonction notamment de l'énergie soutirée et de la puissance souscrite.



Coûts HTB1 en €/kW en fonction du taux d'utilisation sur la plage d'heures pleines d'hiver

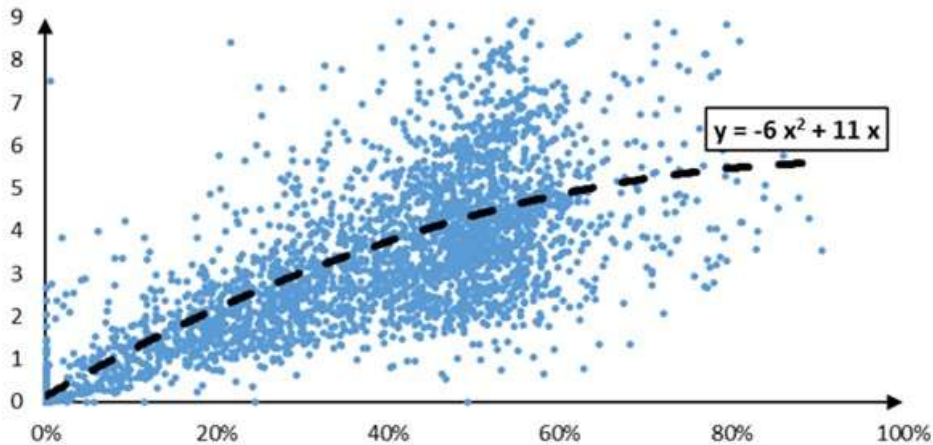


Figure 3 : Coûts d'infrastructure (€/kW puissance maximale) par utilisateur pour la plage heures pleines d'hiver en HTB 1 en fonction du taux d'utilisation de la puissance maximale

La CRE a utilisé, pour construire ces nuages de points, l'ensemble des courbes de charge des utilisateurs du domaine de tension HTB sur vingt années (données observées entre 2009 et 2018, ainsi que 10 simulations climatiques différentes de l'année 2025). La méthode permet ainsi d'intégrer une vision prospective de l'utilisation du réseau de transport, ce qui répond aux observations de certains acteurs sur la méthode TURPE 5.

Les courbes de charge des postes sources ainsi que les données de consommation agrégées des utilisateurs raccordés en HTA, précisant pour chacun d'eux la répartition entre postes horosaisonniers de leur consommation durant la pointe foisonnée de leur poche, ont été utilisées pour procéder de façon similaire sur ce domaine de tension.

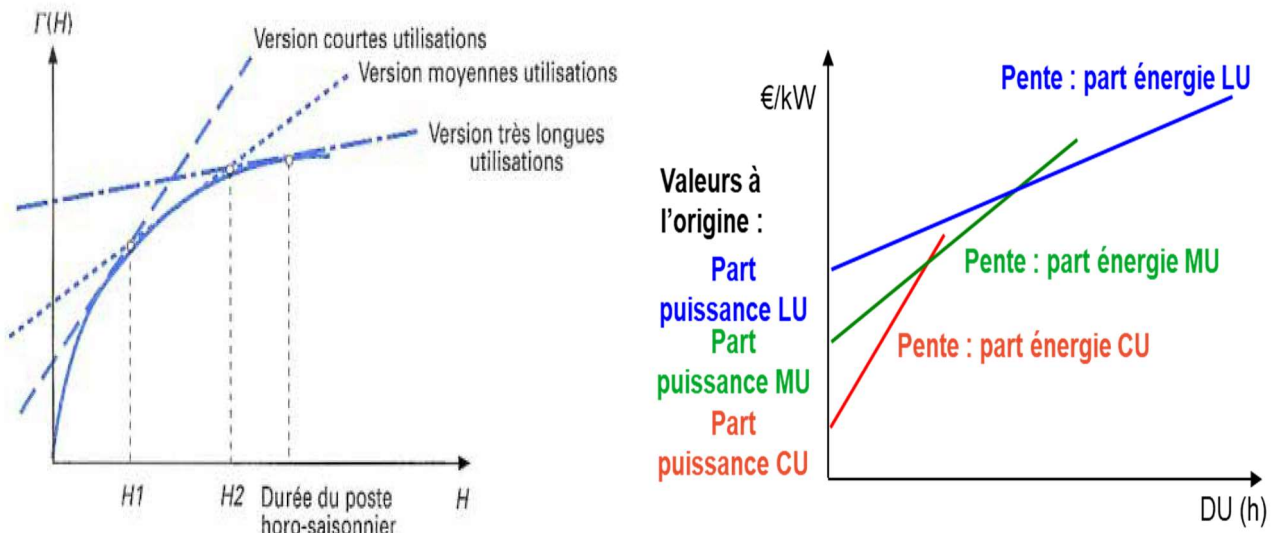
Concernant la basse tension (BT), la volumétrie des données équivalentes à celles utilisées sur les domaines de tension amont ne permet pas le recours à une méthode identique (environ 800 000 mailles BT délimitées par les postes de transformation HTA/BT, 36 millions de points de livraison). Des courbes de charge sont toutefois nécessaires pour allouer précisément les coûts d'infrastructure aux différents postes horosaisonniers. En l'absence d'un panel de mesures en courbes de charge horaires des flux au niveau des transformateurs HTA/BT, Enedis a réalisé à la demande de la CRE des simulations de courbes de charge à cette maille BT. Cette simulation fonctionne par agrégation de courbes de charge individuelles, dont le tirage aléatoire doit correspondre à la structure observée des utilisateurs au niveau d'un échantillon de mailles BT diversifiées, en aval d'un transformateur HTA/BT.

Ainsi, bien que les données d'entrée n'aient pas, pour des raisons pratiques, un format identique entre chaque domaine de tension, la même méthode est appliquée de la HTB à la BT.

- Estimation des coefficients tarifaires

Une fois ce nuage de point obtenu, on détermine la courbe décrivant le coût d'infrastructure de l'utilisation du réseau par les utilisateurs en fonction de leur durée d'utilisation. Cette courbe est concave, traduisant le fait que les utilisateurs de courte durée d'utilisation ont tendance à soutirer davantage en période de pointe. L'approximation des tangentes permet de déduire des coefficients tarifaires relatifs à la puissance souscrite et l'énergie soutirée.





Les tarifs ainsi obtenus permettent donc de garantir que chaque utilisateur est facturé au plus près des coûts qu'il génère, et d'assurer ainsi que le TURPE transmet un signal pertinent aux utilisateurs, les incitant à modifier leur comportement de façon à optimiser les besoins d'investissements et les charges d'exploitation des réseaux à moyen terme.

#### 4. ETAPE 3 : RECALAGE ET PRISE EN COMPTE DES COÛTS ANNEXES

Les coefficients sont ajustés proportionnellement de façon à recouvrir les charges à tarifier correspondant aux infrastructures actuelles, qui peuvent s'écarter du coût marginal de développement des infrastructures en raison des effets d'échelle, de l'inflation et de l'évolution technologique.

Deux catégories de coûts restent à prendre en compte pour obtenir les coefficients de la composante de soutirage :

- le coût des réserves ;
- le coût de compensation des pertes.

##### 4.1 Coût des réserves

Dans le TURPE 5, les coûts des réserves, correspondant aux coûts de la constitution des réserves d'équilibrage (réglage de la fréquence, reconstitution des services système, réserves rapide et complémentaire, reconstitution des marges, interruptibilité) ainsi qu'aux coûts du réglage de la tension, ne sont pas explicitement affectés aux utilisateurs lors de l'élaboration de la structure tarifaire, mais pris en compte lors de la fixation du niveau tarifaire. Implicitement, ils sont donc répartis selon une logique identique aux coûts des infrastructures et de compensation des pertes, y compris la cascade des coûts des domaines de tension amont sur les domaines aval. La CRE a amélioré cette approche pour le TURPE 6, tant sur le plan de la transparence que de la répartition entre domaines de tension.

Les réserves d'exploitation sont constituées afin que les ressources mobilisables du système électrique soient capables de compenser, en continu, la différence entre la production et la consommation d'électricité (réglage de la fréquence) et de maintenir la tension dans sa plage de fonctionnement normal (réglage de la tension).

En raison du caractère nécessairement aléatoire de leurs appels de puissance, tous les utilisateurs du réseau contribuent au dimensionnement des réserves :

- les utilisateurs de forte puissance : même si leur utilisation du réseau est généralement prévisible, leurs indisponibilités fortuites individuelles sont susceptibles de causer un déséquilibre significatif à l'échelle du système ;
- les utilisateurs de faible puissance : leur utilisation du réseau est plus volatile. Même atténué par le foisonnement, l'aléa induit par ces utilisateurs occasionne en permanence des écarts entre la production et la consommation.

Par ailleurs, certains phénomènes techniques, tels que ceux induits par des changements de programmation de la production et des échanges aux frontières se produisant typiquement aux heures rondes, peuvent engendrer des déséquilibres nécessitant l'activation des réserves sans qu'il soit possible d'identifier des utilisateurs responsables.

Les interconnexions du réseau de transport français permettent de diversifier ces aléas à l'échelle du continent européen, réduisant considérablement le coût de constitution des réserves d'exploitation par rapport à des systèmes électriques îlotés.

Ainsi, considérant la difficulté d'identifier des inducteurs de coût de constitution des réserves, la CRE estime qu'en l'état, il n'est pas possible d'attribuer les coûts des réserves à chaque utilisateur en fonction de ses caractéristiques d'utilisation du réseau.

Dès lors, pour la construction du TURPE 6, la CRE répercute les coûts des réserves en fonction de l'énergie soutirée, quel que soit le domaine de tension. Le coût de constitution des réserves représente de l'ordre de 0,10 c€ par kWh de soutirage.

#### **4.2 Coût de compensation des pertes**

Les coûts de compensation des pertes sont actuellement répercutés aux soutirages selon le taux de pertes par domaine de tension et le profil de prix d'achat pour la compensation des pertes. La CRE conserve cette méthodologie pour le TURPE 6.

Les taux de pertes et les coûts unitaires de compensation des pertes retenus par niveau de tension sont les suivants :

**Tableau 3 : Taux de pertes par domaines de tension**

Domaine de tension	Taux de pertes, y compris les pertes des domaines amont
HTB 3	1,5 %
HTB 2	2,0 %
HTB 1	2,7 %
HTA	3,7 %
BT	10,1 %

**Tableau 4 : Coût unitaire de compensation des pertes par domaines de tension**

c€/kWh	PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
HTB 3	0,11	0,10	0,07	0,08	0,05
HTB 2	0,15	0,13	0,09	0,11	0,07
HTB 1	0,20	0,18	0,12	0,15	0,09
HTA	0,28	0,24	0,16	0,20	0,12
BT	0,75	0,64	0,43	0,54	0,32